

ÓRGANO DE GOBIERNO

SEXTA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2023

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 09:04 horas del día 2 de mayo del año 2023, se celebró la Sexta Sesión Extraordinaria de 2023 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos con la asistencia del Comisionado Presidente Agustín Díaz Lastra y los Comisionados, Néstor Martínez Romero, Héctor Moreira Rodríguez y Salvador Ortuño Arzate, así como la Secretaria Ejecutiva Ana Margarita López Hechem.

El Comisionado Héctor Moreira Rodríguez asistió a través de medios de comunicación remota.

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida, 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 Secretaria Ejecutiva 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 consolida y publica los valores de las Reservas 1P, 2P y 3P de hidrocarburos de la Nación, al 1º de enero de 2023.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

II.2 Solicitud de autorización para la perforación del pozo exploratorio terrestre Escuintle-401EXP, presentada por Pemex Exploración y Producción.

La Secretaría Ejecutiva y el titular de la Unidad Jurídica, presente en la sesión, hicieron constar que todos los asuntos contenidos en el Orden del Día corresponden a las facultades de este Órgano de Gobierno, de conformidad con la normativa aplicable.

II.- Asuntos para autorización

II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos consolida y publica los valores de las Reservas 1P, 2P y 3P de hidrocarburos de la Nación, al 1º de enero de 2023.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Presidente Agustín Díaz Lastra, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al ingeniero Alan Barkley Velásquez, Director General de Reservas de la Unidad Técnica de Extracción 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 EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING.ALAN ISAAK BARKLEY VELÁSQUEZ.-Muchas gracias, buen día Comisionados. Efectivamente le traemos a su consideración la consolidación nacional de reservas al 1º de enero de 2023.

El fundamento jurídico. Con fundamento en lo dispuesto en la normativa aplicable que aparece en pantalla, artículo 43, inciso (f), así como la fracción II, inciso (b) de la Ley de Hidrocarburos, la cual nos faculta consolidar anualmente la información nacional de reservas que cuantifiquen asignatarios y contratistas.

Las reservas de hidrocarburo al 1º de enero de 2023. La Dirección General de Reserva, en conjunto a las distintas áreas de la Comisión, consolidaron las cifras obtenidas de los informes



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE

SAFETY

presentados por 22 operadores que en conjunto comprenden 496 campos petroleros, de los cuales 382 certifican reservas. Esto quiere decir que tienen un aval de una empresa o tercero independiente, un consultor, y 114 mantienen su certificación anterior. Es decir, cuantifican y bueno, básicamente restan la producción del año 2022, del año anterior.

Eso fue con base en el artículo 19 de los Lineamientos de Reservas, el cual indica la duración del ciclo de certificación, la cual será de tres años. A nivel yacimiento, segundo párrafo, en total 801 yacimientos con reservas en el país. 742 con proyectos de recuperación primaria, 56 con proyectos de recuperación secundaria y 4 documentan proyectos de recuperación mejorada como inyección de vapor. Asimismo, el 87% de la recuperación adicional corresponde a proyectos de inyección de agua. Asimismo, presentamos los logos de las empresas que contribuyen a certificar reservas de la nación.

Las premisas para la consolidación. Con apego a los Lineamientos de Reservas, se incorporaron 19 campos que cuentan con un informe de evaluación o programa. Esta es evidencia tangible del éxito exploratorio de las empresas que operan en México. Tenemos aproximadamente 1,250 millones de barriles de petróleo crudo equivalente que se va a consolidar en este ciclo por descubrimientos. Asimismo, los precios por tipo de hidrocarburos se determinan mediante el promedio aritmético del precio de mercado observado el primer día de cada mes, durante el año de evaluación. Esto es con fundamento en el artículo 12, fracción I, inciso j) de los lineamientos. Asimismo, se considera una tasa de descuento del 10% en referencia al artículo 13. La evaluación económica se realiza antes de impuestos. Los costos y erogaciones anteriores se consideran como costos hundidos, esto respecto al lineamiento, y los cortes son en distintos tiempos para la evaluación económica.

