



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## ÓRGANO DE GOBIERNO

### NONAGÉSIMA PRIMERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2021

#### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 11:16 horas del día 14 de diciembre de 2021, se celebró la Nonagésima Primera Sesión Extraordinaria de 2021 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos con la asistencia del Comisionado Presidente Rogelio Hernández Cázares y los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero y Héctor Moreira Rodríguez, así como el Secretario Ejecutivo Fernando Ruiz Nasta.

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por el Secretario Ejecutivo, 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 a la Secretario Ejecutivo 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:

#### 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 al Plan de Desarrollo para la Extracción, presentada por Eni México, S. de R.L. de C.V., con respecto al Contrato CNH-R01-L02-A1/2015.

II.2 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Programa de Trabajo 2021, y





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

al Presupuesto asociado al mismo, presentada por Eni México, S. de R.L. de C.V., respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción del Contrato CNH-R01-L02-A1/2015.

- II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización ARES-DSM-MX-15-3P2/10699-21, presentada por Dowell Schlumberger de México, S.A. de C.V., para realizar Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial en la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo y que consiste en el procesamiento, reprocesamiento y/o interpretación de información de pozos previamente adquirida.
- II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Xinich-IEXP.

## II.- Asuntos para autorización

El Secretario Ejecutivo informó que los dos primeros asuntos serían expuestos de manera conjunta con una sola presentación.

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, presentada por Eni México, S. de R.L. de C.V., con respecto al Contrato CNH-R01-L02-A1/2015.**
- II.2 Resoluciones por las que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Programa de Trabajo 2021, y al Presupuesto asociado al mismo, presentada por Eni México, S. de R.L. de C.V., respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción del Contrato CNH-R01-L02-A1/2015.**





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

En desahogo de estos asuntos, cuyas ponencias son de la Comisionada Alma América Porres Luna y del Comisionado Presidente, respectivamente, con su venia el Secretario Ejecutivo 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 conducente, a continuación se transcriben:

"UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Muy buenos días Comisionados y todos los que nos acompañan en la sala. Vamos a presentar primeramente de estos dos temas cuál fue la cronología mediante la cual estuvimos en el periodo de análisis de las solicitudes del operador Eni. Su propuesta y su solicitud de modificación tanto del plan como del programa fue presentada el 8 de octubre del presente año. Se hizo la revisión. Se encontraron algunas aclaraciones y algunos pendientes de información, por lo cual se les hizo la prevención el día 22 de octubre, la cual el operador estuvo atendiendo el día 8 de noviembre de 2021. Ya con esta información se realizó el análisis final para su procedencia. Se mandaron las solicitudes de opinión tanto a la Secretaría de Economía como a la ASEA para complementar este trabajo y el día de hoy estamos presentando pues el resultado de todo lo que es la revisión técnica-económica que hace la Comisión.

Esta área contractual tiene una superficie de 67.2 kilómetros cuadrados. Su fecha de firma fue el 30 de noviembre del 2015. Tiene una vigencia de 25 años y es un contrato bajo la modalidad de producción compartida. El operador es Eni México y los campos que están incluidos en esta área contractual son Amoca, Miztón, Tecoalli, los cuales producen aceite negro. Y estas asignaciones pues tienen colindancias con asignaciones de Petróleos Mexicanos como son las Uchukil y con el contrato Santuario-El Golpe que también es operado por otro contratista.

En esta lámina podemos ver cómo ha venido evolucionando este Plan de Desarrollo en general y podemos ver que pues tiene dos fases principales en este momento que están establecidas en su estrategia de desarrollo. Una que es de producción temprana que ellos consideran hasta marzo del 2022 cuando llega un barco





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

FPSO y a partir de que llega este barco de marzo del 2022 en adelante pues empezaría una segunda etapa. Aquí es importante ver en la gráfica de producción cómo están establecidas las dos etapas. En lo que sería la línea roja que tenemos en el gráfico podemos ver el comportamiento de la producción actual. Este es un punto muy importante que también vamos a mencionar más al rato cuando presentemos los resultados del análisis del Programa de Trabajo porque pues en los últimos meses vemos que tiene un comportamiento de producción que muestra una tendencia a la baja.

Para esta modificación lo que nos está presentando el operador es que pues va a tener una variación en el número de pozos a perforar como los tenía programados. También tiene una variación en la meta de aprovechamiento de gas que no la alcanzaría en el periodo que tenía en el plan vigente considerado para alcanzarla. Y pues también ellos están viendo que para el próximo año van a tener una variación superior al 30% en lo que son sus pronósticos de producción. Pues esta es la justificación que nos están dando para estas variaciones, pues es que tuvieron retrasos en la ejecución tanto en la llegada del barco como en la perforación de los pozos, algunas de ellas asociadas a la pandemia y otras circunstancias técnicas que ellos nos están mencionando.

También lo que vemos es que están optimizando la estrategia de inyección de agua. Este es un tema muy importante en este caso en este plan porque esta inyección de agua ellos están tratando de acelerar su entrada en operación ya que como se ha venido desfasando pues ya esto les empezó a causar a ellos impacto en su comportamiento de producción. Esto lo podemos ver, como lo comentaba hace un momento, en el comportamiento real de la producción, que es una de las situaciones técnicas que tuvimos nosotros que estar analizando con mayor énfasis. Y también nos están diciendo que pues el barco ya está muy próximo a entrar en operación y pues necesitan acelerar los trabajos de su acondicionamiento y puesta en marcha.

Para esta modificación ellos nos presentaron dos alternativas. En este caso ellos están seleccionando la segunda, la que vemos como A2 en la tabla. Y como lo comentaba, pues dicen que están ellos acelerando o están buscando optimizar el diseño de inyección de agua al yacimiento y puesto que ya el





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

comportamiento de la presión en estos dos años que tienen ellos prácticamente en producción pues ha sido diferente o tiene variaciones respecto a lo que ellos habían estimado y pues ya empiezan a tener una variación muy fuerte en su comportamiento del yacimiento como lo habían estimado. También consideran las actividades del plan vigente pues con las actividades que no se pudieron cumplir y que están desfasando y que tienen que reprogramar hacia el futuro y también presentan pues una variación en cuanto a cómo se va a producir y cómo está programado ir recuperando los volúmenes de hidrocarburos.

Lo que nos presentan de todos modos con estas variaciones pues es prácticamente 28 terminaciones con su perforación, 3 reparaciones mayores, 3 reparaciones menores y pues esto les lleva a recuperar 335.7 millones de barriles de aceite, 214.9 miles de millones de gas. Y con la inversión y el gasto de operación que ellos están programando, pues nos están mostrando ahí que de acuerdo a sus cálculos que después vamos a comentar también se verificaron pues están dando viabilidad económica. Sin embargo, vamos a ver más adelante también algunos puntos técnicos importantes que están relacionados con esa propuesta.

Aquí en esta lámina podemos ver que nos están presentando lo que sería la inversión. La inversión que nos presentan ellos, como se puede ver ahí, los 7,528 millones de dólares consideran desde que inició el proyecto. No considera nada más la modificación hacia adelante. Igualmente, lo que se hizo para compararlo con la modificación que está al 2040, los 8,194, se llevó todo también desde el inicio del proyecto al 2016. Entonces pues estamos viendo que tienen una variación en su inversión, que son aproximadamente 666 millones de dólares que están incrementando y que más adelante vamos a ver a qué se deben estas variaciones que estamos teniendo. La actividad tiene algunas variaciones respecto a cómo la tienen programada porque algunas de las actividades ya las iniciaron y están ahorita en este momento en proceso.

Los volúmenes que están considerando ellos pues para el aceite son 347 millones cuando inició el plan. Ahora lo están ajustando a 343.3 millones para lo que es el aceite de barriles. Y para lo que es el gas pasan de 222 miles de millones de pies cúbicos a considerar para esta modificación pues prácticamente la misma cantidad de





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

gas. Sin embargo, vamos a ver que este pronóstico de producción que nos están haciendo tanto para el aceite como para el gas con la información que nos presentaron pues nos generó mucha incertidumbre y nos está de alguna otra manera haciendo que nosotros hiciéramos o realizáramos un análisis técnico más profundo en el cual encontramos algunas variaciones respecto al comportamiento del yacimiento como ellos están estimando que van a poder producir estos volúmenes y que pues nos generan incertidumbre. Lo vamos a ver un poco más adelante en lo que sería ya cuando lo bajamos a nivel del programa, ahí se van a ver estos puntos que les estoy comentando cómo el comportamiento del yacimiento empieza a tomar mucha relevancia.

