



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

## ÓRGANO DE GOBIERNO

### CUADRAGÉSIMA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2019

#### ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 14:22 horas del día 16 de julio del año 2019, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Alcaldía Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, los Comisionados Alma América Porres Luna, Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Moreira Rodríguez. Estuvo también presente la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Cuadragésima Sesión Extraordinaria de 2019 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por la Secretaria Ejecutiva mediante oficio número 220.0560/2019, de fecha 15 de julio de 2019, 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.

Con fundamento en el artículo 53 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, presidió la sesión la Comisionada Alma América Porres Luna.

A continuación, la Comisionada Porres preguntó a la Secretaria Ejecutiva, sobre la existencia de quórum, quien, tras verificar la asistencia, respondió que había quórum legal para celebrar la sesión.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

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

## Orden del Día

### I.- Aprobación del Orden del Día

### II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción correspondiente a la Asignación AE-0020-2M-Okom-03.

### II.- Asuntos para autorización

- II.1 Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos se pronuncia sobre el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción correspondiente a la Asignación AE-0020-2M-Okom-03.**

En desahogo de este punto del Orden del Día, la Secretaria Ejecutiva, con la venia de la Comisionada Porres, dio la palabra al ingeniero Julio César Trejo Martínez, Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión.

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

“COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Maestro.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Muy buenas tardes Comisionados. Como bien dijo la Secretaria Ejecutiva, vamos a presentar ante ustedes el Plan de Desarrollo para la Extracción asociado al campo Manik Noroeste. Si podemos pasar a la relación cronológica, como antecedente general les hago de su conocimiento que este es el octavo Plan de Desarrollo de los denominados 20 prioritarios para producción temprana que se presenta ante el Órgano de Gobierno. Los anteriores fue Xikin, Chocol, Esah, Chec, Cahua, Ixachi, Uchbal y este sería el octavo. Tenemos asimismo nueve procesos todavía en análisis para tener un total de 17 planes ingresados a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Ahora bien, respecto a la relación cronológica, podemos ver que ingresó este plan el 10 de junio del 2019. Asimismo, se tuvo una serie de interacciones con Petróleos Mexicanos a través de la prevención, la atención a la prevención, la declaratoria de suficiencia y una comparecencia donde explicaron a detalle lo que iba a ser el desarrollo del proyecto y ante ustedes el día de hoy presentarles el Plan de Desarrollo concerniente. Asimismo, dentro de las generalidades podemos ver que el campo Manik Noroeste se ubica en aguas territoriales del golfo de México dentro de la asignación AE-0020-2M-Okom-03 a una distancia de 102 km al noreste de Ciudad del Carmen, Campeche.

Tiene un área de extracción, en este sentido, de 16.8 km<sup>2</sup> que es lo que podemos ver en pantalla, que sería el recuadro interno del cuadro verde que está conformado por color amarillo. Digo, si me dan el uso del mouse. Bueno, posteriormente vemos que el año del descubrimiento del bloque Noroeste fue en 2018, sin embargo, el campo ya se conocía a partir de 2006 porque tiene dos bloques. Más adelante vamos a entrar con las generalidades. ¿Esto es por qué? Porque es un anticlinal alargado que intrusiónó un domo salino que partió la estructura en dos. Entonces a partir de 2006 se tiene el descubrimiento y luego se dio el desarrollo del bloque este.

Dentro de las generalidades que tiene el campo, tiene una porosidad del 8% para el término del Jurásico y 7.7% para lo que es el yacimiento Cretácico. Tiene una presión inicial de 388 kg/cm<sup>2</sup> para el Jurásico y 261 kg/cm<sup>2</sup> para la brecha del Cretácico Superior. El tipo de yacimiento que



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

vamos a tener en ambos casos va a ser aceite negro. Se encuentra en un tirante de agua de 89 metros. El mecanismo, y algo interesante aquí que hay que ver más adelante es el mecanismo que va a tener de empuje el yacimiento, y es principalmente la expansión roca-fluidos y la entrada de agua, lo cual hay que constatar con algunas actividades que se plantean. Asimismo, también se tiene un factor de volumen del aceite de 1.7 para el Jurásico y 1.2 para la brecha. ¿Cuál es la colindancia? Es la AE-0013-2M-Pilar de Akal-Kayab-04.

En términos globales, ¿cuál es el volumen original y reservas que se tienen? Podemos ver en pantalla que el volumen original para la brecha en aceite son 162 millones de barriles y 68.98 miles de millones de pies cúbicos. Ahora bien, por lo que hace al volumen original del Jurásico, son 62.8 millones de barriles y 85.3 miles de millones lo que se contabiliza o cuantifica para el Jurásico. Por lo que hace a la reserva 3P y lo que estaríamos versando el plan, son 24.39 millones de barriles y 10.33 miles de millones de pies cúbicos en la parte de la brecha. Y para Jurásico tendríamos 18.4 millones de barriles y 22.35 miles de millones de barriles, por lo que conforma a la reserva 3P al Jurásico.