Asimismo, los indicadores económicos se presentan a nivel campo, al límite económico y a la fecha de término de la asignación o contrato. También me gustaría puntualizar que existen otras premisas, Comisionados, que juegan un papel importante, como la tecnología actual con la que se cuenta, políticas públicas, impuestos, los cuales no están explícitos, sin



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

embargo, forman parte integral como las premisas de cálculos de reservas.

Tenemos el mapa de las reservas totales 3P por entidad federativa. Mostramos la categoría 3P, la cual representa la totalidad de las reservas que existen en el país y tenemos las entidades de Campeche y Tabasco liderando estos lugares y bueno, también se respetó los límites estatales y aguas territoriales de cada estado.

La distribución de reservas 2P. Esta categoría 2P representa una probabilidad de ocurrencia de al menos 50%. La mayoría de los proyectos están visualizados en sus estrategias de desarrollo, en sus Planes de Desarrollo en dicha categoría. Entonces tenemos dos rubros principales. Del lado izquierdo es por operador. Tenemos en el cuadro 87% de las reservas y casi el 13% de la reserva son operadas por la iniciativa privada. 87% perteneciente a Pemex.

Asimismo, del lado derecho tenemos 10 campos, los cuales son los principales de esta nación, los cuales contienen el 45% de la reserva de la nación, destacando los campos Ixachi y Ayatsil, que son de Pemex, y de iniciativa privada tenemos Ichalkil y Amoca, tomando 4% y 2% respectivamente de las reservas 2P de esta nación.

Aquí mostramos en la pantalla la evolución histórica de las reservas. Es importante destacar que en los últimos cuatro años tenemos el hecho que se está logrando revertir la tendencia de declinación histórica que resulte en un incremento aproximado del 5% de incremento en aceite, 2% en gas y 4.1% en petróleo crudo equivalente. Asimismo, tenemos importantes descubrimientos, los cuales integran valores de reservas como Zama, Tupilco y bueno, la estrategia de desarrollo modificada recientemente Ichalkil. Asimismo, bueno, mostramos la evolución histórica, en el cual de 2019 a 2020 se tiene el proyecto de Ichalkil. Se tiene Santuario-El Golpe, Ayatsil y Balam como unos incrementos. De 2020 a 2021 se muestra también los campos Pit, Kayab y Quesqui. Asimismo, el Plan de Desarrollo de Ixachi, que en este año pasó a formar parte de la reserva de la nación.

El siguiente año vamos a considerar el Campo Quesqui, la estrategia de desarrollo, la cual sumó 378 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en su momento. Y bueno, por último,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFET

tenemos en este año, en el año 2023, la integración del informe de evaluación del Campo Zama, Campo Tupilco Profundo, Yaxche y Fieldwood como lo había mencionado anteriormente, que son los campos que mayor aporte tienen en las reservas. Lo anterior, basado en la tecnología disponible a la fecha de evaluación, políticas públicas, fiscales y precio de hidrocarburos como naturalmente suele involucrar a las reservas.

Aquí me gustaría comentar, relativo al balance de reservas, los conceptos que lo componen, comenzando del lado izquierdo en las reservas 2022, el año pasado. Bien, pasando a los descubrimientos, los descubrimientos que han liberado ya las contingencias para formar parte de reservas con base en el artículo 5 de los Lineamientos de Reservas. La delimitación, el cual es un concepto que tiene por objetivo el ajuste de los límites areales o verticales de un yacimiento. Desarrollo, son los campos con perforación, terminación, reparaciones mayores en el marco del desarrollo de un campo. Y las revisiones, que son el análisis de información geológica, geofísica, operativa, comportamiento de los yacimientos, precios de hidrocarburos, mejora en los costos de extracción, entre otros. Todo esto para tomar en consideración una baja en producción, mayormente por los campos Maloob, Zaap y Quesqui, los cuales son los mayores productores, de 913 millones de PCE y para lograr unas reservas de 23,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en 2023.