Esto es el programa de inversiones. Ellos consideran 6,879.8 de su inversión y su gasto de operación, el costo total del proyecto, de los cuales 21% está destinado a lo que sería el desarrollo, 76% a lo que sería la etapa de producción y 3% a lo que sería el abandono de toda la infraestructura al terminar su extracción este campo.

Ahora vamos a ver lo que es la modificación al Programa de Trabajo y Presupuesto. Ya es bajarlo a las actividades de corto plazo que están ellos proyectando que se van a llevar a cabo por año. Aquí tuvimos nosotros una dificultad en poder entender bien cuál era su planteamiento, puesto que lo que nos presentan ellos es que tienen considerado para perforar en el 2021 el pozo Miztón-9 inyector y el Amoca-7 de desarrollo. Estos vienen con retraso. Sin embargo, cuando empezamos nosotros a revisar qué era lo que estaba ocurriendo y cuál era su proyección de la actividad, pues vemos que los pozos como están programados pues no son coincidentes. El pozo 9 inyector sí está, pero desaparece lo que sería el pozo Amoca-7 y empieza a aparecer el Amoca-3DEL y el Amoca-4DEL.

Entonces pues lo que empezamos a ver ahí es que ya hay una desalineación entre la actividad física que nos están programando y también dentro de la operación día a día que tenemos nosotros en la unidad pues recibimos lo que son los avisos de inicio de perforación y lo que encontramos es que ya metieron ellos para empezar las actividades de perforación del pozo Miztón-12 y el pozo Miztón-11 inyectores. Entonces pues esta actividad que ya nos avisaron ellos que va a iniciar no está documentada en su modificación. Entonces pues desafortunadamente esto nos lleva





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

a que no hay congruencia en cuando a la actividad física de lo que sería el plan, lo que sería el programa y lo que se está ejecutando..

En esta lámina, como les comentaba, pues es donde empezamos a ver ya los efectos del comportamiento del yacimiento en cuanto a que la línea que vemos nosotros ahí en color rojo es la línea de la producción real que estamos registrando. Sin embargo, ellos en lo que es el área verde pues es el pronóstico de producción que siguen manteniendo para lo que sería la modificación tanto del plan y lo que sería el programa. Lo que estamos viendo es que en el aceite ellos siguen poniendo que para 2021 tendrían una recuperación de 7.8 millones de barriles. Y pues si nosotros seguimos la tendencia o hacemos una proyección de acuerdo al comportamiento del yacimiento con la información técnica que tenemos, pues vemos que no se va a poder cumplir. Vemos que la expectativa de producción de aceite va a ser menor.

Y a diferencia del aceite, podemos ver en el caso del gas que ellos tenían proyectado recuperar 6.1 miles de millones de pies cúbicos. Sin embargo, lo que vemos aquí también es que el pronóstico de producción que tienen ellos y que nos están presentando hacia futuro pues tiene una tendencia diferente al comportamiento actual del yacimiento. Ellos en esta modificación pues están poniendo que el gas va a subir a 8.2 miles de millones. Haciendo el análisis técnico para ver por qué se está llevando a cabo o por qué se da esta variación, pues nos encontramos que están en una etapa crítica ellos donde pues ya el yacimiento y las principales formaciones donde están produciendo cayeron por abajo de la presión de saturación y están empezando a tener una liberación importante de gas. Esta situación pues lo que hace es que van a producir más gas y van a empezar a producir menos aceite. Entonces es imperativo que la solicitud que ellos nos hicieron pues se reajuste al comportamiento real que tienen ellos del yacimiento y que tienen ellos el histórico de dos años para poder hacer un mejor ajuste de lo que sería su pronóstico de producción.

Entonces esto que les estoy comentando pues nos lleva a la conclusión pues también está desalineado y no existe congruencia entre el plan que nos están proyectando y el comportamiento real que tiene el yacimiento, en cuanto a los aspectos técnicos que le dan soporte a los pronósticos de producción. Y después nos presentan también el presupuesto





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

para el 2021 donde vemos que pues hay varios conceptos que están sufriendo incrementos. Entre ellos, está la construcción de instalaciones y también la actividad del general. Y dentro de todas estas variaciones pues vemos que pasan de 374.6 millones de dólares a una modificación y una proyección para lo que es 2021 de 534.7. Aquí lo que se identificó cuando se estuvo revisando el detalle de la información que nos presentaron es que algunos de los costos, sobre todo por ejemplo vemos el de la embarcación y algunos costos de la actividad de geología se están incrementando y estos incrementos pues están saliendo dentro de los rangos y los costeos que la Comisión hace. Entonces ahí también tenemos una situación en cuanto a la viabilidad de costos que están programando ellos para esta modificación tanto del plan como del programa. De este monto total de los 534, el 86% serpa para desarrollo, el 12.3% para producción y el 1.5% para lo que sería el abandono.

Entonces ya después de hacer todo este análisis tanto de su solicitud de modificación del plan como la solicitud de modificación del programa, considerando todos los aspectos técnicos que se comentaban y que nosotros debemos de considerar de acuerdo a la Ley de Hidrocarburos para poder aprobar un plan, pues encontramos que dentro de las premisas que se establecen en el artículo 44 para aprobación de los planes pues tenemos que debemos de observar la tecnología. La tecnología pues dentro de lo que alcanzamos nosotros a ver y las mejores prácticas pues es la adecuada. Sin embargo, ya en el plan de producción que permita maximizar el factor de recuperación es donde empezamos a tener problemas porque vemos que sus pronósticos de producción pues no están considerando el comportamiento actual del yacimiento y que les serviría a ellos considerar cómo ya tiene dos años de producción, cómo se está comportando y cómo realmente sería la proyección de los volúmenes a producir hacia el futuro.

También tenemos ahí una situación en cuanto a las condiciones económicamente viables por la situación que les comentaba de los costos que se estuvieron analizando de cada una de las actividades y pues vemos que algunos de los costos están excedidos. También revisamos lo que se refiere al Programa de Aprovechamiento de Gas Natural. Esto también está estrictamente relacionado con el comportamiento del yacimiento,





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

donde vemos que están teniendo más gas liberado del que ellos están considerando. Y su Programa de Aprovechamiento de Gas pues con la información que nos presentaron pues no permite que nosotros podamos tener total certeza de que ese va a ser el comportamiento.

Y por último tenemos lo que serían los mecanismos de medición. En este aspecto ellos identificaron dentro también de sus pronósticos de producción que probablemente van a tener producción de condensados. Se les solicitó que documentaran ellos pues el mecanismo de medición que permitiera cuantificar de forma adecuada estos condensados, sin embargo, la información que nos presentaron pues no fue del todo clara y no nos permite aquí en la Comisión que podamos nosotros dictaminar con toda certeza que es favorable. Entonces la que sigue por favor.

Pues ya aquí como resultado del dictamen y todo lo que se ha platicado tenemos que se propone el dictamen técnico en sentido no favorable con respecto a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción y al Programa de Trabajo y Presupuesto 2021 asociado al contrato CNH-R01-L02-A1/2015 presentado por Eni México, S. de R.L. de C.V. Eso es lo que traemos Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias maestro Castellanos. Una pregunta. ¿El plan vigente cuál es la última fecha?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- ¿El plan vigente cuándo se aprobó? No lo recuerdo.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- O sea, la última modificación.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- 2019 fue una modificación.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Fue en 2019 el vigente. Se pueden ir a la lámina 5 por favor. Entiendo que el programa está planteando ahora 8,176 el costo del proyecto total, ¿o no? Antes era 7,000.

*[Handwritten signatures and initials in blue ink]*





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Valor presente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Y en el vigente cómo está?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- En el vigente no traigo ahorita el dato del VPN, pero también debe de venir viable.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Tú lo traes Antonio?

CENTRO NACIONAL DE INFORMACIÓN DE HIDROCARBUROS, MTRO. ANTONIO RÍOS LIÉVANO.- Es de 7,090.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- 7,090 es el vigente y 8,000 es el propuesto ahora. Están proponiendo un incremento de gasto de 1,000 millones, 1,176 millones. ¿Correcto? ¿En inversión o no?

CENTRO NACIONAL DE INFORMACIÓN DE HIDROCARBUROS, MTRO. ANTONIO RÍOS LIÉVANO.- No, el valor presente de los ingresos.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Ah, el valor presente de los ingresos lo están llevando a 8,000, pero la producción casi no cambió. ¿A qué se debe el cambio en el precio?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Es por cuestión del precio.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Están asumiendo un aumento en el precio.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, son precios diferentes. Entonces eso es lo que hace que se incremente su expectativa de generar valor, porque el volumen prácticamente pues es el mismo que van a estar produciendo.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bien. Entonces, ahora, los problemas que están





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

diciendo del gas y de la presión del yacimiento y demás no tiene que ver por la falta de la llegada del barco y mi pregunta es si llegando el barco eso se va a solucionar.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- No totalmente. Ahí si me permiten Comisionados. La inyección que se tenía pronosticada para mantenimiento de presión con el barco era sobre todo porque el yacimiento, la expansión que tiene propiamente el yacimiento es pobre en la parte de los fluidos y la roca. Entonces se abate muy rápido la presión. Lo que se estaba buscando en la idea original o en el plan que se tiene vigente era dar mantenimiento de presión para que no se abatiera y entonces se generara este plató de presión y un plató de producción. Al no tener el ingreso del barco para el mantenimiento de presión se abate el yacimiento y se está abatiendo también la producción que se tiene en el campo. Entonces es una consecuencia de otra.