¿Cuál es el alcance y el desarrollo del plan que se va a tener? Bueno, principalmente lo que se está manifestando por parte del operador es producir las dos formaciones que tiene, tanto la brecha del Cretácico Superior como el Jurásico de forma simultánea. El plan considera la perforación y terminación de tres pozos y va a tener 30 reparaciones menores. 30 reparaciones menores hasta el límite de lo que se tiene de la vigencia del proyecto, sin embargo, solamente vamos a versar sobre 27 que es al límite de la asignación. A través de esta propuesta del Plan de Desarrollo se plantea recuperar un total de 38.14 millones de barriles de aceite y 28.14 miles de millones de gas a la vigencia de la asignación con un costo total asociado de 33.01 millón de dólares.

Como podemos ver en pantalla, lo que se ve ahí es la configuración estructural respecto del campo Manik. Podemos ver al centro en color rosa la intrusión salina que partió la estructura original que se tenía entre lo que era Manik Este y Manik Noroeste. Lo que es presente o lo que está ahorita sujeto a aprobación es el desarrollo de este bloque, de este bloque que tuvo su inicio en 2016 como descubrimiento. Al día de hoy solamente se



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

tiene un pozo perforado que fue el 101EXP, perdón, 101A, con el cual se dio conocimiento del Jurásico que se tenía ahí producción de hidrocarburos. Se tomó una prueba de producción, también se tuvo un DST, en el cual se pudieron prever características generales como permeabilidad, también como índice de productividad del pozo. No se probó el término de lo que fue Cretácico, hay que ser claros. No se probó y por eso solamente se tiene en Cretácico reserva 3P, sin embargo, se tiene evidencia de la información que se tiene en el bloque aledaño al Sureste en cuestión de la presencia de hidrocarburos y de las posibles condiciones de productividad y de producción que tendrían estos pozos asociados.

Ahora, en términos del cumplimiento del artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, que permitan maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables, se analizaron cuatro alternativas que presentó el operador petrolero. Estas cuatro alternativas básicamente o solamente versan en la disminución o aumento de la perforación de un pozo, la cuestión de reparaciones menores que estas solamente son limpiezas, cambios de aparejo, estimulaciones. Y básicamente lo que hace la diferencia también es la inyección de bombeo neumático al pozo en el aparejo de producción. ¿Por qué? Porque se abate rápido la presión en los yacimientos, entonces el nivel estático es dentro de la tubería de producción. No llegaría a superficie, por lo cual tendríamos que aligerar la columna a través de bombeo neumático para poder alargar la vida productiva de estos pozos.

Como podemos ver, la alternativa 1 es la alternativa seleccionada, la cual incluye la perforación de tres pozos, 30 reparaciones menores. Esto es lo que presentan al límite de la vigencia de todo el proyecto, sin embargo, solamente estamos versando sobre 27 reparaciones menores. Asimismo, se tendría una producción acumulada de 39 millones de barriles de aceite y 28 miles de millones de pies cúbicos por lo que hace a la producción acumulada que se esperaría para el gas. Se tendrían gastos de operación de 100 millones de dólares, inversiones asociadas de 227 millones de dólares y un VPN después de impuestos de 397.83 millones de dólares que podemos ver sería la que tendría la mayor ganancia en términos de VPN y el VPN/VPI también en la eficiencia de la inversión sería la más alta con 9.13 dólares por dólar invertido.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

¿Cómo se ve esto en el pronóstico de producción? Vemos las cuatro alternativas. La que estamos poniendo a su consideración el día de hoy es la alternativa verde punteada. Como podemos ver, va a alcanzar una producción cercana a los 11,000 barriles por día. Posteriormente va a ir declinando. Solamente se efectuarán reparaciones menores en cuestión de estimulaciones, cambio de aparejo y llegar ahí hasta el límite de la asignación que es 2039. Sin embargo, también se tendrá producción después del año 2039. Por lo que hace también a la producción de gas que es la siguiente diapositiva, podríamos ver que en este caso en el pico de producción alcanzaríamos cerca de los 8.8 millones de pies cúbicos diarios que sería también la línea verde punteada para la alternativa seleccionada. Obviamente también estamos aprobando hasta el 2039, sin embargo, se tendría producción todavía por un par de años más que sería el límite económico.

¿Cómo se ve el desarrollo de esta actividad? Como les mencioné previamente, solamente se van a perforar y terminar tres pozos. Se perforarían dos pozos en el 2019 y uno en el 2020. Se terminaría solamente un pozo en 2019 y dos en el 2020 y asimismo se vería el desglose de las 27 reparaciones menores a lo largo del tiempo. También cabe mencionar que este proyecto considera el abandono total de los tres pozos dado que la plataforma por donde están siendo perforados ya existe que es Manik-A, es la que está compaginada a la asignación conjunta.

