



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ÓRGANO DE GOBIERNO

PRIMERA SESIÓN ORDINARIA DE 2020

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 12:16 horas del día 16 de enero del año 2020, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en el piso 7 del edificio ubicado en la avenida Patriotismo 580, Colonia Nonoalco, Alcaldía Benito Juárez, C.P. 03700, Ciudad de México, el Comisionado Presidente Rogelio Hernández Cázares y los Comisionados Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Moreira Rodríguez. Estuvo también presente el maestro Gobirish Mireles y Malpica Adaya, designado Secretario Ejecutivo para el período del 31 de diciembre de 2019 al 31 de enero de 2020, con el objeto de celebrar la Primera Sesión Ordinaria de 2020 del Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Lo anterior, en virtud de la convocatoria emitida por el Secretario Ejecutivo mediante oficio número 220.0034/2020, de fecha 13 de enero de 2020, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción II, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 19, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de pública.

A continuación, el Comisionado Presidente preguntó al Secretario sobre la existencia de quórum, quien, tras verificar la asistencia, respondió que había quórum legal para celebrar la sesión.

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para conocimiento

II.1 Informe sobre Seguimiento a las Actividades de Exploración y Extracción

II.2 Informe sobre Planes prioritarios.

III.- Asuntos generales

II.- Asuntos para conocimiento

II.1 Informe sobre Seguimiento a las Actividades de Exploración y Extracción.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra a la maestra María Leonor Ocampo Alvarado, Titular de la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos.

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

“MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Gracias. Presidente, con su permiso. La presentación de este día es poder informarles cuál es el estatus de todas las Asignaciones y Contratos vigentes a la fecha que maneja la Comisión.

Siguiente, por favor. El contenido que veremos pues, es prácticamente las Asignaciones y Contratos vigentes al 1º de diciembre de 2019. El Resumen General de Contratos Petroleros, los Planes de Exploración, de Extracción y el Seguimiento por Convocatoria que se realiza a cada uno de ellos y el Resumen General del Estatus de las Asignaciones. Vale la pena recordar que esta presentación es un informe trimestral que realizaba la UATAC



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

con anterioridad y ha tratado de respetarse la estructura para poder hacer el cierre del ejercicio y tener un comparativo con las cifras anteriores. Siguiendo, por favor, siguiendo. Gracias. Esta lámina, por eso el esquema de Asignaciones y contratos vigentes en la cadena de valor que manejamos, me parece que toda la Comisión, en la parte de arriba manejamos las 393 Asignaciones que hoy tenemos vigentes y los 111 contratos que, prácticamente, mueven toda la actividad petrolera del país.

La siguiente, por favor. El Resumen General de los Contratos no ha tenido modificación. El estatus: tenemos 112 suscritos, 1 terminado, 107 a través de licitación, 5 migraciones, 77 con la modalidad de licencia, 35 con la modalidad de producción compartida y 52 terrestres, 60 en aguas tanto someras como profundas.

El siguiente, por favor. El análisis que realizamos es a través de los 149 Planes aprobados; 93 de ellos corresponden a exploración y evaluación, y 56 son Planes Provisionales de la evaluación para la extracción y desarrollo.

Siguiendo, por favor. El analítico de cada uno de ellos se proyecta en esta lámina en donde hemos dividido según actividad, los de desarrollo alineándolos a la inversión aprobada y a los pozos aprobados en Planes.

De los 149 Planes aprobados, el 82% corresponde a desarrollo, el 14% a exploración, el 4% a evaluación y tenemos una inversión aprobada de 38 mil 798 millones de dólares con pozos aprobados en Planes con 960 pozos.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí, adelante. ✓

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- No sé si valga la pena poner la lámina, si tenemos alguna duda, poder preguntar a la maestra: esta cifra de 38 mil 798 de inversión aprobada, ¿es el escenario base y contempla también el incremental? ¿O es sólo el base? M

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- No. Es el base, Comisionado. Así es.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.-
Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ
CÁZARES.- Gracias, muy amable.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE
ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.-
Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ
CÁZARES.- Sí, por favor.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Tengo
una pregunta en la página 10.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE
ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.-
Sí, doctor.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.-
Tenemos 93 Planes de Exploración y Evaluación, 80 de
Exploración, 13 de Evaluación, luego 56, y se vuelve a repetir Planes
de Evaluación.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE
ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.-
Sí, porque también tenemos contenidos algunos que provienen
de una Evaluación y pasaron a Desarrollo, si gustan, la lámina en
específico donde hacemos la precisión de los 56, vamos a tocar el
punto aparte.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Okey,
gracias. ✓

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE
ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.-
Sí, gracias. Siguiendo, por favor. Bueno, ahí hacemos alusión a los
93 Planes de exploración, siendo consistentes con la información
que había venido presentando la UATAC, contemplamos los pozos
proyectados, que son 128, los ejecutados 25 y las actividades de los
contratos petroleros que normalmente monitoreamos,
adquisición y procesamiento sísmico, análisis de núcleos,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

interpretación sísmica, etcétera. Siguiendo, por favor. Ahí tenemos el análisis de los pozos: 27 han sido perforados, 25 perforados, dos en perforación, 128 pozos aprobados en Planes, 101 pozos aún pendientes por perforar.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí. Una pregunta. En estos 25 ya perforados, ¿cuántos notificaron un descubrimiento? ¿Tenemos esa cifra?

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Sí. Si gusta enseguida se la proporcionamos, Comisionado.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Muchas gracias.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Correcto. Aquí sí me gustaría, insisto, referenciar que la presentación detalla numeralia, tratamos de contenerla a versión más ejecutiva, esperamos que el próximo año ya, bueno, en el transcurso de este año, podamos hacer una versión todavía más ejecutiva para ustedes pero respetamos el informe UATAC del año anterior, porque este es el cierre. Siguiendo, por favor.

Aquí tenemos el análisis de los pozos concluidos referenciados en la lámina anterior y de los pozos en perforación. Los cambios respecto del trimestre anterior corresponden a la R2.1 que son Alom y Tolteca y los pozos en perforación que se incorporan en esta lámina son los de Bitol de Capricorn y Sáasken de Eni. Siguiendo, por favor.

Bueno, ahí esa foto me parece muy usual de las presentaciones trimestrales, corresponde a los pozos que tenemos pendientes por perforar asociados a los contratos petroleros. Tenemos 37 en la zona norte, 20 en la zona centro y 44 en la zona sur con más actividad. Los pozos se detallan en tierra u *offshore*, ahí los tenemos identificados cada uno con color azul y color rojo, para pronta referencia. Siguiendo, por favor.

Los 93 Planes corresponden a recursos aprobados por 6 mil 611 millones de dólares y ejecutados por mil 638.99 millones de dólares. Aquí vale la pena recordar que los recursos ejecutados se



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

monitorean a través del Fondo Mexicano del Petróleo y ahí traemos un desfase de un par de meses que el Fondo otorga a los operadores para poder subir su información y, bueno, hay un diferencial. De estos 93 Planes, el detalle de lo aprobado corresponde, prácticamente, en el rubro mayoritario a las rondas 2.1, 2.2, 2.3 y 2.4, como puede apreciarse en la gráfica. Siguiendo, por favor.