Ahora, si se va a revertir, se va a revertir la caída, sí, pero no al grado que teníamos porque ya también ahí se tiene una pérdida de oportunidad respecto del yacimiento. Entonces ahí también tendríamos que ver. Y si lo quisieran llevar, va a costar más empezar a incrementar a lo que tendríamos ya por la diferencial de presión que hoy tenemos. Para tener una idea, si no mal recuerdo, tenemos casi un 66% de caída de presión respecto la que teníamos ya originalmente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Ahora, ¿cuánto lleva de retraso? Lleva casi un año, ¿no? El barco de retraso.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Sí.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Entonces estás hablando que ya están empezando a dañar el yacimiento por una mala administración.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Hablar de dañar el yacimiento digamos que es un poquito aventurado decirlo de esa forma por el tiempo que está, pero sí en la parte de la administración sí no es una administración correcta.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Pero me están diciendo que no se va a revertir el daño que tiene de la presión. Llegando el barco no va a regresar. O sea, hay una oportunidad que ya se perdió.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Sí, aunque podríamos recuperar lo mismo, pero en un mayor plazo de tiempo bajo otro mecanismo, lo que va a implicar mayor costo. Entonces ahí es donde tenemos ese diferencial. Sí, ya al día de hoy podemos recuperar lo mismo, pero ya no con la misma técnica o en el mismo tiempo que teníamos de origen. Lo que va a pasar es que vamos a tener que hacer mayor actividad, algún soporte adicional para poder recuperar el mismo volumen de lo que estábamos planteando.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Es que creo que recibimos a Eni en audiencia hace tiempo. Ya van creo que dos veces. Y en una de ella decían que iba a llegar el barco como en marzo creo, una cosa así. Nos dijeron en audiencia que iba a llegar en marzo, si mal no recuerdo. Y ahorita ya estamos en diciembre y todavía no hay fecha para el barco. Y cada vez que el barco tarde más, más afectación hay y menos recuperación hay, menos producción y vez es cada vez más costoso y va en detrimento del proyecto. Bueno. Comisionada Alma América.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias Comisionado Presidente. Tengo un par de preguntas. La primera es este operador presentó, digamos se le aprobó la estrategia de recuperación secundaria por los lineamientos que tenemos.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí. Ellos, de acuerdo al lineamiento de recuperación secundaria y mejorada, tenía establecido que este año 2021 de acuerdo a su cuarto transitorio presentarán su propuesta de implementación de un proceso de recuperación secundaria. La presentaron, lo revisamos y fue viable. Para el caso de todos estos proyectos que resultaban viables se les estaba dando 90 días para que presentaran una modificación e integraran esta propuesta a su Plan de Desarrollo, que fue lo que hicieron. Ellos ya lo traían de inicio, sin embargo, lo que





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

presentaron como propuesta es parte de la optimización que tenemos ahí como el primer punto que están haciendo un rediseño por todo lo que se comentó de que la oportunidad de los volúmenes que se pueden recuperar asociados a este proceso pues se tienen que buscar acelerar. Por eso es el rediseño. Pero sí, sí lo presentaron y se aprobó.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y fue viable en cierta manera.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, viable.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- La segunda es el comportamiento que estamos teniendo en la producción es un comportamiento que se le atribuye, un poco por la pregunta que hizo el Comisionado Presidente, se le atribuye a causas externas o a un comportamiento del yacimiento en sí.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Sí, entiendo. Si podemos ir a la lámina 23. Es lo que estaban comentando hace un momento. Se refiere en cuanto a los conceptos de la administración del yacimiento. El yacimiento tiene unas propiedades y una capacidad de producción. Sin embargo, cuando nosotros iniciamos o cuando un operador inicia su extracción con la información que tiene hace un estimado de cómo va a ser su comportamiento y en base a esto pronostica la producción. Sin embargo, cuando nosotros aceleramos la producción más allá de lo que nosotros habíamos estimado que tiene capacidad productora el yacimiento, podemos empezar a causar descompensaciones en el comportamiento de los fluidos como están dentro del yacimiento y como fluyen.

Eso lo podemos ver aquí en esta gráfica donde estamos nosotros viendo el comportamiento de lo que es la producción de aceite, que desde mediados de este año pues vemos que viene a la baja. Sin embargo, la producción del gas y lo que sería la relación entre el gas y el líquido pues viene aumentando. Este gas que se está produciendo puede ser porque se les está causando una descompensación al yacimiento como lo decía, porque también vemos nosotros en el estimado de presión cómo se está





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

comportando. Pues se está cayendo muy rápido esa presión. El estar sacando ese gas de forma adelantada pues es un, como lo conocemos en yacimientos, es un mecanismo de producción que al expandirse pues nos ayuda a que haya mejor producción. Si lo estamos sacando y lo estamos produciendo, pues es energía en forma de presión que se pierde en el yacimiento.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Perfecto, es exactamente lo que quería de respuesta. Y nada más para terminar un poco es estamos hablando de que aunque llamamos un solo yacimiento en realidad son diferentes arenas. ¿No? ¿El comportamiento es similar en todas las arenas?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- De acuerdo a las características que tienen y la información técnica que nos presentaron, sí. Tienen comportamientos o van a tener comportamientos análogos.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea. Y están teniendo el mismo comportamiento.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Las que no están produciendo, no. Pero las que van a producir, lo que tenemos ahorita es que seguramente se van a comportar de esta manera.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero digo, ¿el problema que tenemos ya se ve en todas las arenas?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Ahorita en ese momento, sí.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, o nada más en alguna principal.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- No, ahorita es en todas.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ya en todas, ok. Y si nos podemos ir a la lámina 10. Esta parte me llamó la atención porque, o sea, esto es lo que el operador nos está proponiendo para realizar o nos propuso para realizar en el 2021. Y





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

como podemos ver, o sea, está este alineado a la modificación que nos estaban proponiendo. ¿Correcto? ¿O al vigente?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Ni a uno ni a otro. Viene actividad distinta.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Es otro, está peor. Pero bueno, vamos a suponer que venga alineado a alguno de los dos. O sea, suponiendo eso. Independientemente de eso, pues tenemos aquí uno, dos, tres, o sea, bueno, dos pozos que no se han perforado y uno, dos, tres pozos que no se han terminado. Entonces estamos ya en el mes de diciembre. Aparentemente con esto, y hay dos más que no están considerados. Entonces un poco apoyando lo que ustedes han dicho. Creo que esto sí nos da una no congruencia. Si hubiera congruencia con alguno tanto en el vigente o en la parte de la modificación que nos estuvieran proponiendo, de todos modos no se podría cumplir de acuerdo a lo que nos están presentando en esta tabla. O sea, como que parecería yo diría casi imposible que nos pudieran entregar los pozos que habían programado en esta modificación que nos están proponiendo para el programa 2021. O sea, que es lo que hay que comentar. ¿No?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Hacer énfasis.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, creo que esta lámina para mí es así muy ilustrativa para decir que si no hay esa congruencia con lo que nos están presentando, en caso que estuviera alineado con alguno, tanto en el vigente o en el otro. Entonces creo que este para mí es algo muy, muy ilustrativo. Pues eso sería todo Comisionado.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Yo en esta misma lámina para que no le cambien entendí que hay dos pozos o tres que ya dieron aviso, pero no están en la modificación ni en el vigente.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- En el vigente sí estaban aprobados, pero en otra fecha.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Ah, en otra fecha.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Entonces para poderlos considerar ahorita en la programación necesitarían ellos haberlos metido en la modificación del programa y no están. Y pues ya nos dieron el aviso de que van a iniciar, son estos dos. Es el Miztón-12 inyector y el Miztón-11 inyector.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bien. Comisionado Moreira.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si vemos nosotros en la producción entre A1 y A2, la producción sube 11%. Entonces la mayor parte del cambio en el valor presente neto es el incremento de producción, no el aumento del precio del petróleo.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- También.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Bueno, sí, pero a ver. Si es el del cálculo, es 4% nada más el otro. Pero sin embargo lo que me preocupa a mí es esto. Estamos viendo que no van a cumplir con su meta de producción. Entonces aun suponiendo que logran repuntar y logran recobrar parte, de todas maneras como es valor presente neto lo más cercano es lo que tiene más peso. Entonces el valor presente neto que nos están poniendo no puede ser ese, tiene que ser mucho menor que ese. Entonces lo que nos estamos enfrentando me da la impresión como que ellos tienen ya un plan hecho y quieren seguir adelante con un plan sin hacerle cambios sin que refleje la realidad de lo que están encontrando. Entonces ellos tendrían que cambiar su programa anual 2021, pero además el plan total, el plan total de extracción. Entonces estamos como que en un drama muy raro porque nos están queriendo decir va a seguir todo muy bien cuando sabemos que no y cuando sus propios datos nos dicen que no. Entonces mi pregunta es qué puede pasar aquí. O sea, se lo rechazamos, perfecto. ¿Nos van a venir con un nuevo plan y van a tener que seguir mientras tanto con el plan vigente?