Por lo que hace al Programa de Aprovechamiento de Gas Natural en términos del artículo 44 también que mandata el análisis, podemos ver que la capacidad de compresión que tenemos, aquí tenemos cerca de 240 millones de pies cúbicos. Sin embargo, este es el perfil que tendríamos asociado de gas para la asignación. Podemos ver que entonces tiene capacidad de compresión, se estaría derivando de forma multifásica también el hidrocarburo y la meta de aprovechamiento de gas natural que se tendría para este campo sería del 98%. Se preguntarán por qué 98% si se deriva de forma multifásica. Es por el balance que se hace hacia atrás de los centros de proceso hacia esta asignación que le atribuyen 2%.

Ahora, los mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos. ¿Cómo se va a ver en la filosofía? OK. A partir de Manik-A que es la que estoy señalando en pantalla, podemos ver que se deriva de forma



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

multifásico o en forma de mezcla hacia Ixtal-A. De Ixtal-A se tiene separación. Esta separación se va a mandar al Centro de Proceso Abkatún-D lo que es el gas y lo que es el hidrocarburo líquido o el aceite se va al Centro de Procesamiento Abkatún-A. Aquí se tiene en esta línea punteada la flexibilidad operativa que se podría tener en esta interconexión bien pasar de Ixtal-A a Abkatún-D, Abkatún-D a Abkatún-A. Posteriormente aquí siguen las corrientes hacia el Centro de Procesamiento Pol-A, a la interconexión que viene con Nohoch-A en este ducto donde viene solamente ya el hidrocarburo líquido y se tiene como punto aquí de medición fiscal la Terminal Marítima Dos Bocas y después a Palomas. Ahora bien, por lo que hace al recorrido del gas, estamos de Pol-A, se manda a CPTG Atasta, de aquí a Ciudad Pemex. En Ciudad Pemex también se están recibiendo los primeros condensados y se mandan hacia Nuevo Pemex o también a Ciudad Pemex como puntos fiscales. Esto ya se tenía conocido, no se tiene infraestructura nueva que se va a adicionar, solamente se está echando mano de la infraestructura existente que se tenía para el campo Manik.

¿Cómo se ve el Programa de Inversiones relacionado al Plan de Desarrollo presente? Se puede ver que se va a tener un gasto total de 330 millones de dólares, los cuales el 48% son hacia el desarrollo, 42% a producción y 9.21% hacia el abandono. Podemos ver en estos términos generales que la producción en el término más alto en la cuestión de las erogaciones va a ser la operación de instalaciones y producción y da el total de los 330 sumado a los 12 de otros egresos, tendríamos 330. 317 es el total del Programa de Inversiones, como podemos ver. Ahora bien, ¿qué hicimos al interior para poder corroborar estos datos? Propiamente la Comisión hace la evaluación de económica y obtiene datos similares, donde podemos ver que el valor presente neto comparado contra lo que presentó Petróleos Mexicanos está en el rango. Uno es alrededor de 390 y el otro es alrededor de 220. Esto también radica que en las premisas que se están haciendo en el análisis y el VPN/VPI podemos ver que para Petróleos Mexicanos era de 2.7, el análisis de la Comisión es 1.7.

Dicho lo anterior, y en términos generales lo que analizamos en el plan y como recomendaciones, hay algunas cosas que hay que considerar con base al análisis del campo Manik que es el campo contiguo que solamente está dividido por intrusión salina. Uno es la caracterización del acuífero.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

¿Por qué? Porque en el campo Manik lo que se tuvo es un abatimiento rápido de la presión durante los primeros cinco años, lo cual ya no dio soporte de energía a los pozos para que pudieran seguir fluyendo desde el fondo hasta superficie, con lo cual se planteó en la parte del Cretácico la implementación de bombeo neumático y eso hay que tenerlo presente. Dos, también es el avance de los contactos. Bueno, me estoy adelantando, que es el cuarto punto. ¿Por qué? Porque todavía no se tiene identificado cuál va a ser el ritmo de avance mediante también lo que se va a tener el vaciamiento e identificar si es un acuífero compartido, como así lo consideramos nosotros, si va a tener el mismo avance y va a tener el mismo aporte de energía. En caso dado, el avance sería lento, pero no tendría soporte de energía que sustentara la producción.

En la recuperación incremental, evaluar alternativas de métodos de recuperación incremental que permitan hacer más eficiente el barrido de los fluidos presentes en el yacimiento y asimismo también retrasar la caída de presión del yacimiento como ya se manifestó en Manik. Ahora bien, en términos de recuperación incremental, una opción también sería verlo de forma conjunta dado que los dos yacimientos, tanto Manik como Manik Noroeste, presentan las mismas condiciones en términos de brecha y en el yacimiento de lo que es Jurásico. También aparejos sencillos selectivos. ¿Por qué? Porque si bien aquí van a producir de forma simultánea y solamente se tienen a través de una válvula controladora de flujo, tendrían que ser más precisos en el aparejo para no tener problemas en el flujo cruzado. Un problema aquí que se tiene es que se tienen diferentes presiones en diferentes yacimientos, casi hay diferencia de 100 kilos entre ellos. Una posible solución que pudiera dar a esto es aparejos sencillos selectivos con válvulas de presión de entrada o de ingreso para que no tuvieran este problema de que se cruzaran a lo que se está planteando. Algo interesante también aquí es un esquema diferente a lo que se planteó en Manik. En Manik lo que se haría primero era agotar Jurásico, se taponaba y después irse a Cretácico. Este se van a poner a producir ambos en forma conjunta.