Aquí tratamos de presentarles los mayores rangos a través de los cuáles se están asignando las inversiones. Se puede ver claramente que la actividad guinda es la perforación de pozos y eso detalla cada uno de los años versus la inversión aprobada. Siguiendo, por favor.

Entraríamos a los Planes de extracción. Aquí es donde tenemos los 56 Planes provisionales de evaluación para la extracción y desarrollo, tenemos 832 pozos proyectados, se han ejecutado 38 y seguimos dando monitoreo a las actividades de contratos petroleros como estudios de núcleos, pruebas de presión, reparaciones mayores, menores, etcétera, como puede apreciarse en la gráfica.

Gracias. La siguiente lámina pues habla de los pozos totales aprobados y comprometidos en fase de desarrollo. Tenemos 832 pozos aprobados, 38 concluidos, 14 en perforación, que hacen 52 pozos en perforación y aún 780 pozos por perforar a través de la línea del tiempo que les mostramos. Ahí el analítico de los pozos exactamente en la misma actividad de la lámina anterior.

La ubicación de los pozos pendientes por perforar en la zona norte 110, en la zona centro 537 y en la zona sur 133 pozos. Las inversiones totales aprobadas para Planes de desarrollo; de los 56 Planes, tenemos aprobados 32 mil 186 millones de dólares, de los cuales se han ejecutado mil 632 a la fecha, con la misma variante del Fondo Mexicano y esta distinción respecto del periodo de tiempo que tienen los operadores para subir tanto sus pagos como sus facturas.

Las inversiones totales aprobadas por convocatoria, donde puede verse que pues la ronda 1.2 y las migraciones y asociaciones son las que ocupan la mayor parte de la gráfica. Siguiendo, por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Aquí también intentamos mostrar las actividades en las cuales va a ser ejecutada esa inversión. Aquí tenemos respecto a pozos un color intenso hasta el año 2025. De ahí en adelante pues hay otras intervenciones que empiezan a proyectarse en los gastos.

La producción real contra el pronóstico esperado. Estamos hablando de 100 mil barriles diarios, en tema de aceite y condensado, como puede apreciarse muy cerca del pronóstico, y en tema de gas 241 millones de pies cúbicos diarios, también estamos superando el pronóstico que teníamos esperado, de acuerdo a las cifras de UATAC. Siguiendo, por favor.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿Puedes regresar una, Leonor, por favor?

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Sí. Claro que sí.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- ¿El pronóstico es la punteada?

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- OK. Entonces el pronóstico era 106 y el real es 100.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Es correcto. Así es, con gas.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- OK. Gracias.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Gracias. Esta lámina también me parece que es el principal dato que deberíamos estar observando, que muestra o puede UATAC, a través de sus actividades, otorgarnos, es la producción en noviembre de 2019; asciende a un millón 704 barriles diarios, están asignados exactamente como muestra la lámina: contratos, 98 mil



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

400, a través de privados, asociaciones de Pemex con privados, migraciones con Pemex y con privados. Y, bueno, también ahí mencionamos las Asignaciones de Pemex para poder llegar a la totalidad por un millón 605 mil 500. Sí, doctor.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo nada más quiero pedir una, la parte de cómo se muestra. Cuando tenemos privados, quiere decir que el privado es el operador y es socio; en la segunda parte es una asociación de Pemex con privados, donde el privado es operador. Entonces, en realidad los privados están ahorita produciendo 16 más 11, o sea como 28 mil barriles y lo demás son las migraciones, donde también hay, ¿cómo llamarlo?, una asociación de Pemex con privados, excepto que en el primero la migración está operada por Pemex porque es una migración sin socio, que en este caso es Ek-Balam. Las otras son migraciones de Pemex con privados, pero están operadas por privados, entonces habría que sumar eso también a las dos primeras para saber lo que están operando los privados. Entonces los privados ahorita están operando solos 16.76, asociaciones -o sea farm outs- 11 y migraciones, como son socios de Pemex, pero operadas por privados, 18. Entonces, la cantidad total, si la fuéramos a separar y sacar Pemex contra privados, tendríamos que decir, los privados tienen el primero, el segundo y el cuarto y Pemex en realidad tiene el tercero y Pemex, o sea, ha habido, a las mil 605 de Pemex hay que sumarle las 51.41 que son migraciones operadas por Pemex que, básicamente, es Ek-Balam.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Claro que sí. Gracias, doctor.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VÁRGAS.- Déjame diferir por primera vez, quizás, contigo doctor Moreira. Yo creo que acá lo importante, cuando menos para mí, no es Pemex contra privados, porque pareciera que ese es el discurso que acabas de apuntar. Yo más bien creo que es contratos y Asignaciones, que es como está acá la lámina. En efecto, los contratos, hay algunos que fueron ganados por Pemex -es la empresa que más contratos ganó durante las rondas- y hay otras figuras, como la migración sin socio, que es Ek-Balam que reporta 51 mil barriles, y hay también otra figura que son las migraciones respecto de las cuales Pemex ya traía contratistas, los cinco