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO.  
FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ.- Así es.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ  
CÁZARES.- Seguiría el vigente me imagino y la modificación que  
quieren hacer pues tiene que ser congruente en todos estos  
aspectos que estamos hablando. Si ellos ya están viendo que la  
producción no es lo que se estaba programando y que saben que  
el barco no ha llegado y sigue sin llegar y entonces no tienen la  
fecha al parecer exacta, pues no tiene mucho sentido modificar el  
plan para uno que ya sabemos que está mal. ¿No?

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ  
CÁZARES.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas  
gracias Comisionado Presidente. Pues yo siempre he mantenido  
que una de las atribuciones principales de la Comisión Nacional  
de Hidrocarburos es ser el garante de la maximización de valor  
económico para el Estado. Y una de las herramientas más  
potentes que tenemos o las más potentes que tenemos es la  
validación de los Planes de Desarrollo. De ahí surgen los  
programas de trabajo y presupuesto anuales. Pero  
fundamentalmente el revisar los planes y verificar que realmente  
son los que maximizan el valor para el Estado es nuestra actividad  
fundamental. Y aquí observamos que hay incongruencias en  
varios datos como lo comentó el maestro Castellanos, pero  
también observamos que no están de alguna forma maximizando  
el valor para el Estado. Esto quiere decir que pues hay diferentes  
posibilidades de explotar un yacimiento, diferentes actividades,  
pero esas actividades tienen que entrar en tiempo y tienen que  
entrar con los costos adecuados y más en este tipo de contratos  
que son de producción compartida en donde los operadores, en  
este caso el operador Eni, tiene la posibilidad de recuperar esos  
costos. Entonces tenemos que cuidar con mucho ahínco que esos  
costos sean los de mercado. Porque si no, eso significaría una  
pérdida de valor para el Estado porque el Estado es el dueño de  
los hidrocarburos y finalmente a través de ellos es que se logra  
hacer esta recuperación de costos.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Entonces bueno, yo creo que los operadores pues tienen que ser muy cuidadosos en tener todas esas congruencias que ustedes ya identificaron, pero también en traernos Planes de Desarrollo que técnicamente sean robustos y que también consideren pues estos riesgos que existen en las contrataciones, de tal forma que se den holguras que nos permitan a nosotros tener una mejor visión de que vamos a tener una mejor explotación del yacimiento. Y me gustaría que pasaran nuevamente esta lámina, creo que era la 7, donde está el gasto de producción y se observan ahí unos picos. Es la 4, donde hay un pico ahí que me llamó la atención.

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Creo que es la 23.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, es la 23. Entonces ahí se ve que en febrero de 2020 la RGA se les fue para arriba, pero fuertemente. Pero no se observa en la parte de abajo del gasto de aceite y el gasto de gas pues algún incremento en el gasto de aceite, pero sí se ve que el gas se va para arriba. Ahí hay un piquito. Tenemos alguna información de por qué se dio esto y después como que nuevamente pues sin bajar el gasto de aceite, el gasto de aceite lo incrementan y parece ser que la RGA pues disminuye según la gráfica. ¿Ese comportamiento anómalo a qué se atribuye?

La línea verde, a ver, soy más explícito. La línea verde es el gasto de aceite. En febrero de 2020 tiene un cierto valor, ahí donde están señalando, y es ahí donde hay un pico en la RGA. El gasto de aceite pues sigue incrementando en abril, en mayo, en junio, pero la RGA en lugar de incrementarse pues disminuye. ¿Qué fue lo que sucedió en el campo?

UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, MTRO HÉCTOR ERICK GALLARDO FERRERA.- Ahí de hecho hay una segunda lámina. Justamente como la RGA es un cociente, al incrementar el aceite lo que pasa es que la RGA se disminuye sin que cambie lo que está pasando. Si podemos pasar a la lámina 14, sin embargo, ahí tenemos un poquito algo más operativo, la 22, hay una donde vienen las RGA de los pozos. La 20, perdón. Pasa que operativamente algunos pozos tuvieron algunos problemas justamente durante su desarrollo. Particularmente el Miztón-7DES tuvo problemas durante la terminación y ahí tienen varios





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

cuerpos de arena comunicados. Luego además por las propias características del yacimiento de baja permeabilidad, muy volumétrico, de cuerpos muy volumétricos, cae mucho la presión de fondo por abajo de la de saturación y se forma una saturación de gas cerca de pozo importante. Entonces ahí se puede ver justamente cómo durante momentos crece la RGA y estrangulan los pozos seguramente para poder controlar este efecto, pero este efecto va incrementando a lo largo del tiempo.

Inclusive si pudiéramos ver tendencias hasta podríamos identificar que probablemente se trata de dos facies diferentes. La facie de los pozos naranja y azul en puntos, que es un poquito más favorable para mantener este parámetro, y los puntos grises y azules que se ve justamente cómo van incrementando por sus características petrofísica seguramente más pobres. Entonces lo que se puede ver en estos meses es justamente estas entradas de estos pozos que incrementan fuertemente la RGA por sus propias características productoras presionales, vamos a decirlo así y cómo ellos operativamente tratan de ir estrangulando estos pozos para mejorar el comportamiento fluyente del sistema operativamente hablando.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y precisamente creo que en esa parte de la operación pues las compañías tienen que tener mucho cuidado porque finalmente es una pérdida de energía. Y ya lo comentaba aquí el ingeniero Julio pues ya cayó 66%. Lo veíamos en la presión del orden de 300 kilos a 100 kilos. Entonces el liberar gas de alguna forma es una pérdida de energía y finalmente, como decía el Comisionado Presidente, es una pérdida de valor. Porque finalmente se va a tener que meter más energía al yacimiento inyectando agua o inyectando gas que finalmente pues va a salir más caro. Entonces bueno, son mis comentarios, muchas gracias Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias Comisionado Martínez. De no haber más comentarios, pido al Secretario Ejecutivo dé lectura a las propuestas de acuerdo.

SECRETARIO EJECUTIVO, LIC. FERNANDO RUIZ NASTA.- Con mucho gusto Presidente. En este caso me permitiré dar lectura a





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

tres acuerdos relativos a los dos temas que se acaban de presentar. Primer acuerdo sobre la solicitud de modificación al plan. 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; en los artículos 31, fracción VIII y 44, último párrafo de la Ley de Hidrocarburos; así como en el artículo 13, fracción II, inciso f) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se niega a Eni México, S. de R.L. de C.V. la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción respecto del contrato CNH-R01-L02-A1/2015.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Someto a consideración de los miembros de este Órgano de Gobierno el acuerdo. Si su voto es a favor, sírvanse manifestarlo levantando su mano.

SECRETARIO EJECUTIVO, LIC. FERNANDO RUIZ NASTA.- Gracias Comisionados, se registra la votación y el acuerdo queda aprobado. Segundo acuerdo sobre la modificación al plan de trabajo. 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; en el artículo 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos; así como en las cláusulas 9.5 y 13.2 del contrato CNH-R01-L02-A1/2015, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se niega a Eni México, S. de R.L. de C.V. la modificación al Programa de Trabajo 2021 respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente al citado contrato.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Si su voto es a favor, sírvanse manifestarlo levantando su mano.

SECRETARIO EJECUTIVO, LIC. FERNANDO RUIZ NASTA.- Gracias Comisionados, se registra la votación y este acuerdo también queda aprobado. Tercer y último acuerdo respecto a la modificación al presupuesto. 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; en el artículo 31, fracciones VI y XII de la Ley de Hidrocarburos; así como en las cláusulas 10.4 y 13.2 del contrato CNH-R01-L02-A1/2015, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que se niega a Eni México,





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

S. de R.L. de C.V. la modificación al Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2021 respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente al citado contrato.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Si su voto es a favor, sírvanse manifestarlo levantando su mano.”