Bien, en la siguiente, tenemos la tasa de restitución nacional. Esto es en la categoría 3P en petróleo crudo equivalente. Del lado izquierdo tenemos la tasa de restitución por descubrimientos. Vemos que, bueno, el año pasado se integró un solo descubrimiento, el Campo Copalli. Sin embargo, en este año hemos integrado como lo había comentado anteriormente, aproximadamente 1,250 millones de barriles de petróleo crudo equivalente destacados por Zama y Tupilco profundo mayormente, para llegar a una tasa de restitución de 137%. Asimismo, del lado derecho tenemos también un récord en la historia de restitución integral de reservas de la nación, llegando a 201% en el año 2023.

La solicitud al Órgano de Gobierno Comisionados, derivado del análisis de la información presentada por los operadores, se propone a consideración del Órgano de Gobierno, la consolidación

1.9



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de las cifras de reservas de la nación que se incluye en la siguiente tabla, mismas que de ser aprobada serán publicadas oficialmente para el ejercicio correspondiente al 1º de enero de 2023, destacando en la categoría 3P en la totalidad de reservas, el petróleo crudo equivalente en 23,000 millones de barriles. Bien, siguiente, por favor. Muchas gracias Comisionados, quedamos a sus órdenes para cualquier comentario.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias, ingeniero Alan Barkley Velásquez. Por favor, Comisionado Héctor, adelante.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo quisiera comenzar mi intervención con un agradecimiento a Alan y a Rafael que se metieron conmigo a revisar todas las premisas y sobre todo el comentario de la dependencia de reservas en el precio del petróleo. A la hora de revisar evidencia y la parte, digamos fundamental de las premisas, resulta ser que lo ya descubierto, o sea las reservas ya descubiertas, cambian muy poco. En realidad, cambian muy poco de un año para otro. Los cambios con el precio del petróleo se deben principalmente a los descubrimientos y a la reclasificación. Por ejemplo, si viéramos la página 8.

Si ven ustedes las reservas 1P del 2022 y el 2023 y vemos 3P y vemos 2P, van a ver ustedes que el principal cambio se debe a descubrimientos y en segundo lugar se debe a la parte de las revisiones. Entonces si vemos, por ejemplo, los números grandes, en 1P 289 y 607. En 2P, 907 y luego -48. Luego 1253, 391. Entonces, básicamente lo que pasa de acuerdo a la literatura que checamos es que el efecto del año se ve muy poco, se ve muy pequeño. En cambio, lo que se ve es lo que va a pasar el año que entra. Al subir el precio del petróleo, hay más recursos para exploración y por lo tanto más descubrimientos y más revisiones, porque tenemos más información. Entonces, eso era un poquito lo que yo tenía en la reunión anterior del efecto del precio del petróleo y realmente se ve el año que entra. Entonces el año que entra vamos a ver también un muy buen resultado. Yo espero que sea cierto, que no se nos caiga el precio del petróleo. Y, por otro lado, de nuevo agradecerle a Alan y a Rafael, haberse sentado a revisar toda la literatura de cómo influye el precio del petróleo sobre las reservas. Muchísimas gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFET

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias, Presidente. Bueno, pues hay que recordar que las reservas son el insumo fundamental de los operadores para mantenerse en el tiempo. Es un negocio. En la medida que hay reservas y al menos se restituyen. O sea, que lo que se descubre, más lo que se delimita, más lo que se desarrolla, más las revisiones que hacen al interior son iguales, pues se podría pensar que entonces hay una estabilidad en el tiempo y la posibilidad del negocio. Y al menos la meta debería de ser el que se restituyeran en 100%. Mi punto de vista es que los operadores pueden hacer más que eso. Ojalá no fuera 100%, ojalá fuera 200%. Porque lo que hay que visualizar es sacar la reserva es muy diferente a hacerlo en un yacimiento de tal tipo con respecto a otro, porque es dependiente de las características de la roca, de los fluidos, de la profundidad de los pozos, de que si es aceite pesado, si es aceite ligero, etc., etc.