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

riesgosos, que esos migraron sin la necesidad de una licitación, que son los últimos 18 mil 89 barriles. Yo creo que es válido pues que Pemex reporte aquí, en esta categoría, como un contrato sin socio, porque la diferencia es que es ya un contrato, no una Asignación donde, evidentemente, sólo está Pemex. En fin, nada más apuntar esa distinción entre ciertos sitios que no tuvieron licitación y las migraciones, o más bien las asociaciones de Pemex, como está dicho ahí, que son Trión, Cárdenas-Mora y Ogarrio, que sí hubo una licitación.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- En afán de que todo quede claro, por ejemplo, en la parte de arriba, en la parte de contratos hay contratos que operan los privados, luego contratos donde está Pemex asociado con privados donde operan los privados, migraciones sin socio de Pemex, migraciones operadas por los privados pero faltan ahí contratos operados por Pemex.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Es Ek-Balam.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- No, pero sí tenemos contratos de Pemex.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí, definitivamente.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si yo viera Pemex, yo diría: yo opero las Asignaciones, que son mil 605, más las migraciones sin socio, que son 51, más una cantidad que no aparece ahí que son contratos que ganó Pemex. No sé, igual ahorita es cero, porque tal vez no ha llegado a esa fase, pero sí hay esa categoría adicional.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- De acuerdo.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Quizá es cero. Quizá los contratos operados todavía no están en producción. No sé.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Son 14. Eso sí sé pero seguramente están en exploración.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Son 7, ¿no?, 6 o 7 nada más.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ganó 22 pero en las 22 incluye las migraciones, contratos solos son 14.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Cuando los ganó en la licitación.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Son 14.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- A mí me parece que en la lámina está muy claro: la producción total en noviembre de 2019 fue de mil 704 miles de barriles diarios, un millón 704 mil. Contratos de 98.4 y Asignaciones, que solamente tiene Pemex, pues es esa cantidad. Ahora, con el afán de desglosar un poquito lo de los contratos, se plantean esos 4 rubros, pero creo que es bien importante comentar que por ley hay un operador, pero la verdad es que eso no es así en la vida real y tiene que ver el operador con la CNH porque es el que da la cara pero, normalmente, cuando hay dos o tres socios, todos están operando y se están poniendo de acuerdo cómo van a hacer las cosas. Entonces sí, por ejemplo, en Cárdenas-Mora hay un operador privado no significa que Pemex no esté involucrado. Está involucrado en todos los Planes, están trabajando, entonces, esta situación de querer ver si lo está operando un privado, pues finalmente está también ahí Pemex. Como que no podemos decir es que esa producción le pertenece o vamos a poner la clasificada con los privados, sería medio complicado hacerlo desde el punto de vista legal, porque desde el punto de vista legal lo que dice el doctor Moreira pues es así. Decimos que lo está operando el privado, pero no lo está operando el privado, lo está operando el privado y Pemex aunque, como dije hace rato, ante la CNH hay un operador porque así lo Plantea la Ley. Entonces, pues se debe de considerar también. Yo creo que está bien esos contratos por 98.4 y de esa parte pues una buena es lo que traía Pemex, con Ek Balam, con las asociaciones y todo lo demás son los privados. Me parece que es importante tener la claridad de lo que dice también el Comisionado Pimentel, pero no estamos queriendo comparar unos con otros porque, finalmente, todos estamos buscando maximizar la producción que pueden tener, claro, a veces es importante tener la claridad de cómo está ese desglose, pero hay



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que tener cuidado cuando hay un privado operando un contrato de Pemex, no quiere decir que no está operando, y es el caso Zama, que decían los medios: "¿es que quién lo va a operar?", pues legalmente va a operar alguien, pero en la realidad, si Zama llega a ser un yacimiento grande que comparta producción con un privado de Pemex, pues van a ser ambos, pero va a haber un operador que da la cara. Pero no hay un operador que dice: "yo hago esto y al otro no lo tomo en cuenta". Es como cualquier sociedad. Uno tiene un negocio y quiere hacer algo, todos tienen que participar.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Sí. Muy bien, entonces creo que estamos de acuerdo en cómo está la lámina y cómo está mostrada. Creo que mejor doctor creo hubieran querido un poquito diferente el desglose de los contratos.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo ahí sí difiero. Creo que es importante quién opera, porque es el que es responsable ante CNH, con el que vamos a dialogar, al que vamos a hacer responsable cuando haya casos raros, entonces yo pediría que se separara en contratos operados por privados y contratos operados por Pemex.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Si me permite Comisionado, en la siguiente sesión presentaremos un *slide* con esta precisión.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Bueno, un *slide* o ahí mismo mejor el desglose. Porque la lámina está bien. O sea, el asunto sólo es el desglose de los 98.4, mostrarlo de las dos formas, tanto como está ahorita por privados. Pues sí, es que ahorita están en privados y Pemex. Hay que separarlos.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- El problema es privados y Pemex, porque tenemos migraciones y van a ser muchas categorías. O sea: ¿cuánto opera Pemex y cuánto operan las privadas?



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Correcto. Tomamos nota.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- En esa lámina habría que dar la explicación de qué significa un operador desde el punto de vista legal y realmente cómo es la operación en el campo, en donde los dos están interviniendo, dos o tres socios.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- También quien tiene el control, precisamente, en la toma de decisiones que es el operador. Correcto. Siguiendo, por favor.

MAESTRO RAMÓN ANTONIO MASSIEU ARROJO, UNIDAD JURÍDICA.- Sobre el dato que pidió el Comisionado, de los 23 contratos que tiene Pemex, en 9 de ellos funge como operador ante la CNH, incluyendo las asociaciones en sus diversas modalidades, y en los que es empresa participante dentro de un consorcio, en 9 de ellos es operador.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Perdón, último comentario. Se supone que la Reforma Energética lo que buscaba es que las Asignaciones se conviertan en contratos. Ése era uno de los planes para fortalecer a PEMEX porque las Asignaciones traen una carga fiscal mucho mayor que la tienen los contratos y eso lo tenemos que ver en el tiempo. Al final van a ser contratos todos o deberían ser contratos todos.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Gracias. Siguiendo, por favor. Bueno, aquí hacemos un seguimiento por convocatoria, hay dos láminas que muestran el avance de la ejecución de la perforación de pozos en los contratos petroleros por ronda, en donde marcamos un indicador rojo, que marca la referencia la fecha máxima de perforación. Ahí es muy interesante porque podemos ver cómo la línea negra, que es el día de hoy, permite descubrir que algunos están al 100%, otros tienen un avance posterior en etapas de desarrollo y estamos muy cercanos a nuestros cumplimientos.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Es que yo creo que esto es muy importante porque la línea roja nos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

da el tiempo máximo, entonces cuando la línea roja está a la izquierda de la línea negra quiere decir que ya se debió haber cumplido, y lo interesante es que vemos otros 100, 100, 100. O sea, que sí se están cumpliendo todos los tiempos. No en todas, ahí hay unas que no, por ejemplo, el caso de la 1.3. Entonces sí identificamos esos problemas, pero en términos generales, cuando la línea roja está a la izquierda de la línea negra, es del 100% o más,

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Es correcto. En la siguiente lámina hicimos lo mismo. Nada más que ahí medimos la ejecución del programa mínimo de trabajo y su incremento en los contratos petroleros por ronda. Ahí también el indicador. Sí.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Como dijo ya el doctor Moreira, justo en la 1.3 llama la atención que hay 22 pozos, que aparentemente ya no se perforaron, de los 38 que estaban comprometidos se han perforado 16, la línea roja ya quedó superada, entonces habría nada más, sugiero poner atención en la 1.3 para saber qué va a pasar con esos 22 pozos, que claramente ya no se perforaron en lo que se había acordado digamos, se habían comprometido. Nada más llamar la atención de esa licitación en particular.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Muchas gracias. Siguiente, por favor. Esta lámina me parece que es el cierre al tema en particular. Hablamos de las transferencias al Estado e inversiones ejecutadas en exploración y producción. Traemos 149 Planes aprobados, los 38 mil 798 millones de dólares que ya habíamos comentado; la repartición, a través del gráfico: 82% en desarrollo, 14 exploración, 4 evaluación y en la parte derecha de la lámina las inversiones ejecutadas según actividad. Aquí hay 3 mil 271 millones de dólares en actividades ejecutadas, a través de los ingresos a los pagos del Fondo Mexicano del Petróleo y del impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos que recaba el SAT, son 2 mil 124 millones de dólares. Hay transferencias a Pemex de modo directo por mil 671 millones de dólares. Hay información que hemos vendido a través del Centro y de ARES por 4 mil 513 millones de dólares. Así que es una