Con base en lo anterior, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó las Resoluciones y Acuerdos siguientes:

#### **RESOLUCIÓN CNH.E.91.001/2021**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, presentada por Eni México, S. de R.L. de C.V., con respecto al Contrato CNH-R01-L02-A1/2015.

#### **ACUERDO CNH.E.91.001/2021**

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; en los artículos 31, fracción VIII y 44, último párrafo, de la Ley de Hidrocarburos; así como en el artículo 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 niega a Eni México, S. de R.L. de C.V. la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción respecto del Contrato CNH-R01-L02-A1/2015.

#### **RESOLUCIÓN CNH.E.91.002/2021**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Programa de Trabajo 2021, presentada por Eni México, S. de R.L. de C.V., respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción del Contrato CNH-R01-L02-A1/2015.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### **ACUERDO CNH.E.91.002/2021**

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; en el artículo 31, fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos; así como en las Cláusulas, 9.5 y 13.2 del Contrato CNH-R01-L02-A1/2015; el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se niega a Eni México, S. de R.L. de C.V. la modificación al Programa de Trabajo 2021, respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción, correspondiente al citado contrato.

### **RESOLUCIÓN CNH.E.91.003/2021**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la modificación al Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2021, presentada por Eni México, S. de R.L. de C.V., respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción del Contrato CNH-R01-L02-A1/2015.

### **ACUERDO CNH.E.91.003/2021**

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; en el artículo 31, fracciones VI y XII, de la Ley de Hidrocarburos; así como en las Cláusulas 10.4 y 13.2 del Contrato CNH-R01-L02-A1/2015; el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se niega a Eni México, S. de R.L. de C.V. la modificación al Presupuesto asociado al Programa de Trabajo 2021, respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción, correspondiente al citado contrato.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

**II.3 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización ARES-DSM-MX-15-3P2/10699-21, presentada por Dowell Schlumberger de México, S.A. de C.V., para realizar Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial en la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo y que consiste en el procesamiento, reprocesamiento y/o interpretación de información de pozos previamente adquirida.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Héctor Moreira Rodríguez, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al ingeniero Mario Alberto Navarro Rodríguez de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

"UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING, MARIO ALBERTO NAVARRO RODRÍGUEZ.- Muchas gracias. Buenos días. Con su venia Comisionado Presidente, Comisionada, Comisionados. Tenemos para presentarles esta solicitud para llevar a cabo actividades de reconocimiento y exploración superficial que presenta la compañía Dowell Schlumberger de México y cuyo nombre se especifica como estudio de estratigrafía de fluidos de inclusión Cuencas del Sureste. Esta compañía está inscrita en el padrón de compañías ARES mediante el procedimiento ARES-A y en esta ocasión está presentando una solicitud ARES-B como es conocida para llevar a cabo actividades de reconocimiento y exploración superficial.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Presentó la solicitud el día 19 de octubre y mediante las revisiones hubo aplicación de una prevención y atendió esta prevención la compañía el 26 de noviembre, subiendo a este Órgano de Gobierno el día de hoy 14 de diciembre para su consideración. Los fundamentos legales con los cuales se realiza este tipo de trámites tienen que ver con la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y principalmente sobre las disposiciones administrativas de carácter general para las actividades ARES.

Particularmente los proyectos ARES podemos identificarlos de tres diferentes modalidades, en las cuales la modalidad uno es la que incluye actividades de reconocimiento y exploración superficial. Incluye la adquisición. La modalidad dos es la que no incluye la adquisición de datos y está asociado principalmente a procesamiento o interpretación de datos geológicos, geofísicos o geoquímicos. En lo particular este proyecto es un proyecto que está realizado o solicitado a partir de la modalidad tres que tiene que ver con el reprocesamiento y/o interpretación de datos de pozos previamente adquiridos. Es decir, cuyos datos fueron tomados previamente. El objetivo del proyecto es reprocesar e interpretar muestras de canal, principalmente recortes de perforación de 25 pozos. Podemos ver la ubicación en el mapa del lado derecho que son los puntos negros son la ubicación de los pozos y que están enmarcados dentro de un polígono envolvente que está remarcado en color verde.

Los objetivos geológicos están asociados a 14 unidades estratigráficas de tres eras geológicas que son el Cenozoico, el Cretácico y el Jurásico. Y su ubicación, este polígono envolvente está en aguas someras y también aguas profundas en frente de las costas de Veracruz, Tabasco y Campeche. La siguiente por favor.

Este polígono abarca aproximadamente 43,000 kilómetros cuadrados donde están incluidos los pozos y, como vemos en esta lámina, hay varias áreas contractuales, así como áreas de asignación de las cuales serían posible usar ese tipo de datos. Aquí tenemos en verde las áreas de asignación, contratos de licencia en amarillo y en café las áreas contractuales relacionadas con producción compartida.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Este es el cronograma que presenta la compañía solicitante. Desarrollará este proyecto en aproximadamente 8 meses de trabajo, desde la recolección de muestras hasta la evaluación de los reportes finales. Cabe mencionar que en el caso de que se autorizara este proyecto la compañía cuenta con 120 días para iniciar el proyecto, toda vez que tendría que verificar todos los trámites necesarios para ello, entre ellos la compra de los datos al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos a la litoteca principalmente.

Los datos resultantes de este proyecto constarán de datos particulares por cada pozo que se estaría analizando, algunos incluyendo registros, así como informes finales y mapas de integración de la información en forma regional.

¿Cuáles son los beneficios que se pueden obtener con este tipo de estudios? Realmente sería una mejora en la cuestión de la comprensión geológica desde un contexto regional para determinar las posibles rutas de migración de los hidrocarburos, considerando los análisis de los remanentes que pudieran estar incluidos dentro de los datos que se perforaron dentro de los pozos. Mediante el análisis de estos 25 pozos, se podrá proporcionar datos para ese tener entorno geológico ya sea proximales, más cercanos a la costa, o distales con todos los análisis de este proyecto.

El estudio va a evaluar la variedad de intervalos estratigráficos, estamos hablando de 14 intervalos, y se definirán mapas que podrían ayudar para precisamente la determinación, de determinar las rutas de migración, dónde estaba la roca generadora, dónde estuvo migrando el dato y el hidrocarburo y dónde puede estar depositado.

Otros puntos son importantes de tomar en consideración de los beneficios de este proyecto. Es que el resultado obtenido contribuirá a la identificación de acumulaciones someras inclusive, que reforzará el contenido litológico del área de estudio, así como las características de la roca almacén, el final de la migración de los hidrocarburos. El conjunto de los resultados incrementará el conocimiento general del área.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Podemos decir que la Dirección General de Autorizaciones de Exploración advierte técnicamente factible este tipo de proyectos toda vez que es de los principales proyectos. Algunos no se han realizado en México, pero sí son ampliamente difundidos a nivel internacional. Y cumple con los requisitos referidos en los artículos 16 y 17 como requisitos para llevar a cabo una actividad ARES. Tiene un historial de cumplimiento esta compañía, así como que las actividades van a incentivar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país. Asimismo, se pueden ver tecnologías adecuadas en este proyecto y pues tenemos para presentarles a ustedes su disposición esta solicitud de autorización. Quedamos pendientes por cualquier duda que se tenga, comentario. Muchas gracias, es cuanto Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias ingeniero Navarro. Comisionada Alma América.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias Comisionado Presidente. La duda que tengo es, o sea, van a hacer 25 pozos. ¿Ya verificaron que existe información de esos 25 pozos?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING, MARIO ALBERTO NAVARRO RODRÍGUEZ.- Así es.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- En el Centro, bueno, en la litoteca.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING, MARIO ALBERTO NAVARRO RODRÍGUEZ.- Uno de los conceptos que normalmente manejamos en ARES es verificar con la compañía que ellos mismos accedan al Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. En especial y en particular para este proyecto, a la litoteca, para verificar la existencia y disponibilidad del dato, cosa que ya han realizado.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ok. Y la segunda es para hacer este tipo de análisis lo que hacen son pruebas destructivas. Al final de cuentas van a destruir el núcleo. Entonces yo recomendaría que vieran si existe igual en la litoteca mejor láminas delgadas. Porque, o sea, no tendría caso que se llevaran los núcleos que se tienen para hacer láminas delgadas y hacer, o sea, los estudios de petrografía de inclusión de fluidos.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Que está al revés, por cierto, fluidos incluidos o no sé cómo le dicen, pero es la inclusión de fluidos, porque lo hacen sobre las láminas delgadas. Entonces si ya hay láminas delgadas la verdad no tendría, o sea, yo como recomendación pensaría que no tendría caso que se llevaran el núcleo y que hicieran de ahí la lámina delgada y pues se pierde una parte del núcleo que se podría utilizar para otra cosa. Entonces si ya hay láminas delgadas de esos 25 pozos y de las áreas que ellos quieren. Entonces es como una recomendación simplemente para no destruir los núcleos que se tienen. Esa sería.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING, MARIO ALBERTO NAVARRO RODRÍGUEZ.- Sí, gracias doctora. Sí, en lo particular lo que se ha manifestado por parte de la compañía es que van a utilizar principalmente recortes de perforación. Entonces eso ayuda mucho que no se destruyan los núcleos.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero sí hay láminas delgadas.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING, MARIO ALBERTO NAVARRO RODRÍGUEZ.- Sí, también sería una factibilidad de utilizar.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Y esas las regresan por cierto.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING, MARIO ALBERTO NAVARRO RODRÍGUEZ.- Y de hecho son estudios a través de microscopio que se realizan esos estudios.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Sí, todo esto es por microscopio. Ok, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Está muy impresionante el área que van a desarrollar no nada más por el tamaño, sino porque ahí hay un montón de asignaciones y de áreas contractuales. Entonces en toda esa área de repente se va a generar mucha información nueva. Entonces mi pregunta es si tenemos algún mecanismo para avisarle a esas empresas que hay