Dicho lo anterior, y en término general al cumplimiento de la normatividad aplicable, podemos ver que se analizó el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; el artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; los Lineamientos de Planes; asimismo,





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos. Por lo que hace al presente análisis que emite la Dirección General de Dictámenes de Extracción, propone al Órgano de Gobierno el dictamen técnico en sentido favorable a lo que hace al campo Manik Noroeste. Quedo atento a sus comentarios Comisionados.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Muchas gracias maestro Trejo. Por favor Comisionado Martínez.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La prueba del pozo Manik-101AEXP fue en Jurásico Superior Kimmeridgiano. Eso fue lo que entendí. ¿Verdad?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Sí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Y cómo fue esa prueba? ¿Cuáles son los resultados? ¿Cuál es el gasto que se obtuvo?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Si me permite, lo podemos revisar.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo tengo entendido que fue una producción baja. Es que quiero hacer la correlación y voy a hacer algunas preguntas más para llegar a los 12,000 barriles por día que fue lo que se está proponiendo en el análisis económico. ¿Manik-101A está produciendo ahorita o está cerrado?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- No, está cerrado.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Está cerrado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Está cerrado. Entonces tenemos la prueba de producción.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Si, sí tenemos la prueba.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Eso fue en 2018. Y también lo que tengo entendido es que no probó la brecha, nada más probó el Jurásico Superior Kimmeridgiano, que es la parte de abajo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Correcto. Digo, sí lo tenemos, nada más permítame. Lo que tenemos, como la prueba se hizo en el 101A, nos lo dan en término de  $\text{cm}^3$  por el tipo de prueba que se hizo y realmente son volúmenes chiquitos, son  $320 \text{ cm}^3$  en el término de lo que se metió. Ahorita le doy el gasto estimado.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Hace rato, mientras está buscando la información, hace rato comentábamos aquí con el doctor Moreira el planteamiento de que hay una diferencia de presión fuerte entre los dos yacimientos, pero no quiere decir que el de abajo le vaya a inyectar al de arriba, porque depende del índice de productividad. En la medida que el índice de productividad es más bajo, se requiere una caída de presión mucho más grande para producir un gasto. Entonces puede suceder que, aunque el de abajo tenga más gasto, la presión de fondo fluyendo sea más alta arriba que abajo. Presión de fondo fluyendo, no presión estática. Entonces eso es importante tener la claridad del índice de productividad.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Y eso es lo que sale en la prueba.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si, quiero saber cuánto cayó la presión, porque lo que tengo entendido es que no fue muy alto el gasto y hay una lámina por aquí en donde se presenta que hay un pico de producción de 12,000 barriles por día. Ese pico de producción se debe a cuatro pozos, un pozo que ya está perforado que es el Manik-101A:EXP y los otros son los que están proponiendo en el Plan de Desarrollo. Pero también oí que decían que van a producir simultáneamente, que también era otra de las conversaciones que teníamos. Entonces necesitaron saber cómo fueron esas pruebas.

COMISIONADO HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Es que así dice el plan que mandaron, que van a producir simultáneamente en las dos formaciones.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN,  
INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Ya lo tengo aquí que no viene  
en la presentación, tenemos la interpretación, y estuvo alrededor entre  
1,000 barriles hasta 1,500 barriles por lo que tenemos en diferentes.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- 1,300 barriles.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN,  
INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Así es.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- 1,300 barriles en el Jurásico  
Superior Kimmeridgiano.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN,  
INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Correcto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- La parte de arriba no la  
probaron.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN,  
INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- No, no se probó. Ahorita están  
estimando...