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

inversión total acumulada por un total de 11 mil 579 millones de dólares. Esos son los recursos que están ingresando al Estado Mexicano por la actividad. Sí, doctor.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Perdón. Yo quisiera escarbar un poquito porque esto también es mucho muy interesante. De los 38 mil millones de dólares aprobados solamente se han ejercido 3 mil 271 porque son inversiones, por ejemplo, los pagos al Fondo Mexicano del Petróleo, las transferencias a Pemex y la información de CNIH y ARES no está en la inversión aprobada, es además de.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Es adicional. Ese dato es correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Esos ya ocurrieron.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Esos ya ocurrieron además pero dice que a la hora en que se cumpla no vamos a tener 38 mil de inversión.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Vamos a tener mucho más.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Muchísimo más.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Claro. Por estos otros ingresos que se acumulan. Es correcto. Lo que ya he mostrado es toda la actividad. El ingreso que percibe el Estado por nuestra actividad. Siguiendo, por favor. Daremos comienzo al Seguimiento a Planes de Exploración y Asignaciones. Aquí tenemos una identificación de cómo se están manejando las Asignaciones. Comenzamos con 489 y, a través de los distintos momentos, hemos quedado en 396, 93 Asignaciones de Exploración, 258 Asignaciones y 45 Asignaciones de Resguardo. Ahí en el mapa podemos ver, a través del color verde, cómo están ubicadas las 93 y a través del color azul cómo están ubicadas las 45 y a través del color naranja cómo están ubicadas las 258. Siguiendo, por favor. Siguiendo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Aquí, bueno, pues sabemos que las Asignaciones fueron otorgadas el 28 de agosto de 2019, sin embargo, solamente tenemos 6 Planes aprobados, es por eso que tuvimos a bien referenciarlo a través de su nombre y no a través de un gráfico. También pusimos las actividades de inversiones aprobadas respecto a las 6 Asignaciones por periodo de tiempo, las de 3 años y las de 4 años, con cada una de sus actividades referenciadas, y en la parte de abajo comienza el monitoreo respecto a los Planes de exploración en ejecución a diciembre de 2019. Ahí podemos ver cuál fue la Planeación y en la parte de abajo el informe real para corte del 1º de diciembre de 2019. Siguiendo, por favor. Gracias.

Aquí también estamos monitoreando las Asignaciones otorgadas post Ronda Cero que son la 109 y la 110, cada una con su total de Plan de Exploración y las actividades ejecutadas al 1º de diciembre de 2019; a su vez los pozos que han sido terminados y el estatus que muestran de concluido en la parte de abajo.

Las Asignaciones modificadas por Ronda Cero, aquellas que tuvieron un periodo inicial como Humapa y aquellas que tienen un periodo adicional como Pitepec, Amatitlán, Soledad y Miahuapán, cada una con su Plan en escenario base y el cotejo contra las actividades reales también con corte al 1º de diciembre de 2019. Aquí vale la pena mencionar que en la 382 tenemos dos pozos, uno en construcción y un prospecto con autorización pendiente de perforación. En el mapa pueden ubicarse cada una de ellas.

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- ¿Podrían ponerla otra vez?

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Sí, doctor. ✓

COMISIONADO, DR. HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Si vemos nosotros el escenario base de las Asignaciones y vemos la inversión que era la inversión autorizada. ¿Esa es la inversión de todo el periodo o de 2019? A

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Perdón, doctor, otra vez. f



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Me llama la atención que la columna tercera, por ejemplo, Pitepec, Amatitlán, Soledad y Miahuapán son 351, 467, 282 y 660, pero lo que realmente realizaron fue 13, 33, 42 y 14.9 que es, con mucho, inferior a lo presupuestado.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Es sólo del 2019.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Pero sería injusto juzgar sólo el 2019 contra todo el periodo. Entonces, en el lado derecho es todo el Plan y en el lado izquierdo es solamente este año.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Sí, es correcto. Es sólo el monitoreo de las actividades del 2019.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Es el acumulado a octubre de 2019.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Sí. De julio de 2019 al 1º de diciembre de 2019. Siguiendo, por favor. El seguimiento a las 64 Asignaciones de exploración otorgadas en agosto de 2019. Ahí quisimos hacer una numeralia. Que bueno el 28 de junio nos presentan una opinión técnica, el 12 de agosto de 2019 se da una opinión favorable, el 28 de agosto se asignan los 64 títulos de actividades de exploración y, finalmente, el 9 de septiembre se presentan los Planes de exploración asociados a 42 Asignaciones, y derivado de lo anterior se cuentan los siguientes Planes de Exploración aprobados al 1º de diciembre de 2019, que son los que se muestran: Uchukil, Llave, Cuichapa, Chalabil y Comalcalco. ✓

En la siguiente lámina tenemos el monitoreo de las 64 Asignaciones con los periodos manifestados con anterioridad. Tenemos pendientes 45 Planes en proceso de dictamen, 19 aprobados al 19 de diciembre de 2019 y justo el diferencial es lo que tenemos pendiente por aprobar. En días posteriores, hace 2 días atrás, nos acaban de entregar 22 de estos Planes.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Este es el seguimiento a pozos de agosto al 1º de diciembre de 2019 de aquellos pozos que contabilizan para un periodo adicional de las Asignaciones que quedaron sin efectos, con la llamada continuidad operativa, esos son los pozos rosas, y los que pintan en color beige son pozos que contabilizan para el periodo inicial de las Asignaciones otorgadas en agosto de 2019, así como el mapeo de cada uno de ellos en la parte derecha de la lámina.

Continuamos con el seguimiento a las Asignaciones de Extracción tipo A y tipo AE. Aquí vale la pena recapitular la numeralia inicial que habíamos manifestado. De las 489 al 1º de diciembre contamos con 396. Ahí pusimos cuál es la actividad actual, la nomenclatura, la vigencia y el mapa, intentando recapitular el número de las 258 y de las 275 de la lámina inicial, que es la suma de 17 que están haciendo hoy actividades de exploración. Siguiendo, por favor.