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

otra empresa que está este tipo de estudios y las cuales pudieran llevar a beneficiarse. No nos toca a nosotros hacerle difusión a nadie, sencillamente es una información que finalmente va a terminar en el Centro.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING, MARIO ALBERTO NAVARRO RODRÍGUEZ.- Sí, así es. En este caso es un proyecto regional. Integra 25 pozos que serían hasta la fecha suficientes. Tal vez se entregarían más, pero sí hay muchos contratistas que pudieran estar interesados en este dato. Ya dependerá también de cada quien que tenga el acceso. Obviamente nosotros tenemos que conservar la confidencialidad que se tiene por parte del desarrollo de la compañía. Pero sí, es un dato adicional que puede tomarse en consideración por parte de los posibles clientes que serían el objetivo de este proyecto y son principalmente contratistas y asignatarios.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, muchas gracias. Pues creo que hay que recordar bien cómo es este negocio de los ARES en donde las compañías de servicio sea que adquieran y procesen o solamente procesen como es este caso que nos traen el día de hoy y esa información pueden venderla, pero tienen un tiempo para hacerlo, una exclusividad. Y posteriormente de la exclusividad, nosotros como Comisión Nacional de Hidrocarburos tendríamos el derecho a comercializarlo sin ningún problema. ¿Verdad? Entonces yo entiendo que esta área ya fue estudiada por Dowell Schlumberger. O sea, ya hicieron un análisis y ya tienen un producto terminado. Lo que están haciendo ahora es agregarle calidad a esa información o a esos análisis que ya hicieron. ¿Es eso cierto, así está? ¿O no tienen esa parte?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING, MARIO ALBERTO NAVARRO RODRÍGUEZ.- Sí. Cabe aclarar que precisamente este tipo de proyecto, este proyecto lo solicitó la compañía previamente al principio de este año. Sin embargo, por situaciones diversas llegó a caducarse ese proyecto. Lo que están





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

haciendo es precisamente reponer este proyecto. O sea, lo que se les caducó lo están reponiendo y están solicitándolo nuevamente en este caso.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok. Pero lo que están haciendo es mejorar el producto que ellos tienen. Ellos ya tienen un producto ahorita por vender.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING, MARIO ALBERTO NAVARRO RODRÍGUEZ.- No.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿No tienen un producto por vender?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING, MARIO ALBERTO NAVARRO RODRÍGUEZ.- De este tipo no.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, no, no. No, de este tipo no. O sea, ya tienen una interpretación sísmica del área y esa la están vendiendo. Ahora, lo que van a hacer es mejorar ese producto. ¿Cómo? Pues con la información de 25 pozos, con las muestras de canal. Así está especificado. Van a hacer un análisis que se llama de fluidos de inclusión, según lo que nos plantearon y lo que va a permitir es tener una mejor definición de los estratos en el subsuelo. Mi punto es que esto de alguna forma como que los lleva a la posibilidad de tener más tiempo todavía para vender este nuevo producto. ¿Verdad? Porque empiezan de cero otra vez. Cuando termine este producto y lo entreguen van a empezar otra vez a correr los tiempos de exclusividad para ellos. Pero mi pregunta, y creo que la hice la otra vez, es pero eso no afecta que nosotros podamos vender el producto anterior cuando termine el tiempo de vigencia. ¿Verdad? O sea, no le estamos dando exclusividad para que vayan mejorando el producto porque pues va a ser un cuento de nunca acabar. Siempre vamos a poder meter un núcleo más, una muestra de canal más de algún fluido y siempre se puede estar mejorando y mejorando y mejorando. Pero nosotros cuando termine el tiempo del primer proyecto podemos comercializar. ¿Verdad?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING, MARIO ALBERTO NAVARRO RODRÍGUEZ.- Así es, efectivamente. Solamente que sí sería bueno aclarar que cada uno de los proyectos tendrá sus objetivos y sus productos delimitados.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sus productos, digamos sus productos por comercializar.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING, MARIO ALBERTO NAVARRO RODRÍGUEZ.- Así es. Y hablamos también de diferentes tipos de tecnologías. Tenemos sísmica, es un método geofísico, y en este caso es un método geológico en ARES-Pozo como lo conocemos que es de datos que provienen de una perforación previa.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Mejora la interpretación vamos a decir.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING, MARIO ALBERTO NAVARRO RODRÍGUEZ.- Sí. Ayuda mucho a la interpretación geológica sobre datos sísmicos, pero los datos sísmicos tienen su propio periodo o plazo de confidencialidad. Este dato como tal y como sus informes serán sobre estos datos geológicos en particular y tendrá su propio tiempo también de plazo de confidencialidad.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Exacto. Ahora bueno, a través de muestras de canal se puede revisar microscópicamente cuales son los fluidos que están al interior. ¿No? Pero pues las muestras de canal están intemperizadas. Aunque están en sus mangas y todo lo demás, pues la propia gravedad hace que los fluidos vayan moviéndose de los granitos. ¿No? Me llamó mucho la atención la micro termometría. ¿A qué se refiere eso? Por qué dicen que van a hacer estudios de micro termometría en el diagrama de Gantt que presentaron las actividades. ¿Eso a qué se refiere ingeniero?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING, MARIO ALBERTO NAVARRO RODRÍGUEZ.- Sí. Básicamente son diferentes tipos de métodos para determinar los remanentes que existen de fluidos dentro de los huecos, burbujas o porosidad que existe dentro de la matriz de la roca. Y se puede inferir diferentes métodos para poder medir las características geológicas de ese remanente.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Porque bueno, yo me imagino que termometría tiene que ver con la temperatura. ¿Y entonces cuál temperatura? Si las muestras





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

tienen pues ya meses, si no, años en la litoteca. ¿Qué es lo que ven ahí?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. MARIO ALBERTO NAVARRO RODRÍGUEZ.- Específicamente tenemos que verificar el detalle, pero es la característica en forma en el tiempo de depositación también y si existe una migración del dato qué fue lo que quedó como remanente. Obviamente sí hay situaciones de intemperismo que pudieron haber ocurrido ya con la perforación, pero habrá poros todavía aislados que sería sobre los que se estaría tratando de analizar.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, pero tienen temperatura ambiente o tienen la temperatura de la litoteca.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Sí doctor, si me permite. Básicamente es todo este tipo de estudios sobre las láminas delgadas son de naturaleza óptica. Entonces a través de los estudios de todo el espectro óptico se pueden observar evidencias sobre la afectación precisamente sobre los fluidos de inclusión del comportamiento en la historia del tiempo de depositación y todos los procesos posteriores para poder establecer hipótesis sobre el comportamiento de la temperatura dentro de los fluidos que en algún momento estuvieron incluidos en los espacios porosos de las rocas. Entonces si no es una medición directa, quizá el término pues así lo pareciera ser. Pero básicamente es un estudio del espectro de la luz y realizar una formulación de hipótesis sobre la condición actual de lo que se puede observar en los cristales y en los minerales.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ok, entonces seguramente que aplican calor y ven algún cambio. No sé. Pero no es la medición de la temperatura.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- No es una medición directa, así es.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Sí, muchas gracias, muy amable. Gracias Comisionado Presidente.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No será la historia de la temperatura, más que de la temperatura.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bien. De no haber más comentarios, pido al Secretario Ejecutivo dé lectura a la propuesta de acuerdo.