Entonces bueno, pues felicitarlos, que han hecho buen trabajo, pero creo que pueden hacer más. Creo que en la medida que pueda haber más inversión, que pueda haber más tecnología, que pueda haber recursos más preparados, en la medida que haya esa posibilidad para los operadores, pues vamos a tener más reservas, lo cual pues hay que felicitar. Ya lo he hecho tres veces en mi exposición, porque no es fácil ¿eh?, no es fácil llegar al 100%. Yo estoy pidiendo más que eso, pero la verdad es que es muy complicado. Creo que mucha gente piensa que la reserva solamente es una cuestión de la gente de exploración, pero también es de la gente de producción y en este caso, por ejemplo, la reserva 1P, la gente de producción metió dos terceras partes del total de lo que se produjo el año pasado. Pues muchas gracias, esos son mis comentarios.

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

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Gracias Comisionado Presidente. Me parece loable igualmente a mí el trabajo que se ha efectuado en la consolidación, evaluación y consolidación de las reservas. Yo creo que es un plus, es algo muy meritorio para nuestra Comisión, por un lado. Por otro lado,

Handwritten signature and initials



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

también me satisface, me agrada ver que en la reserva 1P por ejemplo de hidrocarburos se sobrepasa el 100%. Eso es fundamental porque en años anteriores normalmente considerando nada más la 1P, que es la que es la reserva activa, pues generalmente eran valores del 10%, no pasaba de ahí. Y por esa razón pues la declinación se notaba bastante. A veces se llevaba a cabo una evaluación de esta incorporación tomando en cuenta las reservas 3P que permitía subirla un poco, pero me parece muy positivo el hecho que las reservas estén en ese nivel de incorporación. Y bueno, creo que eso es todo. Es importante también las premisas que han tomado en cuenta para la evaluación y consolidación de las reservas. Enhorabuena, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias, Salvador. Yo quisiera agregar que, además del papel fundamental que sin duda alguna ejercen las operadoras y las empresas operadoras, tanto de México como del extranjero, que actualmente trabajan con nosotros en materia de hidrocarburos, evidentemente estas reservas que aquí serán aprobadas seguramente marcan un hito en las últimas décadas prácticamente, en las que la política había sido más extracción y menos exploración. Por lo que, en mi consideración personal, esto representa un reconocimiento a la política actual en materia de hidrocarburos del poder ejecutivo federal, que cuatro años después de su entrada en el Gobierno, el ejercicio de sus funciones, esto por primera vez en mucho tiempo en este país se revierte de esta manera.

Por el otro lado, decir que además del trabajo constante que también debemos reconocer de las empresas operadoras, la Comisión Nacional de Hidrocarburos está al pendiente, está atento para trabajar junto con ellos en la interpretación, en la previsión y prevención de los acontecimientos para que esto no sea una sola vez como una excepción, sino que esto se manifieste como una nueva tendencia dentro del desarrollo de la industria de los hidrocarburos en México. Enhorabuena y pasemos, por favor, a la votación, si es que ya no existen otras observaciones adicionales. Por favor, Secretaria.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Gracias. Habiendo agotado el análisis del presente asunto y con fundamento en los artículos 22, fracciones I, II, III y



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 43, fracciones I, incisos f) y g) y II, inciso b) de la Ley de Hidrocarburos; y 13, fracción VI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno emite la resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos consolida y publica los valores de las reservas 1P, 2P y 3P de hidrocarburos de la nación al 1º de enero de 2023. Pido al Comisionado Héctor Moreira Rodríguez expresar el sentido de su voto.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ. - A favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHÉM.
Gracias. Pido ahora a los Comisionados presentes, que, si su voto es a favor, lo manifiesten levantando su mano."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.06.01/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos , consolida y publica los valores de las reservas 1P, 2P y 3P de Hidrocarburos de la Nación, al 1º de enero de 2023.