Respecto al seguimiento a Planes de Desarrollo para la Extracción aprobados, aquí pusimos una numeralia, que hacemos en amparo de los lineamientos de los Planes, analizamos la inversión planeada contra la ejecutada, Pemex nos entrega información de actividades y de inversiones dentro de los primeros 15 días hábiles posteriores al cumplimiento del mes, por eso es que la información que estamos reportando corta en noviembre y en la relación presentada consideramos las 258 Asignaciones de extracción, 25 Asignaciones de Extracción y a su vez algunas cuentan con permisos de exploración o evaluación. La información tiene un corte al 1º de diciembre de 2019.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Nada más quiero aclarar algo que puede generar confusión. Cuando dice permisos de exploración o evaluación, son derechos, ¿no? O sea, no son permisos, son derechos de exploración. ✓

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Es correcto. Ocupamos el término jurídico. Gracias, Comisionado. Respecto a la siguiente lámina, es una lámina muy clara respecto de la producción, la actividad física y la inversión, ahí las burbujas representan. La beige es la producción de petróleo crudo equivalente promedio diario en miles de barriles con corte al 1º de diciembre de 2019 y las rojas las 15 Asignaciones más productoras, A



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

75% de la producción de aceite nacional está contenida en esas 15 y a su vez el 69% de la producción de hidrocarburos a nivel nacional.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Si puedes dejarla un momento para analizarla un poquito.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Es que ahí, corríjanme, pero es digamos todavía más concentrado, creo yo, el nivel de producción nacional. Estamos hablando de Asignaciones aquí, ¿verdad?

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Sí. Asignaciones, Comisionado.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Sí, según yo son 5 las que concentran más del 50%, acá nos referiste, maestra, 15, pero según yo, en realidad, podríamos concentrar más todavía el análisis a 5 que son Ku, Maloob y Zaap que empiezan en un proceso claro de declinación, Onel y...

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Ku, Ayatzil y Zaap.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ku, Maloob, Zaap, Onel y Ayatzil, ¿no?

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Sí, correcto. En la lámina 73. ✓

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Ahí viene, ¿no?

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- De hecho, mucho más adelante. Así es, correcto, tenemos el detalle de esas cinco en particular. Aquí el análisis que estamos realizando es que 15 Asignaciones son las más productoras. En ellas se concentran el 75% de la producción de aceite y el 69% de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

la producción de hidrocarburos a nivel nacional. En la lámina que sigue es más claro todavía.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- OK. Digo, porque las actividades de supervisión y vigilancia deberíamos enfocarnos en estas áreas.

MAESTRO ÓSCAR MANCERA ALEJANDREZ, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- El detalle de estas gráficas se puede hacer, a petición de ustedes, como una propuesta de 15, pueden ser 5 o 10, o poner diferente gama de colores, digo, eso es a petición de ustedes. No tenemos ningún problema.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Muchas gracias.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Gracias. Correcto. La siguiente lámina refleja la producción de las Asignaciones. Como bien se puede ver – perdón, me detuve un momento en la pregunta –la producción acumulada tenemos de 2015 a 2018, 2 mil 898 millones de barriles, ahí tenemos la inversión de 2019; esperábamos una meta de 823, hemos llegado a 538 y a su vez, con gas hidrocarburo, esperábamos mil 598 y hemos llegado a mil 120. En la parte de abajo, en la producción promedio anual de aceite y condensados, la línea azul es el Plan, la línea verde es lo real ejecutado. La producción promedio anual de gas hidrocarburo del lado derecho, cumple exactamente la misma lógica, la azul es lo planeado, la roja es lo ejecutado. Siguiendo, por favor. Sí.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Aquí hay que señalar un problema que está detrás y que yo creo que tendríamos que resolver, que es que estamos graficando en el azul Q cero, o sea en el Plan original, en el Plan de la Ronda Cero. El Plan de la Ronda Cero se hizo con otro precio del petróleo, con otra estructura totalmente diferente y, por lo tanto, pues era un escenario bastante positivo, en el sentido de la cantidad de dinero de la cual se iba a disponer. Entonces dado que esto ya no se está cumpliendo, entonces se aplica otra vez la Ley de Hidrocarburos



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de que cuando se desvíe más del 30% hay que presentar nuevos Planes.

Yo no sé si deberíamos insistirle a Pemex para la actualización de los Planes Q cero, porque si no da la impresión de que estamos mal cuando no es así. O sea, los azules se hicieron con otro precio del petróleo bastante superior al actual, entonces habría que sacar un Q 2020 para ver exactamente cuánto es nuestro potencial real y si cumplimos o no con la meta. Si no nunca vamos a poder cumplir la meta porque no vamos a tener los ingresos que se esperaban.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Sí, gracias doctor.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Yo estoy de acuerdo con lo que dice el doctor, porque entonces va a ser injusta la evaluación – digamos – porque ya no están vigentes estos planes. Adelante, sí.

INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Si me permiten, comentar ahí la moción. Ya se está haciendo con Petróleos Mexicanos un calendario de atención para estos campos. Iniciamos desde el año anterior y a la fecha tenemos, creo que son 26 Planes de los prioritarios, digamos en producción nacional aprobados, nos faltarían 14, porque con estos 14 cubriríamos 40 Asignaciones que representarían cerca del 83% de la producción nacional que podríamos estar enfatizando en un Plan más actualizado que no sería Ronda Cero. Posteriormente se dispersa tanto la gama en producción, en Asignaciones menores si lo queremos ver así, que tendríamos que hacer una segunda fase de actualización sobre esos Planes, pero ya se está trabajando. Si recordamos el año pasado, actualizamos Ku-Maloob-Zaap, hicimos también el caso de Xanab, Tzimin. Tenemos algunos que tenemos con Petróleos Mexicanos, entonces sí se está atendiendo este principio de modificación de los Planes.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Gracias. Siguiendo, por favor. Bueno, la producción de las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Asignaciones, esta es de la lámina anterior el detalle mensual. Siguiendo, por favor. Aquí propusimos un mapa que muestra las Asignaciones por tipo de fluido, en donde el color amarillo es petróleo y gas asociado y el color rojo es gas no asociado. Siguiendo, por favor.

El desglose por tipo de fluido es desglose de gas asociado y no asociado, la producción promedio anual de gas hidrocarburo asociado lo que está referenciado en Planes y el gas asociado real; a su vez, gas hidrocarburo no asociado, también comparado el Plan en color azul con el real en color naranja. El detalle anterior a nivel mensual. Siguiendo, por favor.

Aquí les mostramos la actividad física de las Asignaciones, tenemos perforaciones a través de un histórico de 2015 a 2018 y las específicas de 2019, así como las reparaciones mayores y en la parte de abajo el analítico por año y el muestreo de los 829 contra los 303 y de los 669 contra los 181. Siguiendo, por favor.

Este es el detalle mensual de la lámina anterior, para mayor precisión. Siguiendo, por favor.