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero cuánto cayó la presión  
para 1,300 barriles, que eso es el índice de productividad.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN,  
INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- OK. Tendíamos de 380  
alrededor casi a la de fondo que están registrando 220.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- 220 kilos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN,  
INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- No, no, no. De 380 a 220,  
entonces estaríamos alrededor casi de... Ahora le preciso bien porque no  
tengo aquí el dato.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Bueno, es un índice de  
productividad no muy comparable con la brecha. Creo que la brecha tiene  
mucho mejor índice de productividad.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Sí. De hecho, en la relación de producción general, lo que va a aportar más es la brecha, son cerca de 6,000 barriles y solamente el Jurásico aportaría 5,000 si lo viéramos de forma separado. Están estimando alrededor de entre 1,000 a 1,500 barriles máximo por pozo en cada formación y ahí es donde conformamos los 11,000 barriles casi de forma conjunta.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Y cómo está el aparejo de producción, cómo van a controlar las mediciones para tener la maximización por cada uno de los yacimientos?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Se tiene ahorita sensores de fondo, se van a poner sensores en fondo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si, digo, pero para los gastos.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Ahorita solamente en el gasto lo que se va a tener es medido en superficie porque van a entrar de forma conjunta. Solamente se van a tener aforos que sí se van a poder cerrar y abrir válvulas en operación en cabeza. Eso se va a poder hacer. Se va a poder aislar uno, van a poder fluir, luego van a poder abrir el siguiente intervalo, poderlo fluir y estarlos aislando a través de estas camisas. Eso sí lo van a poder y se van a meter en aforo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces los van a estar haciendo periódicamente para tener el control.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Sí, sí. Más aparte también para el registrador de las deltas de presión se tienen sensores en fondo. De hecho, aquí por eso se está viendo la parte de la recomendación, que a partir de que es un aparejo sencillo, no es doble, se tuviera de forma selectiva y se tuviera un controlador de flujo. Solamente lo que se tiene son camisas.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El problema de todo esto es que las condiciones de fondo cambian. Si yo cierro uno de los intervalos y abro otro, eso es muy diferente a estar fluyendo los dos. Entonces realmente no tengo el control de cuánto está produciendo cada uno. No es como en la superficie que yo puedo medir un pozo u otro pozo nada más haciendo un cambio de válvulas. Acá abajo las condiciones de flujo van a cambiar totalmente porque los volúmenes que se van a estar moviendo a través del pozo son diferentes. Bueno, habrá que revisar esto. Había un punto, por ejemplo, el control de la RGA, que es algo que la normatividad o los lineamientos exigen. ¿Entonces cómo vamos a controlar esa RGA? Lo que decía ahorita el ingeniero Julio es que cierran y abren las válvulas, ¿pero las condiciones de flujo las van a simular o cómo le van a hacer?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- No. Me refiero a que abren y cierran las válvulas solamente es para aforar. Sin embargo, las dos las van a tener en algún momento abiertas para seguir produciendo. El RGA que tienen nada más es simulado a través del PVT que se tiene. Solamente se tiene uno que fue el que se tiene y es por correlación del Manik-2 y ni siquiera es propiamente del campo. Durante el Manik-4 que es el primero a perforar, se van a tomar PVT, también se va a tomar núcleos, se va a tomar información que van a poder caracterizar. Ahorita solo se tiene una RGA estimada o calculada del PVT que tienen del lado de Manik.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Digo, creo que para ser claro con la explicación. Los yacimientos van a producir un cierto gasto cuando los dos estén simultáneamente fluyendo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Correcto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Si quisiéramos conocer cuál es el gasto, lo tendríamos que hacer en forma dinámica. Tendríamos que a lo mejor meter un medidor de propela en el fondo para poder saber cuánto está aportando cada uno de ellos. Si cerramos las camisas y dejamos que fluya uno de ellos, ese no es el gasto con que van a fluir cuando estén simultáneamente los dos trabajando. Entonces la RGA pues va a ser diferente cuando cerremos o cuando abramos. ¿Cómo vamos a controlar eso?



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- La RGA máxima que se estipula, como bien dicen las disposiciones de aprovechamiento, tienen que ir reportando con el avance trimestral que nos dan. Entonces lo tendrán que ir reportando. Dos, aquí el término cuando tenemos la RGA máxima cuando se postuló en las disposiciones, es para que no se depresionara el yacimiento. Entonces aquí tendríamos que tener un gasto que tuviera esa salvedad de que no depresione. ¿Cómo lo vamos a ver? Con el monitoreo que van a tener de la caída de presión. Porque acordémonos que esa relación gas/aceite que establecen las disposiciones no es por el gas que se manejaba en superficie, sino para que el ritmo de vaciamiento en el yacimiento fuera el acorde. Entonces eso lo podemos ver con la caída de presión. Y ya en manejo, si lo viéramos en superficie, van a manejar en mezcla, entonces no tendrían quema en el sitio, sino en la derivación hacia adelante.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El RGA tiene implicaciones de optimización del flujo del yacimiento, de incremento de factor de recuperación en condiciones rentables. Obvio no tiene que ver nada con la parte de la operación en superficie ni con los Lineamientos de Aprovechamiento de Gas. Pero sí es importante que no sobrepasen lo que ellos mismos están poniendo. Ellos ya nos pusieron ahorita en el plan cuánto va a ser, pero nos dan una RGA que es la suma de las producciones de los dos yacimientos. Entonces cómo vamos nosotros a tener la claridad si están explotando bien los dos o solamente uno. ¿Cómo vamos a manejar esa información? Habrá que le den un seguimiento.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- De hecho ahí, para complementar, también se postula que para el siguiente año ya se van a generar los dos modelos dinámicos. Ahorita se está terminando el modelo estático, luego el modelo dinámico se va a construir en 2020 y ya con las condiciones que provengan del Manik-4 es lo que vamos a poder bien dar seguimiento. Algo interesante que vimos es la caída de presión que se va a tener, porque también la caída de presión que se va a tener es lo que nos va a mandar cuándo vamos a acercarnos hacia la presión de saturación que es cuando podríamos esperar que se nos empezara a disparar la relación gas/aceite en el término el yacimiento y ver por qué una está más



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

cercano que la otra. Cretácico está más cercana a la presión de saturación que lo que tenemos a nivel de Jurásico.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero precisamente creo que en la prueba de producción es donde se puede ver eso. Si tenemos la presión de saturación y tenemos la presión de fondo fluyendo con lo que comentaste hacer rato que es bastante la caída de presión, yo creo que está por debajo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Por ejemplo, en la que teníamos aquí para lo que fue cuando tenía 1,309 que fue con estrangulador de media, RGA pusieron – y yo creo que es cuantificada –  $174 \text{ m}^3/\text{m}^3$ .