ACUERDO CNH.E.06.01/2023

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, II, III y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 43, fracciones I, incisos f) y g), y II, inciso b), de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción VI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos, consolida y publica los valores de las reservas 1P, 2P y 3P de Hidrocarburos de la Nación, al 1º de enero de 2023.

Órgano de Gobierno

Sexta Sesión Extraordinaria

2 de mayo de 2023



II.2 Solicitud de autorización para la perforación del pozo exploratorio terrestre Escuintle-401EXP, presentada por Pemex Exploración y Producción.

Para el desahogo de este asunto, cuya ponencia es del Comisionado Néstor Martínez Romero, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al ingeniero Israel Hernández Pérez de la Dirección 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, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ. - Buenos días. Con la venia del Comisionado Presidente, traemos a su consideración la solicitud de autorización de perforación del pozo exploratorio terrestre Escuintle-401EXP. Tenemos aquí la línea de tiempo de este proceso de solicitud, la cual ingresó el día 17 de marzo. El día de hoy 2 de mayo lo traemos a su consideración. La fecha límite para prevenir era el 17. Se tuvo un tiempo de atención de 25 días. Entonces serían 10 días de anticipado.

Tenemos los datos generales de esta solicitud. Es un pozo terrestre, el cual se localiza en la asignación AE-0142-3M-Comalcalco. Esto es en el estado de Tabasco a 37 kilómetros de la ciudad de Villahermosa. Tenemos los datos generales. Es un pozo programado a ser perforado con una trayectoria direccional tipo “J” a una profundidad de 5,320 metros verticales bajo la mesa rotaria o 5,745 metros desarrollados. Su objetivo principal de esta localización es descubrir acumulación comercial de hidrocarburos en rocas carbonatadas y naturalmente fracturadas del Cretácico. Tenemos que la fecha de inicio de la perforación sería el 30 de mayo de este año e iría al 7 de septiembre y las actividades para la terminación, la prueba y abandono serían del 7 de septiembre al 16 de octubre. Esto nos da un total de 139 días, perforación y terminación.

Los costos asociados a esta perforación son de 37.6 millones de dólares para la perforación y 6.6 millones para la terminación y el abandono. El equipo propuesto es el denominado ICMA-884 de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE

SAFETY

3,000 HP y este satisface necesidades de perforación de hasta 7,500 metros y cuenta con un conjunto de preventores de 15,000 psi. En la siguiente lámina vamos a ver lo que es la trampa.

Tenemos que ésta es una estructura anticlinal con orientación Noreste-Sureste. Ésta está afectada por intrusión de un cuerpo salino. Del lado derecho podemos ver el objetivo, el Cretácico, y el volumen de recursos prospectivos, el cual es 3.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Esto ya considera el riesgo. Y el aceite que se espera encontrar es aceite de 42° API. En la siguiente lámina vamos a ver lo que es el diseño del pozo.

Este pozo fue diseñado a ser perforado en seis etapas. Se iniciaría con una etapa conductora de 30", la cual iría asentada a 50 metros. Posteriormente se tiene una tubería de 20" a 700 metros, la cual el objetivo sería aislar los acuíferos someros y poder instalar las conexiones superficiales de control. Posteriormente viene una tubería de 16" a 1,200 metros y esta el objetivo sería incrementar el gradiente para la siguiente etapa y también aislar lo que es la zona de incremento de presión de poro que podemos ver en la parte central de la ventana de geopresiones. Luego viene una tubería a 3,380 metros de 13 5/8" y su objetivo también sería generar integridad, incrementar el gradiente para la siguiente etapa, ya que se tiene pues la zona también de máxima presión o de presión franca. Se tiene después la tubería de 9 5/8" a 4,834 metros y esta tubería va a ser para asentarla a la cima de la formación Méndez en el Cretácico Superior. Y ya viene lo que es el liner de producción de 7" a 5,745, el cual pues su objetivo sería aislar la zona del yacimiento.

En la parte central podemos ver el estado mecánico del pozo. Este estado mecánico ya considera las tuberías de contingencia que pudieran ser requeridas, en caso de encontrar alguna problemática operativa. Este diseño, pues está sustentado en los pozos de correlación y en la información previa de pozos como registros geofísicos y datos reales como pruebas de goteo y pruebas de producción.