SECRETARIO EJECUTIVO, LIC. FERNANDO RUIZ NASTA.- Con mucho gusto. Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; en el artículo 37 de la Ley de Hidrocarburos; así como en el artículo 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 Dowell Schlumberger de México, S.A. de C.V. para realizar Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial en la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo y que consiste en el procesamiento, reprocesamiento y/o interpretación de información de pozos previamente adquirida, en atención a la solicitud ARES-DSM-MX-15-3P2/10699-21.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Someto a consideración de los miembros de este Órgano de Gobierno el acuerdo. Si su voto es a favor, sírvase 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.91.004/2021**

por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Dowell Schlumberger de México, S.A. de C.V., para realizar Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial en la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo y que consiste en el procesamiento, reprocesamiento y/o interpretación de información de pozos previamente adquirida, en atención a la solicitud ARES-DSM-MX-15-3P2/10699-21.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

### ACUERDO CNH.E.91.004/2021

Con fundamento en el artículo 22, fracciones, I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, en el artículo 37 de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 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 Dowell Schlumberger de México, S.A. de C.V., para realizar Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial en la modalidad que no incluye la adquisición de datos de campo y que consiste en el procesamiento, reprocesamiento y/o interpretación de información de pozos previamente adquirida, en atención a la solicitud ARES-DSM-MX-15-3P2/10699-21.

#### **II.4 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre la solicitud de autorización de Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Xinich-1EXP.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, cuya ponencia es del Comisionado Presidente, con su venia, el Secretario Ejecutivo dio la palabra al ingeniero Israel Hernández Pérez de la Unidad Técnica de Exploración y su Supervisión.

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

"UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Comisionada, buenas tardes, Comisionados. Con la venia del Comisionado Presidente traemos a su consideración la solicitud de autorización de perforación del pozo exploratorio terrestre Xinich-1EXP del operador petrolero Pemex.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

En esta lámina tenemos lo que es el fundamento legal que sustenta esta solicitud. En la siguiente lámina tenemos el proceso que ha llevado esta solicitud, el cual traemos este 14 de diciembre de 2021. Y en los datos generales tenemos que el nombre de la localización es Xinich-1EXP. Este está en el estado de Tabasco a 9.66 kilómetros del municipio de Nacajuca. Se encuentra a 9.7 y 13.6 kilómetros del pozo Xibix-1 y Ayapa-1. El pozo es de tipo terrestre. Los objetivos que busca o el objetivo es dentro del Plioceno. En este objetivo se tienen dos intervalos de interés, el cual está a 920 metros y 1,475 metros. Es un pozo somero. El aceite que esperan encontrar es aceite de tipo ligero de 30° API y el pozo será perforado con una trayectoria direccional tipo "J". La profundidad máxima que alcanzará este pozo es de 1,752 metros verticales bajo la mesa rotaria o 2,198 metros desarrollados. Y daría inicio, de acuerdo al programa calendarizado, el 9 de febrero para las actividades de perforación y se irían directamente al abandono, el cual iniciaría el 7 de marzo y terminaría el 15 de marzo tentativamente. Los costos que se tienen estimados para esta perforación son de 5.8 millones de dólares en el caso de la perforación y para el abandono sería de 0.4 millones de dólares. Esto nos da un total de 6.2.

Y el equipo que se tiene propuesto para realizar esta perforación es el equipo de tipo terrestre denominado PM-1385 del operador con una potencia de 1,500 HP. Y este pozo satisface las necesidades hasta 5,000 metros y está dotado de un conjunto de preventores y conexiones superficiales de control para un rango de presión hasta de 10,000 psi. Los recursos prospectivos que se tienen estimados encontrar es de 7.08 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y hay una probabilidad de éxito geológico del 40%.

En la siguiente lámina vamos a ver lo que es la descripción de la trampa que tenemos que se tiene considerada como una trampa de tipo combinada para el caso de los dos objetivos en el Plioceno. Se trata de un anticlinal con orientación Suroeste-Noreste, el cual está limitado por fallas normales hacia el Noroeste y con cierre propio en las demás direcciones. En la parte inferior de la lámina podemos ver lo que es la línea sísmica con la trayectoria del pozo que es en tipo "J". Este va a perforar verticalmente hasta la profundidad de 464 metros verticales. A esa profundidad va a iniciar la desviación del pozo con una tasa de construcción de 2.5





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

grados. Este pozo va a seguir esa dirección hasta una profundidad de 2,190, que es la profundidad total del pozo. También en la lámina podemos ver lo que son la descripción de las cimas estructurales de los dos objetivos dentro del Plioceno.

En la siguiente lámina tenemos lo que es el diseño del pozo. Este fue obtenido de información de pozos de correlación como datos sísmicos, velocidad intervállica y registros sintéticos de los pozos ya perforados en el área. Podemos ver que, como comentábamos, es un pozo somero. Es en la formación Plioceno. Ahí tiene los dos objetivos. Y en la parte central tenemos la ventana operativa, el modelo geomecánico, donde podemos apreciar que las presiones de poro que se tienen estimadas no van a exceder de lo que es 1.06 gr/cm<sup>3</sup>, lo cual sería equivalente a 2,648 psi. Entonces este pozo va a ser perforado en tres etapas. Una etapa conductora con tubería de revestimiento de 20", la cual iría asentada hasta 50 metros. Posteriormente iría una tubería superficial de 13 3/8" asentada a 850 metros. El objetivo de esta tubería va a ser aislar los acuíferos e instalar las conexiones superficiales y en esa etapa se va a iniciar la desviación del pozo. Por último, tenemos la tubería de revestimiento de 9 5/8" que sería para la etapa donde se encuentran los objetivos y donde se tomaría la información. Inicialmente el operador tiene estimado únicamente tomar registros con cable y registros en tiempo real con la sarta de perforación. Aunque es un pozo somero, el operador sí considera en caso de algún evento geológico o problemático operativo una tubería de revestimiento para la última etapa, la cual sería de 7 5/8".

En la siguiente lámina tenemos lo que son las conclusiones para esta solicitud de autorización. Este pozo se encuentra dentro del escenario base del Plan de Exploración vigente de la asignación AE-0142-2M-Comalcalco. El objetivo del pozo es descubrir una posible acumulación de hidrocarburos ligeros en areniscas del Plioceno. Este pozo, como ya lo comentamos, únicamente va a tomar información mediante herramientas LWD y de registros eléctricos con cable. Posterior a esto, se tiene programado el abandono dependiendo de los resultados del pozo. Podría ser abandono temporal o abandono permanente.

Es por esto que la DGAE considera técnicamente factible la perforación del pozo exploratorio terrestre Xinich, dado que no se





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

observaron elementos geológicos, operacionales, de integridad de pozo o de cumplimiento a la normativa aplicable en la materia que limiten o impidan su ejecución. Es todo por mi parte con esta solicitud Comisionados. Quedo a sus órdenes por alguna duda o comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias ingeniero Hernández. Comisionada Alma América.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Gracias Comisionado. Podemos ir a la lámina 5 por favor. O sea, el pozo el Xinich es el que está marcado en negro. ¿Verdad?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- No, sería el que está en color rosa. El pozo que tiene el punto negro ese corresponde al pozo terrestre.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, ya sé. Pero la línea es el que está en negro.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Sí, es la línea negra continua. Sería la trayectoria del pozo.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, nada más: ¿no está en el mismo bloque que Terra-1?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- No se encuentra en el mismo bloque ya que los pozos Terra fueron con objetivos Mesozoicos.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ah, ok. Es que como está con prueba de producción o con manifestación, no sé.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Sí, lo tienen como productor.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, pero el Terra-1 cuando menos en la lámina esta está con manifestación en los objetivos que van a probar aquí. Digo, por eso era mi pregunta.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Sí, no. Realmente también las manifestaciones, o sea, fueron indicativas durante la perforación, pero no hubo una toma de información o prueba de producción que pudiera determinar que es un objetivo que haya sido encontrado por los Terra-1, dado los objetivos más profundos que tenía el pozo Terra.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Pero bueno, al haber manifestación pues quiere decir que sí hay hidrocarburo. ¿No?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Sí. Precisamente el operador petrolero lo está marcando ahí como certeza para la documentación del prospecto. Incluso en la estimación de esas volumetrías puede ser un indicador para determinar el tamaño del prospecto hacia la extensión hacia donde perforó Terra-1 como bien lo dice en el bloque superior del objetivo 1. Y también en el bloque inferior del mismo objetivo 1. Entonces sí puede ser un indicador. No es una evidencia de un descubrimiento previo.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Y el registro de pozo no es indicador también?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Así es. Definitivamente también el tipo de facies sedimentarias.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- O sea, hay veces que con un registro de pozo ya consideran que es un descubrimiento. ¿No?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Sí, hay algunos casos que los han manifestado así Pemex.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Digo, bueno, nada más ahí hago la observación de que yo creo que el pozo Xinich pues ya fue descubierto en los dos objetivos que están considerando, de acuerdo a la sección sísmica que nos están presentando y a los datos que existen tanto de registros de pozo como la simbología que traen de manifestación, de la simbología