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pon la presión de fondo fluyendo ahí.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Esa no la tengo aquí, solamente la única que tengo es la ATP, la que están haciendo, y la que tenemos en estrangulador. No reportaron más.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es que hay que tener cuidado, porque seguramente habrá que ver la información, pero si empiezan a producir abajo de la presión de burbuja, pues van a generar restricciones al flujo alrededor del pozo porque vamos a tener liberación de gas. Pero bueno, habrá que revisarlo, no es necesario que lo estemos checando ahorita, pero sí habrá que poner las conclusiones.

Lo otro que me llamó mucho la atención cuando leí la resolución. Hablan de que hay unos – les llaman – indicadores clave de desempeño y que los que nos plantearon pues son los correctos. En función de esto, vamos a darle seguimiento. Pero antes de entrar al detalle de esta situación, podrían poner el mapa. El mapa tiene la claridad de dónde perforamos, una plataforma que está bastante alejada. Ahí, la que sigue. Ahí. Abajo están las distancias, pero se nota que los pozos son bastante desviados, los tres pozos que están proponiendo, y de alguna forma no sé si hay interferencia porque se ve más o menos cercanos en donde terminan, que son los



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

puntos negros. Entonces a mí me parece que lo lógico sería perforar el primer pozo y revisar cómo está interactuando con el primero que es el Manik-101AEXP para ver si realmente se requiere la perforación de los otros dos pozos o se requiere la perforación de no dos, a lo mejor de cuatro, los que fueran necesarios. Para lo cual, nosotros tenemos que supervisar y lo vamos a hacer en función de los indicadores de supervisión del cumplimiento. Y los chequé, los pedí hace ratito, y no veo ningún indicador que tenga que ver con el éxito de la explotación o de los índices de productividad de los pozos que se van a perforar.

Hay un índice, un indicador que habla del porcentaje de producción acumulada en el campo con respecto a la que se va a tener. Pero no veo ninguna que hable del gasto inicial de pronóstico y el gasto inicial real. O sea, lo que pronostican y lo que van a tener realmente. Pero también hay que tener mucho cuidado porque depende del estrangulador. Aquí lo que se comentó hace rato es que 1,300 barriles es por media. ¿No?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN,  
INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Correcto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y medias ya es un estrangulador bastante grande. Entonces a mí me parece que deberíamos de tener otros indicadores aquí para dar un seguimiento más puntual al desarrollo de este plan. Y regresamos a la misma consideración que se ha hecho aquí muchas veces, que he hecho, en el sentido que esto es un plan y el plan es dinámico y el plan va cambiando con el tiempo. ¿Y cómo va cambiando? Pues a medida que tengo más información. Pues a mí me gustaría que diéramos un seguimiento muy puntual no solamente a ese, a todos los Planes de Desarrollo, pero que incluyéramos dentro los indicadores de supervisión del cumplimiento uno que tenga un gasto inicial con respecto al real con respecto al pronóstico. Pero no para este, eh, no estoy planteando que hagamos ningún cambio para esto. Yo estoy totalmente de acuerdo tal y como está el Plan de Desarrollo, yo voy a votar en favor, pero viendo estas situaciones que se dan a nivel de la operación del campo, pues lo que siempre se hace es ir revisando cómo se va a tener un comportamiento de esos pozos. Entonces yo plantearía que más adelante, no en este plan, sino como una recomendación, así como tienen las recomendaciones por ahí, que se haga una prueba de interferencia





Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

cuando se perfore el primer pozo para ver cuáles son los radios de investigación o radios de drene del pozo nuevo. No sé cuál. ¿Cuál es el primero que se va a perforar?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN,  
INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- El Manik-4.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- El Manik-4. ¿No está ahí el 101? La verdad no lo veo.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN,  
INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- No, porque el 101 este no salió ya para el término del Plan de Desarrollo. Ese ya está...