Como podemos ver, pues sí va a haber densidades de control altas como en la etapa del Mioceno de 1.92 hasta 2. Recordemos que estas densidades pues son propuestas por el operador. Esta ventana se va a ir actualizando conforme se vaya dando la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

perforación y se van a considerar las densidades de lodo más adecuadas.

De acuerdo a los pozos de correlación que se perforaron anteriormente, los eventos que podrían encontrar son pérdidas de circulación, gasificaciones y atrapamientos. Entonces esto ya se tiene identificado. Se tiene propuesto para mitigar esto, agregar materiales anti-pérdida y de control a los fluidos de perforación. Llevar un control adecuado de las densidades equivalentes de circulación y evitar hacer viajes durante la perforación, viajes que sean innecesarios. Entonces es lo que el operador propone como buenas prácticas, además del uso de herramientas de medición en tiempo real para llevar el control direccional y efectuar la toma de registros. Se van a tomar registros geofísicos. También se va a cortar un núcleo en la zona del Cretácico en caso de que se encuentren condiciones favorables y posteriormente la prueba de producción y toma de información.

Entonces, pues es por esto que la perforación del pozo Escuintle-401, bueno, se encuentra alineada al Plan de Exploración que se encuentra vigente. El operador demostró el soporte del diseño del pozo que le permita alcanzar los objetivos. Esto, pues, lo vemos con toda la información que el operador emplea en el documento integrado de diseño para la perforación del pozo. Se va a utilizar la tecnología adecuada para la perforación. Esto por los requerimientos operativos que se tienen: la profundidad, el número de etapas y los requerimientos que se necesitan.

Es por esto que la DGAE propone resolver en sentido favorable sobre la solicitud de autorización, dado que no se observaron elementos geológicos, operacionales o de integridad de pozo que limiten o impidan su perforación. Esto sería todo por mi parte Comisionados, quedo a sus órdenes para alguna duda o aclaración.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias, ingeniero Israel Hernández Pérez. Por favor, Comisionado Moreira.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo tengo dos preguntas. La primera es el pozo Sisal-1 que mencionan ustedes en pozo de correlación está a un kilómetro de este pozo. ¿Sabemos ya si es exitoso o fue exitoso?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFET

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Sí. Permítame un momento.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si quieren, mientras sacan la información, ¿puedo pasar a la segunda pregunta?

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

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En la página 5, vemos nosotros digamos el diseño del pozo y vemos que el área transversal del pozo arriba comparado con abajo es 10 veces más grande arriba que abajo. ¿Esto es normal de que tengamos una diferencia tan grande en el área transversal, en el área de movimiento de fluidos? Abajo estamos hablando de, pues no sé, alrededor de unas 35 pulgadas cuadradas y arriba 350 pulgadas cuadradas. ¿Esto es normal o es una cosa especial de este pozo?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- ¿Podría repetir la pregunta? No entendí.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si vemos nosotros el área transversal del pozo arriba, estás hablando de un tubo de 20 y tantas pulgadas. Y abajo, mero abajo, en la parte que tienes en rojo, mero abajo, estás hablando de un pozo que tiene pues en realidad son como, qué serán, 7". ¿No?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Es un liner de 5".

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- 5". Aquí tienes 5" y arriba 20 y tantas pulgadas. Si calculas el área transversal, el área en la cual se va a mover el fluido, el de arriba es 10 veces más grande que el de abajo. Mi pregunta es si eso es normal o alguna característica especial de este pozo.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- No. No es una característica especial, o sea, específica para este pozo. El diseño en forma telescópica que tienen es por la cantidad también y la



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

profundidad o el diseño resultante para la perforación. En este tipo de pozos que son más profundos y robustos es común ver esta geometría con conductores de 30" o 20". También el motivo de esto es de que debido a las profundidades son los diámetros máximos que se requieren para poder alcanzar por ejemplo aquí la zona de yacimiento, que sería una tubería de 5". Adicional a esa tubería de 5", todavía se emplearía un aparejo de producción de 3 1/2".