Las inversiones y gastos operativos, aquí es exactamente el mismo ejercicio. Los Planes comparados con lo real, en específico para el ejercicio de 2019, el analítico de cada uno y el detalle ya de manera particular en la parte de abajo. Siguiendo. Sí, doctor.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Este señala muy bien el tema anterior, estábamos esperando inversiones de 258 mil 590 basados en la Ronda Cero y se hicieron nada más inversiones de 107 mil. Por eso es muy importante actualizar, sino el que vea esto va a decir "¿y dónde está ese dinero?", cuando en realidad ese dinero nunca entró porque es otro precio. Entonces yo sí insistiría en que no es que cuando quieran nos lo den, si no que para todo mundo nos conviene tener la situación real.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Ahí tenemos el comentario de Julio. Hay un proceso de modificación de Planes con Pemex que ha comenzado en este periodo.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Y solamente para ahí enfatizar, sí tenemos calendarios ya propuestos por Petróleos Mexicanos. Ya tenemos fechas establecidas de atención para los Planes. De hecho, ya tenemos en curso un 5º calendario donde hemos tenido algunos desfases en Planes y otros que se han adelantado según la prioridad de la actividad que se tiene prevista. Pero ya lo tenemos, de hecho, más adelantado lo que se ha ejercido sobre comparecencias para la actualización de estos Planes y el seguimiento puntual de algunos de ellos.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- De hecho, más adelante en la presentación vienen unas láminas específicamente de modificación.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Gracias.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Siguiente, por favor. Ahí son las inversiones y gastos operativos en detalle mensual. Siguiente. Aquí vale la pena hacer un alto para poder hacer el comentario del Comisionado Pimentel. Ahí está la muestra de las 30 Asignaciones con más producción al 1º de diciembre de 2019, donde se ven las 5 de las cuales hablaba el Comisionado con respecto al 57%, que comentábamos daba mayor al 50%, luego viene el aceite, la producción al aporte nacional en porcentaje, el gas y el aporte de producción nacional y el avance respecto del ejercicio del 2015 al 2019, el avance de compromiso de trabajo y el estatus de modificación del Plan, que es precisamente los comentarios que estábamos ahondando.

INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Nada más si me permiten. Ahí podemos ver en la diapositiva que en los primeros 5 campos, donde tenemos el 57 de la producción nacional, ya han sido modificados los Planes que tendríamos. Posteriormente si vemos el 14% adicional, que nos daría un 71% de la producción nacional, tenemos ya en proceso lo que son dos Planes. Tenemos uno ya aprobado y solamente quedaría lo que es el campo Xuxy Akal para su modificación. Con esto podríamos tener ya modificado el 71%



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de los Planes que concentran la producción nacional, del 71%. Obviamente, como les dije anteriormente, ya después se empieza a disgregar en una gran cantidad de Asignaciones que tendríamos que irlo haciendo de forma calendarizada para tener esta modificación de lo que viene siendo de todas las Asignaciones desde Ronda Cero. Pero sí se está trabajando y ahí se puede ver en la presentación. Por lo menos el 57% ya está modificado a la fecha. Estamos en proceso de modificar el total.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Ya tenemos 10 actualizadas, me estás diciendo tú. Yo preguntaría: ¿y cómo se ven esas 10?

INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Lo vimos en la presentación, como estamos viendo en la de las gráficas que tenemos concentradas, el caso, por ejemplo, de Maloob, viene incumplimiento, en el caso de Ku trae un desfase, pero ese desfase que trae es por actividad de comportamiento del yacimiento, que lo que tiene el caso de Xanab ya está haciéndose incluso la modificación, donde se anticipó que la modificación está presentando un bloque adyacente de donde salió el productor, entonces tenemos buenas noticias en ese seguimiento. En los primeros que tenemos aprobados de los 10 que son lo que sería Maloob, Zaap, Ayatzil, Ku y Onel, ya también en el caso de Xanab, le digo, ya viene en curso, estaríamos, yo creo, en semana y media, presentando ante ustedes la modificación. El campo de Xux lo tenemos suspendido. Sí lo tenemos ingresado, pero lo tenemos suspendido por otra razón que tenemos que ver con Secretaría de Energía; Akal es el único que no tenemos información a la fecha de su modificación; Homol ya lo tenemos aprobado y Samaria ya está en proceso de que también en un lapso de semana y media lo estaríamos presentando ante ustedes. Entonces ahí podríamos cumplir hasta 71% quitando solamente lo concerniente a Akal.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Es correcto. Siguiente, por favor. Aquí, esta lámina refleja en color verde, en diferentes tonalidades, el verde más fuerte las zonas más productoras de la 1 a la 5, el intermedio de la 5 a la 15 y el más bajito de la 15 a la 30 y la grises las Asignaciones de Extracción. Siguiente, por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Aquí es justo de lo que hablábamos, la modificación de Planes de desarrollo para la extracción, nuevos y modificados al 1º de diciembre de 2019. Ahí tenemos un estatus de 39 modificaciones aprobadas y 17 nuevos aprobados. Y en las láminas siguientes, que paso muy rápido nada más porque son referenciales, pues está cada uno de ellos para saber la movilidad que ha tenido en el transcurso del tiempo y las fechas de notificación que muestran la actividad del ejercicio 2018 y 2019. Siguiente, por favor.

Comenzaría con el detalle de seguimiento a Planes de Desarrollo para la Extracción prioritarios. En este punto vamos a tener acompañamiento de Julio y es necesario comentar que tuvimos este flujo de información de manera conjunta.

Aquí lo hacemos al amparo para el seguimiento de Planes, se analiza la actividad e inversión Planeada contra la ejecutada, Pemex nos entrega la información dentro de los 15 días hábiles posteriores por si hay algún tema con información que no sea exactamente igual en algún otro foro y en la evaluación presentada se consideran los 17 Planes nuevos asociados a los campos que son Xikín, Chocol, Uchbal, Cahua, Esah, Manik NW, Cheek, Ixachi y los demás. La información real es con actividades, producción e inversiones, con corte a información presentada al 1º de diciembre de 2019. Aquí estamos mapeando cómo es que están ubicadas dentro del territorio nacional las 17 Asignaciones, prácticamente en las cuencas del sureste y en las aguas de Veracruz. Siguiente, por favor.

Este es el análisis de lo planeado en las actividades contra lo acumulado en el ejercicio 2019. Tenemos dos espacios: en la parte izquierda la producción, las inversiones y el gasto de operación, y en la derecha las actividades realizadas.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- La puedes dejar tantito, por favor.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Sí, claro que sí.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Una cosa que llama ahí mucho la atención es las inversiones 2 mil 800



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

realizadas contra 42 mil presupuestadas, o sea, se ha realizado el 15% del total. ¿Ustedes van a discutir eso después y por qué?

INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Si quiere lo podemos ir adelantando, pero veremos que el grueso de esta inversión asociada se tenía era para la perforación de pozos. Si vemos ahí, nosotros teníamos para este año contemplado lo que era la perforación de 28 pozos, de los cuales se han ejecutado solamente dos en la lámina, porque este es un corte hasta el 1º de diciembre y en el mes de diciembre tenemos otro pozo perforado, entonces estaríamos hablando de 3 pozos perforados y terminados y asimismo tenemos 12 pozos que iniciamos su perforación y que siguen en proceso, todavía no culmina, entonces todavía esos gastos no se ven reflejados. Este es el grueso que teníamos, porque si recordamos era instalación también de plataformas y ductos, que ese es el grueso, y cuando veamos más adelante la diapositiva, tenemos un atraso en la actividad física. ¿Qué quiere decir? Que no se han instalado en ningún momento plataformas, ductos, pero sobre todo, la parte que se va postergando de la perforación de pozos, que es en lo que se ve ahorita ese desfase. O a lo que se debe en su mayoría.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Exactamente, como dice Julio, las actividades ahí pueden apreciarse, no son demasiadas y van en correlación con la inversión ejecutada. Siguiendo.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo iba a dejar mis comentarios para el final, pero creo que esta lámina es muy efectiva para tenerla como antecedente. Lo que la Comisión Nacional de Hidrocarburos tiene que hacer es dar un seguimiento a todos los contratos, a todas Asignaciones, de tal forma que se maximice el valor. Y para maximizar el valor hay varios caminos: uno de ellos es eficientar las operaciones en el campo, bajar costos; otra es incrementar la producción, abajo el costo; también por otro lado, la producción que están teniendo en yacimientos tiene que ser controlada porque está basada en un Plan que maximiza el factor recuperación y eso tenemos que checarlo. En la presentación que tenemos se dijo bien al inicio que tiene el mismo formato que teníamos durante todo el año pasado, pero creo que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

necesitamos cambiar el formato porque, ahorita voy a explicar unas cuestiones que comentaba el doctor Moreira que nos pueden hacer pensar que, o llegar a concluir cosas que no son, si están bien o están mal. Yo creo que hay que bajarle algunas láminas. Ya vamos en 88. Está muy bien el trabajo, no tengo ningún problema en eso pero hay que ir más hacia las preguntas básicas y la pregunta básica es: ¿Cómo vamos? ¿Cómo van los contratos? ¿Cómo van las Asignaciones? ¿Cómo es la eficiencia del gasto? Del costo, perdón, para que no se confunda con la producción de aceite. ¿Están gastando de una forma eficiente? Porque no se trata de gastar por gastar y decir "es que yo estoy gastando el 110%" si no estoy aportando producción. Entonces tengo que ver la eficiencia en la actividad, que la hagan en tiempo que la hagan en costo y creo que la pregunta que hizo el Comisionado Pimentel al inicio: ¿y cuál es el éxito de todo esto? ¿Cómo fueron los pozos exploratorios con respecto al éxito comercial? ¿Cómo están generando estas inversiones valor para las empresas y para el país? En esta lámina se puede observar, lo apuntó muy bien el doctor Moreira, las inversiones en pesos. De lo planeado eran 42 mil 462 y lo real, estoy en el último renglón, en la tercera de inversiones, 2 mil 864. Entonces decía el doctor Moreira: pues eso representa ni siquiera es el 15%, es como el 8, 7, no sé cuánto por ciento. Pero entonces se dice que se está invirtiendo muy poquito, pero vamos a la primera columna que es la de producción. Y en la de producción dice que en la primera columna es el Plan y la segunda es lo que obtuvieron. Por un lado yo veo que invirtieron menos del 10% pero, por otro lado, veo que llegaron al 50% de lo que habían propuesto. ¿Eso qué quiere decir? Que no solamente podemos ver los números fríos de cuánto están invirtiendo, sino a lo mejor una inversión menor puede llevar a resultados más adecuados y recordemos -aquí termino mis comentarios- que todo lo que son Planes en el área de la industria petrolera no pueden ser definidos en una forma exacta porque están basados en información que el operador tiene, tanto en la exploración como en la extracción. Entonces yo creo que lo que nosotros tenemos que hacer es ir dando seguimiento a las actividades y, ya se comentó hace rato, la maestra Leonor decía que dependemos del Fondo Mexicano del Petróleo para ver que sí las inversiones cómo están yendo. Pero nosotros tenemos los Planes y las actividades que tienen que hacer los Planes. Entonces para mí, un operador que lo hace muy bien sería uno que cumple



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

con todas las actividades en un menor costo. Esa sería una parte, pero no necesariamente, habría que ver caso por caso. Si nosotros tenemos el control de las actividades y tenemos también lo que ellos nos dijeron que iban a gastar en las actividades, podríamos tener un diagnóstico mucho más certero de ir a preguntarle al Fondo Mexicano del Petróleo, que además no tienen la información, porque los operadores no tienen la obligación de tenerlos al día, pero nosotros podríamos de alguna forma, en las láminas que estoy planteando que pudieran ser las siguientes que nos presenten, algo en que basemos más en nuestro análisis, no solamente en la actividad, inversión y gasto, sino más bien en la maximización del valor. Creo que aquí tienen que involucrarse mucho las otras unidades, la de Extracción y Exploración, para que la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y contratos pueda tener un mejor análisis de esto. Porque al final, después de que termine la presentación -perdón, me adelanté lo que iba a decir al final- esta lámina es bien interesante, nos da una definición de la inversión no necesariamente tiene que ver con la producción, porque se podría pensar que entre más dinero meta pues más obtengo. No, no se trata de eso, se trata de invertir la menor cantidad para obtener el mayor beneficio. Entonces yo creo que al final de toda esta presentación la pregunta es: ¿Y cómo vamos? ¿Vamos bien o vamos mal? Porque creo que esa es la pregunta que siempre se ha dado. ¿Cómo vamos contra los Planes? ¿Van bien, van mal? ¿Están cumpliendo con las actividades, lo están haciendo en calidad, en tiempo? ¿Están obteniendo lo que dijeron que iban a obtener? Eso es lo que deberíamos contestar y se me hace que va a ser bien difícil con tantas láminas y con tanta información que de repente es contradictoria. Si me quedo con los mil 864, estoy perdiendo realmente la visión de lo que está pasando en el negocio, porque al final cumplieron con el 50%. Entonces, 10% con el 50, ¿cómo se correlacionan? No es fácil correlacionarlo. Hay que verlo con base en el análisis técnico. Gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Creo que podríamos acordar que hay que tener una reunión para definir un formato. Y yo creo que sería bueno que los Comisionados nos involucráramos en la definición de ese formato para que se nos presenten las láminas más acorde a como las queremos tener y que sean menores, porque está muy bien. Yo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

creo que todo lo que viene no se debe de obviar pero la forma en que se presente tenemos que encontrar formas más concisas y más directo a lo que pensamos que debe de ser el informe trimestral. Éste, como comentaban, ya es un seguimiento al formato que se tenía, y me parece correcto que se mantenga para que termine el año con el mismo formato y antes del primer trimestre que nos juntemos para cambiarlo.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo creo que sí vale la pena pensarle bien. Me quedé pensando en el comentario que dijo el doctor. De la producción total que se tiene ahorita, 4.4, o sea, el 80% viene de Ixachi, pero Ixachi ya estaba perforado. Entonces los costos de perforación de Ixachi no están aquí, porque ya se habían ejercido. Y de hecho Ixachi ya estaba en pruebas de producción. Entonces necesitamos pensar bien qué estamos midiendo: Producción adicional o estamos midiendo el costo total del proyecto desde el principio. Entonces habría que regresarse a ver cuánto costaron los pozos de Ixachi que ya estaban perforados y que ya estaban produciendo.