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Está abandonado.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN,  
INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Se abandonó.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Pero qué tanto está?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN,  
INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Está entre el Manik-23 y el que está en la parte superior, sería este. Entre estos dos está.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Entonces está super pegado, entonces la interferencia me parece que va a ser importante.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- No, pero el 101 está abandonado, ¿no?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN,  
INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Está abandonado.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Ese no va a producir.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Ah, OK. Ese ya queda fuera.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN,  
INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Si, ese ya queda fuera. De hecho, nada más tenemos que los que le expliqué son tres de los que se tiene. El Manik-4 es con el que se inicia, 2019. Posteriormente se perforan



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

dos, lo que es 2020, y solamente son los que se van a producir, esos tres pozos.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Esos tres pozos produciendo simultáneamente vas a alcanzar los 12,000 barriles por día.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Correcto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Siendo que ya está cerrado el Manik-101, produjo 1,300 por media. Entonces la mayor parte va a ser el Cretácico, pero el Cretácico no sabemos nada – ¿verdad? – en esta otra parte.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- En esta otra parte no, pero si vemos y lo que sí se analizó con el equipo fueron los gastos que se tenían del lado de Manik, que se denomina así la asignación. Y, en términos globales, tenemos alrededor de 1,000 barriles. Hay pozos que han alcanzado como el Manik-15 hasta 6,000 barriles cuando iniciaron, 6,000 barriles, 5,000 barriles, 8,000 barriles. O sea, del otro lado pasando el domo de sal se tienen todavía producciones más altas. En Manik se alcanzaron alrededor superior a los 20,000 barriles porque solamente por ejemplo cuando iniciaron la explotación el Manik-1 alcanzó 8,500 barriles.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Pero ahorita la litología es no tan buena en el lado verde donde está ahí la gráfica.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Degradan las propiedades, sí. Degradan las propiedades, sí, de lo que está en la parte del Noroeste. Si vemos ahí, la estructura casi al centro fue donde intrusionó la sal. Las mejores propiedades o por la falla que tienen ahí inversas y que también están cerrando los bloques o que están acotando los bloques, está del lado derecho donde se tiene Manik-A. Aquí serían las mejores propiedades. Hacia este lado solamente el único que se probó y que se alcanzaron los 1,300 por el estrangulador de media fue en el pozo Manik-101AEXP. De ahí se estimó, ahorita leyendo el reporte, hasta 2,400 barriles a Jurásico con lo estimado. No nos reportan las diferencias de presión, pero estimado diría



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

2,300-2,400 barriles. Sin embargo, del lado de Manik se han alcanzado producciones de hasta 8,500 barriles. Ahora, ¿también por qué acotan estas producciones? Por el gasto crítico. El gasto crítico que presentaron aquí y que no se mencionó se tiene tasado porque no se tiene la evidencia como tal del contacto. Entonces lo están tasando alrededor entre 2,000 y 1,800 barriles por pozo.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y de este lado, del lado de Manik-A donde está la plataforma, ¿ahí están produciendo simultáneamente brecha y Jurásico Superior Kimmeridgiano?

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- No, que es lo que le comenté. Aquí es diferente. Lo que se hizo en Manik del lado derecho por decirlo así, primero explotaron Jurásico, después cementaron, aislaron el intervalo y pasaron a Cretácico. ¿Por qué? Porque al inicio Cretácico no era de interés, lo que era la parte fuerte era Jurásico por las propiedades. Ya actualmente implementaron lo que es Cretácico. De hecho, ahí es donde empezaron a implementar el bombeo neumático por la caída fuerte de presión. En este caso, van a instalar lo que es el aparejo sencillo, pero van a producir en ambos, solamente va a estar aislado por las camisas y los empacadores obviamente en términos entre la ATP y la ATR, pero van a ser de forma simultánea. ¿Cómo los van a medir? Solamente por el aforo al estar operando las camisas. Abren, cierran y ya.

De hecho, el Manik-4 tiene, en términos de evaluación si lo queremos ver, recupera dos muestras de núcleos de diámetro completo, hace prueba de incremento. Cuando menos, ellos quieren o estiman de 10 horas al cierre después de la parte del decremento, es lo que nos mencionan. También están tomando el PVT porque el PVT con el que están caracterizando, y un poquito volviendo a la parte del RGA, es con el Manik. Si no recuerdo, es Manik-12 de lo que se tiene del lado derecho.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- Está acá.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Entonces sí tiene similitudes en condiciones litológicas, sí. En condiciones de aceite, también, pero no se tienen precisas porque no se tuvo toda la información del bloque