Entonces, respecto de lo que dice de la velocidad de los fluidos, pues esta también va cambiando porque, adicional a las tuberías de revestimiento, todavía en la parte interna cuando se perfora, pues se va perforando con una tubería de perforación que es de 5". Entonces, o sea, la diferencia que se ve pues es porque es en el conductor la etapa somera a 50 metros. Ese conductor es el que va a permitir que posteriormente se pueda meter una tubería superficial de 20" y posteriormente una tubería de revestimiento de 16". Es por esto que se da esta diferencia de diámetros, aunque ya la geometría que sería de 5" ya no estaría en la geometría de 30". O sea, se va quedando dentro de cada tubería que se va cementando. No sé si atendí su pregunta, Comisionado.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, no, no. Usted me dice que tuvimos demasiados cambios y eso hace que haya muchos cambios también en el diámetro.

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- No es que haya habido cambios en el diámetro. Es el diseño resultante para poder llegar al objetivo a 5,745.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No quise decir el diseño, digo, cambios en la naturaleza de la roca sobre la cual estás perforando. Si tienes que atravesar una falla y luego tienes que atravesar un tipo de roca y luego otro tipo de roca y vas cambiando de diámetro. Ese era mi punto.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- ¿Satisfecho Comisionado Moreira?

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, nada más. No sé si tengan la respuesta de Sisal.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

OAK-TREE



SAFET

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

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING.
RICARDO BASURTO ORTIZ.- Sí. El pozo fue perforado
contemporáneo a la perforación del pozo Escuintle-1 en los años
90 y lo que resultó es que este pozo tocó una columna de sal.
Entonces es una columna inesperada y no fue exitoso. Fue
utilizado como pozo de correlación sí para la estimación de las
condiciones de la columna geológica programada y en este caso
ya los pozos del Campo Escuintle son los que le dan certeza a la
exploración de este pozo.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.-
Muchísimas gracias.

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

COMISIONADO, DR. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas
gracias, Presidente. Bueno, pues primero hay que observar que es
un pozo difícil. Perforar con densidades de 2 gr/cm³ no es común.
La zona de presión normal es de presión normal bastante alta, lo
cual significa que Petróleos Mexicanos con la experiencia que
tiene en los pozos vecinos, que les llamamos los pozos de
correlación, precisamente Sisal da una visión de cuáles son las
condiciones de geopresiones, o sea las curvas que vemos ahí en la
lámina, que se van a encontrar durante la perforación de este
pozo. Y eso lo que deriva es que se tenga este diseño, que es
mucho mayor en cantidad de tuberías de revestimiento que algún
otro pozo que no atravesase una zona de presión anormal. Se podría
llevar con muchas menos tuberías de revestimiento.

Ahora, lo que hay que recordar es que este pozo, que ojalá salga
productor, que esa era realmente mi participación, desear que
tuvieran mucho éxito. Finalmente, se pone una tubería de
producción y la tubería de producción va desde el fondo del
yacimiento hasta la superficie. Así es que los fluidos de
hidrocarburos que fluyan a través de la tubería de producción van
con un diámetro constante hasta la superficie. No se puede o no
se debe producir a través de las tuberías de revestimiento porque
hay que protegerlas. A veces los fluidos de hidrocarburos traen