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

que traen de la manifestación. Entonces, digo, a reserva que ustedes lo revisaron y que dicen que sí puede haber, pues yo diría que ya fue descubierto los dos objetivos.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Sí, bueno, definitivamente en la revisión de los antecedentes de este prospecto a nivel del Plan de Exploración encontramos alineación. En el Plan de Exploración el prospecto está documentado como tal para el Plioceno Superior en sus dos objetivos estratigráficos, sus dos niveles estratigráficos, y es básicamente lo que consideramos y lo que comentaba en un principio. A nivel del Plioceno Inferior para el pozo Terra-1 no fue un objetivo geológico de la perforación. El operador petrolero en su documentación de planificación está considerando esto como parte de los indicadores para la certeza del prospecto. Y además a nivel de pozo pues son eventos de la perforación una manifestación de gas y la está manifestando en la trayectoria del pozo.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Qué probabilidad de éxito tiene?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- 40% de probabilidad.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Debería ser más, ¿no?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Es elevada en un pozo exploratorio.

COMISIONADA, DRA. ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Debería de ser más porque pues tienen un pozo ahí al ladito que ya tuvo manifestaciones. Pero bueno, ok, nada más comentario. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Comisionado Moreira.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En esta lámina tienen ustedes en objetivos geológicos dicen del Plioceno. Sin embargo, en la siguiente hablan del Plioceno Inferior. La pregunta: ¿es lo mismo o estamos hablando de...? Cuando se autorizó el Plan de Extracción aparecía Plioceno Inferior y aquí de





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

repente están ustedes hablando del Plioceno. Mi pregunta es si es lo mismo o no.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Ahí nos faltó poner Plioceno Inferior. No es en el mismo ambiente sedimentario, pero las que tienen potencial son en el Plioceno Inferior y ese es el objetivo geológico.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ok. Y lo mismo lo repiten después, pero bueno. Nomás para hacerlo totalmente acorde a lo que se autorizó en el plan. Ya, perdón.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Comisionado Martínez.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias Comisionado Presidente. Bueno, aquí podemos ver que la profundidad total es 1,752 metros verticales bajo mesa rotaria y la desarrollada son 2,198. En las conclusiones hay una pequeña diferencia, en las conclusiones se pone 1,748 y 2,190. Ahí está 1,748 y 2,190. Pero bueno, la verdad es que son 4 metros más, 8 metros más. Pero si podemos regresar a la anterior por favor.

El pozo va a costar 6.2 millones de dólares. Yo no tengo ningún comentario realmente de fondo respecto a la integridad del pozo. Creo que lo que nos presentaron es más que suficiente. Pero sí respecto a esto de las profundidades totales porque la diferencia son 446 metros. Entonces si ustedes ven la siguiente lámina, ahí se ve la trayectoria tipo "J". Y observamos que pues hay como que mucha distancia horizontal entre donde se perfora y el punto donde queremos llegar. Entonces si eso lo acercáramos o si se acercara pues seguramente que esta diferencia entre la profundidad vertical y la desarrollada sería menor. Ahora, ¿qué significan 446 metros más? Significan tuberías, significa tiempo, significa equipo, significa registros geofísicos. Significa una gran cantidad de cosas. ¿Tienen alguna idea de por qué está así este diseño tan alejado horizontalmente de la profundidad a donde va a llegar?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Si me lo permiten. Básicamente es para cortar cada una de las secuencias que se observan en la vertical desde el objetivo más somero hasta el más profundo. Si se





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

cortan con esa trayectoria, se cortan en la mejor posición estructural. Como estamos hablando de un bloque que está básicamente está basculado, que es básicamente la influencia que se tiene de la falla regional de Comalcalco, entonces una trayectoria vertical no podría permitir cortar todas las secuencias sedimentarias. Las más profundas las estaría cortando echado abajo.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero tienes el ejemplo del Terra-1. El Terra-1 es vertical mira, o no sé si sea una cuestión ahí de la visión de la sísmica. Pero de que se puede, se puede.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. RICARDO BASURTO ORTIZ.- Efectivamente. Y el Terra-1 donde se pudieron observar manifestaciones, si ve usted las manifestaciones de hidrocarburo solo se observaron en los bloques superior e inferior del objetivo 1 únicamente y el más profundo estaría en echado abajo.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Per mi punto es la trayectoria porque la trayectoria genera 440 y tantos metros más. Entonces podrían acercarse el pozo y entrar perpendicularmente a la estratificación, al echado, si es que se quiere entrar así o se podría entrar verticalmente porque ahí está el Terra que entró verticalmente.

Entonces bueno, yo creo que habría que hacer alguna consideración al operador de que pues pudieran tener algún área de optimización. Posiblemente estén utilizando una pera que ya está hecha ahí arriba, no lo sé, pero en la medida de lo posible lo que hay que buscar es que las profundidades verticales sean lo más parecidas a las desarrolladas porque no estamos en el mar. En el mar si tienes una plataforma a través de ella tienes que perforar. Aquí estamos hablando de que van a llegar a 1,752. O sea, divídanlo entre tres, son como de 500 metros cada parte y estamos perforando otra vez más. O sea, estamos llegando a 2,198. Entonces pues se me hace que es importante y ahí se ve en la gráfica. Es una distancia muy grande porque horizontalmente la profundidad total o el punto de llegue en el fondo del pozo está muy alejado horizontalmente.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Yo considero que sí hay que plantearle al operador. Tal y como está, está bien. No tiene ningún problema de integridad, pero en la medida de tener algunos beneficios. Seguramente tienen alguna razón para hacerlo así, pero no es definitivamente esta de que hay que cruzar los estratos perpendicularmente al echado, porque ahí está Terra-1. Terra-1 entra a los estratos en una forma no perpendicular y se puede controlar la dirección de la perforación sin ningún problema. Muchas gracias Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias Comisionado. Adelante.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Sí, si me permite. Sí, de hecho, sí es un punto que se contempló en la prevención del pozo. Solicitamos la justificación técnica de la selección de tipo de trayectoria para el pozo Xinich derivado del desplazamiento. Explicar por qué no se consideró reubicar el conductor correspondiente y alcanzar los objetivos geológicos mediante una trayectoria vertical y especificar qué criterios utilizaron.

Ellos nos respondieron lo que ya comentó el ingeniero Ricardo Basurto, además de que, bueno, el ángulo con el que se atraviesan los objetivos permite cortar un mayor espesor de estos, de modo que de tener una trayectoria vertical se estaría dando preferencia a un solo objetivo, disminuyendo el potencial espesor en las arenas a cortar. Adicionalmente, se navega de forma paralela a la falla principal. La distancia más cercana es de +/- 90 metros, misma que sirve de cierre para la acumulación de hidrocarburos. Lo anterior ha sido comprobado con la perforación reciente de los pozos Cibix-1, Cibix-1001 y Cibix-201. Es un tema que sí visualizamos en la prevención y bueno, es la justificación que nos da el operador petrolero, además de un tema que también en la parte superficial o en superficie había acumulaciones de agua. Pero eso ya fue un cambio de coordenada del conductor, por lo que tuvieron que desplazarlo 400 metros de una coordenada original que venía planteada en el Plan de Exploración.

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias, muy amable.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bien. De no haber más comentarios, pido al Secretario Ejecutivo dé lectura a la propuesta de acuerdo.

SECRETARIO EJECUTIVO, LIC. FERNANDO RUIZ NASTA.- Con mucho gusto. Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; en el artículo 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos; así como en el artículo 13, fracción IX, inciso a) del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Xinich-1EXP.

COMISIONADO PRESIDENTE, MTRO. ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Someto a consideración de los miembros de este Órgano de Gobierno el acuerdo. Si su voto es a favor, sírvanse 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.91.005/2021**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Xinich-1EXP.

#### **ACUERDO CNH.E.91.005/2021**

Con fundamento en el artículo 22, fracciones I, III, X y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; en el artículo 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos; así como en el artículo 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 Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Xinich-1EXP.





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos



OAK-TREE

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 12:37 horas del día 14 de diciembre de 2021, el Comisionado Presidente dio por terminada la Nonagésima Primera Sesión Extraordinaria de 2021 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

Alma América Porres Luna  
Comisionada

Néstor Martínez Romero  
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez  
Comisionado

Fernando Ruiz Nasta  
Secretario Ejecutivo

0.