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Noroeste. Ahí es donde tiene que radicar la calidad de la información del término de la evaluación. Con lo que nos presentaron es solamente con lo que se tenía de un pozo y lo que se pudo inferir del lado Este.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- OK. Bueno, para terminar con mis comentarios. Yo plantearía que en las recomendaciones que tenemos cuando hagan la perforación del primer pozo hagan una prueba de alcance extendido, en la medida de lo posible, antes de perforar los siguientes. Sé que esto tiene unas implicaciones, por eso digo en la medida de lo posible, porque tiene implicaciones de logística y movimiento de equipos. Porque acá en Manik-A pues ya están listos para perforar el siguiente, terminan el primero y ya están listos para perforar el siguiente. Entonces que inicien de inmediato la prueba de alcance extendido para por lo menos saber si existe la necesidad de un tercer pozo, de un cuarto, de un quinto pozo. Sería como una recomendación.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Algún otro comentario? Perdón.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Nada más regresando un poquito también para los indicadores de seguimiento, ahí hay que partirlo en dos puntos. Uno, los indicadores de seguimiento los propone el operador petrolero, sin embargo, también la propia Comisión tiene los seguimientos hacia estos planes. Uno de lo que planteaba el doctor Martínez es la producción. Si vemos los nuevos lineamientos, antes lo teníamos de forma global, ahorita ya está de forma anual. El seguimiento de la producción la vemos mensual de forma a mes vencido. ¿Qué quiero decir? Si inician ellos a producir en octubre nos reportarán en noviembre la producción y podremos ahí compararla cuál es lo que se tiene y eso ya se tiene. Porque recordemos que en el 62 de los nuevos lineamientos de planes, ellos solamente tienen un 30% sobre la producción acumulada anual que pueden variar. Si tiene una variación más del 30% o menos de este 30%, es hacia arriba o hacia abajo, tienen que modificar el plan. Entonces ahí sí damos ese seguimiento y ya está implícito en los propios Lineamientos de Planes. Asimismo, también se tiene para la perforación de pozos en el desfase que se tiene.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Mi punto es porque todos los indicadores miden cuestiones de avance físico en este caso, en el que propuso el operador, y solamente hay uno que ve la producción, pero ve la producción acumulada. Debería haber uno, que puede ser no de ellos, sino de nosotros, un seguimiento, que vea cómo fue el gasto inicial real con el gasto inicial del pronóstico. Porque seguramente que todos esos pozos tienen un pronóstico y esa es la forma como llegan a los 12,000 barriles en un pico de producción y obvio pues yo creo que el desglose de cuánto es de brecha, cuánto es de Jurásico Superior Kimmeridgiano. Pero bueno, no hay que cambiar nada de esto. Repito, tal y como está la resolución, para mí está bien. Nada más hay que recomendar – recomendar, eso es lo único que estoy planteando – que cuando se perfora el primero pozo se haga una prueba de alcance extendido y en esa prueba de alcance extendido pues un dato bien fácil de obtener es el gasto que tenían planteado y el gasto real.

Entonces ahí ya podemos tener nosotros indicadores adicionales. Y en función de esa prueba de alcance extendido, dado el volumen de hidrocarburos que hay en esa área, se podría definir cuántos pozos son los que se requieren realmente para poder drenar. Pero aquí hay una implicación porque el yacimiento de arriba seguramente tiene un índice de productividad diferente al de abajo y los radios de drenes van a ser diferentes por las condiciones petrofísicas. Entonces hay que revisar el cómo hacen la prueba de tal forma que tengamos certidumbre de cómo va a ser esa explotación de los yacimientos. Está complicado el asunto al querer producir los dos al mismo tiempo. Pero bueno, de que se puede, se puede y tenemos las herramientas matemáticas para llegar a alguna aproximación de la realidad.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Ya nada más para también no dejar al aire el comentario del índice de productividad, ya viendo aquí los reportes y lo que se tuvo de la prueba más o menos en el término, estaría alrededor de 0.5 barriles por psi, 0.5 barriles por psi.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es bajito, no es nada bueno.



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Y los 100 kilos que le di es al nivel del sensor porque es lo que nos da del sensor la respuesta de presión con el gasto que venía en los 1,300-1,400 y la caída desde los 300 hasta los 200 era pero a nivel medio, bueno, a nivel del sensor donde estaba tomando la lectura.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- O sea, pero hay un delta P de 100.

TITULAR DE LA UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN, INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ.- Sí.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es bastante para 1,000 barriles.

COMISIONADA ALMA AMÉRICA PORRES LUNA.- ¿Sí? ¿Algún otro comentario Comisionados? Secretaria Ejecutiva, podría leer la propuesta de acuerdo.”

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

### **RESOLUCIÓN CNH.E.40.001/19**

Resolución por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción correspondiente a la Asignación AE-0020-2M-Okom-03.

### **ACUERDO CNH.E.40.001/19**

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III, y XXVII, y 38, fracciones I y III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 7, fracción III y 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, y 13, fracción II, letra f. del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de



Comisión Nacional de  
Hidrocarburos

Hidrocarburos, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió la Resolución por la que se aprueba el Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por Pemex Exploración y Producción correspondiente a la Asignación AE-0020-2M-Okom-03.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 15:04 horas del día 16 de julio de 2019, la Comisionada Porres dio por terminada la Cuadragésima Sesión Extraordinaria de 2019 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

La presente acta se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los Comisionados que en ella intervinieron, así como por la Secretaria Ejecutiva.

  
\_\_\_\_\_  
Alma América Porres Luna  
Comisionada

  
\_\_\_\_\_  
Néstor Martínez Romero  
Comisionado

  
\_\_\_\_\_  
Sergio Henrivier Pimentel Vargas  
Comisionado

  
\_\_\_\_\_  
Héctor Moreira Rodríguez  
Comisionado

  
\_\_\_\_\_  
Carla Gabriela González Rodríguez  
Secretaria Ejecutiva