1.9

cantidades de H₂S, CO₂ y eso los puede corroer. Pero también por otro lado se presentaría un fenómeno de colgamiento. ¿Qué significa esto? Que en la medida que va subiendo y se va incrementando el diámetro, pues el gas pasa al aceite y entonces no fluiría en la forma adecuada. Entonces la inquietud del doctor Moreira, qué va a pasar en el flujo ya de los hidrocarburos. Va a ir adentro de la tubería de producción y dentro de la tubería de producción va hasta la superficie. Generalmente las tuberías de producción para este tipo de pozos son del orden de 3 1/2" desde el fondo hasta la superficie. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Muchas gracias. Por favor, Comisionado Salvador.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Gracias, Comisionado Presidente. Es notorio que desde décadas pasadas o años pasados los objetivos geológicos petroleros normalmente estaban en Cretácico. Incluso a nivel nacional en las áreas petroleras se consideraba este tipo de modelos, que eran muy, muy eficientes. Ya en épocas más recientes se ha visto que la perforación ha decidido objetivos petroleros en el Terciario. Y ahora aparece, por ejemplo, esto, en un área tradicional entre Comalcalco y Macuspana, eso es interesante. Solamente como comentario, el hecho de que los objetivos petroleros antes enfatizados sobre todo en el Mesozoico, también ahora se combina Terciario-Mesozoico.

Por otro lado, la entrada de la ventana operativa de la formación Méndez ya en el Cretácico, el operador contempla o incluye alguna documentación relacionada al posible riesgo exploratorio, más bien riesgo en perforación que pueda sufrir, dañar la integridad del pozo o amenazar algún daño a la formación. ¿O qué propone en caso de que se presentaren contingencias?

UNIDAD TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y SU SUPERVISIÓN, ING. ISRAEL HERNÁNDEZ PÉREZ.- Sí. Se puede observar que está una zona de regresión de presión y de acuerdo con la información de pozos de correlación hubo zonas con pérdidas totales. Entonces la salvaguarda que hay para perforar esa zona, es el asentamiento, ese asentamiento a esa profundidad para aislar esa zona de alta presión y poder entrar con una densidad diferente a lo que es esa etapa. Adicional a esto, pues como es una zona, como dice el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Cretácico, con fracturas naturales, hay mucha pérdida o pudiera haber pérdida de fluido. Entonces es la adición de productos a los fluidos para evitar la pérdida del fluido, así como un buen enjarre generado por el lodo de perforación, un buen monitoreo de las condiciones del lodo de perforación. En otros pozos también lo que fue necesario utilizar fue perforación bajo balance para esa parte.

COMISIONADO, DR. SALVADOR ORTUÑO ARZATE.- Muy bien, gracias. Incluso este tipo de rocas, efectivamente, tiene un fracturamiento muy importante y cavidades de disolución que son importante tomarlo en cuenta y de ahí su porosidad y permeabilidad. Es todo, gracias. Gracias, Comisionado Presidente.

COMISIONADO PRESIDENTE, LIC AGUSTÍN DÍAZ LASTRA.- Gracias, Comisionado. Por favor Secretaria, adelante con la lectura y la aprobación del acuerdo.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Gracias. Habiendo agotado el análisis del presente asunto y con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, X y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos; 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 Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Escuintle-401EXP. Pido al Comisionado Héctor Moreira Rodríguez expresar el sentido de su voto.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- A favor.

SECRETARIA EJECUTIVA, DRA. ANA MARGARITA LÓPEZ HECHER.- Gracias. Pido ahora a los Comisionados presentes, que, si su voto es a favor, lo manifiesten levantando su mano."

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

RESOLUCIÓN CNH.E.06.02/2023

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos autoriza a Pemex Exploración y

Órgano de Gobierno

Sexta Sesión Extraordinaria

2 de mayo de 2023



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Escuintle-401EXP.

ACUERDO CNH.E.06.02/2023

Con fundamento en los artículos 22, fracciones, I, III, X y XXVII, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 36, fracción I de la Ley de Hidrocarburos; 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 Pemex Exploración y Producción para realizar la perforación del pozo exploratorio terrestre Escuintle-401EXP.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 09:42 horas del día 2 de mayo de 2023, el Comisionado Presidente dio por terminada la Sexta Sesión Extraordinaria de 2023 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 Secretaria Ejecutiva.

Agustín Díaz Lastra
Comisionado Presidente

Néstor Martínez Romero
Comisionado

Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado

Salvador Ortuño Arzate
Comisionado

Ana Margarita López Hechem
Secretaria Ejecutiva