Entonces estamos como que, a veces, mezclando peras con manzanas, de fechas contra todo lo que pasó a lo largo del tiempo. Si Ixachi es un proyecto, pues hay que ponerlo desde el punto cero y decir qué va a pasar. Es decir, tiene razón el doctor Néstor, si nos vamos con la línea del base, podemos hacer conclusiones medias trucadas o equivocadas.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Y precisamente, si me permiten hacer un comentario con respecto a Ixachi. Ixachi, lo planeado eran 5.5, este es el cuarto renglón, para que lo ubiquen, 5.5. Lo real es 4.4, está como que muy pegado. Pero fíjense, la inversión que estaba, la tenían planeada en 7,319 y lo real son 68, entonces con 68 casi cumplen. Pero por otro lado no hay gasto de operación. Tenían 377 y no han gastado nada. Entonces es algo hay que revisar más en detalle con Ixachi porque pues no puede ser que no haya gastado nada y no puede ser que con tan poquita inversión esté cumpliendo. Eso nos lleva a conclusiones que, no estoy diciendo, no se vaya a malinterpretar, Ixachi está produciendo los pozos como deberían, en el gasto que debería para maximizar el valor o está produciendo en una forma inadecuada, de tal forma que tiene buenos resultados ahora, pero en el tiempo va a resultar una pérdida de valor para el yacimiento.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Eso es lo que nosotros tenemos que hacer. En la Comisión Nacional de Hidrocarburos, lo que tenemos que ver es la maximización del valor de Ixachi, no calificar el año 2019 con base en información de actividad física y de producción. Ese es el comentario fundamental que hacía yo hace rato y que nuevamente lo traigo a la mesa. Y sí, pues por supuesto, cambiar los formatos, pero hay que darle seguimiento a todos estos yacimientos de tal forma que realmente aseguremos, porque ese es mi lema, uno de mis lemas aquí en la CNH, de que nosotros, la CNH somos los garantes de la maximización del valor para el Estado. Entonces tenemos que ver que los operadores, llámese quién se llame, lo hagan en la forma más adecuada, de tal forma que se maximice el valor. Entonces, bueno, con esos números podemos felicitar a Ixachi o dudar o, pero realmente no nos dan las herramientas para hacerlo en la forma adecuada. Entonces realmente no hay ninguna conclusión y así lo quiero dejar claro, Ixachi no tiene conclusión de acuerdo con esos números.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Si bueno, no puede ser que tenga cero de gastos de operación. Faltará una actualización o habrá que ver el siguiente trimestre cómo viene, pero lo más importante, yo creo que es que nos metamos a nuestros indicadores y nuestras métricas, que se construyan como nos sean más convenientes para la correcta interpretación de los datos. Porque sí, pues esto es lo medular, la reproducción, con las inversiones y su rentabilidad de cada campo.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Digamos, yo no quisiera ser la voz disonante, pero es que se ve muy mal la información, pareciera que está muy mal y habrá que ver si modificamos o no las métricas o la forma en la que se presenta, pero pues esa es la información. Es decir, a lo mejor si hay algunas que están presentadas sin considerar algunos aspectos, pero lo que creo que el Órgano regulador debe siempre hacer es presentar la información que es verificable, si esto no es verificable por alguna circunstancia entonces veamos cómo podemos corregirla para que lo que se presente sea información, eso, sea información verificable. Porque no, digamos, tienen que ser las mismas métricas para el asignatario que para el contratista.

No podríamos tratar a Pemex, desde mi óptica, con métricas distintas para ver cómo hacemos que no se vea tan mal, perdón



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

que lo diga así de claro. Tienen que ser las mismas métricas para unos y para Pemex y para los contratistas. Acá si fuera un contratista, muy probablemente estaríamos diciendo que no están invirtiendo lo que se comprometieron, pues es el caso en Pemex. Hay que ver porqué. No sé, no estoy tan cierto que sea porque los precios del crudo, previo a la Ronda Cero, sean hoy diferentes. Me refiero, es decir, habría que ver cómo lo presentamos nada más para que sea la información verificable.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Yo lo que creo es que se nos debe presentar de tal forma que nos brinque claramente en dónde hay una falla, y podamos ir a identificar qué es lo que está pasando. Si a lo mejor es que no está actualizado el dato, pues habrá que decirle, recordarle al operador: oye, no has actualizado el dato de tu gasto operativo, vas a entrar en una falta si pasa tanto tiempo y sigues sin entregar la información. Que eso es seguramente lo que puede estar pasando. Pero lo que tenemos que encontrar es cómo que nos brinque en estos reportes muy clara esa información que evidentemente nos puede generar un cuestionamiento, donde quisiéramos enfatizar más qué es lo que está pasando. Y para esto la reunión que creo que debemos de tener para decir: bueno, en este caso, qué es lo que estamos viendo, pues que no están entregando a lo mejor actualizada la información. Entonces, a lo mejor queremos que nos dé una métrica de cuántas actualizaciones han metido en el mes para darle un seguimiento diferente a esto.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Aquí me gustaría nuevamente reiterarles una disculpa por la presentación, sé que es muy extensa. Me parece que tenemos que tener una versión ejecutiva, con las necesidades suyas, identificadas a poder procesar información, identificar probables desviaciones, corregirlas, en fin, información que nos de otro tipo de calidad de dato. Sin embargo, insisto en el respeto al cierre del ejercicio, a la presentación de la información y respecto de la información confiable, estos datos, todos provienen de información presentada por el asignatario y por los operadores con el último corte vigente actual. Gracias. Siguiente.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Bueno, aquí hacemos un espacio para poder el Plan medirlo, respecto a esas 17 Asignaciones. La producción promedio mensual de aceite y condensados, la producción promedio mensual de gas natural, las perforaciones de pozos de desarrollo y las inversiones. Las líneas azules corresponden a los Planes, las líneas verdes a la ejecución. Siguiendo, por favor. Aquí, bueno, lo detallamos de manera mensual, el dato anterior.

Y con eso terminamos el punto de las diecisiete Asignaciones e iríamos muy rápidamente a las cuarenta y cinco Asignaciones de resguardo que tenemos en premisas que, bueno, al no ser otorgadas a Pemex durante la Ronda Cero, no fue exigible presentar un Plan de desarrollo, los títulos han sido modificados en 2 de mayo, y nosotros hemos recibido programas pudiendo identificar algunas inconsistencias, hemos solicitado aclaraciones que han sido resueltas y la donación presenta 44 Asignaciones de resguardo con permiso de extracción. Este corte de información corresponde al 1º de diciembre de 2019.

Y el seguimiento a las Asignaciones de resguardo de las que hablamos es producción acumulada de aceite, como puede mostrarse en el 2015 al 2019, y la producción acumulada de gas. A su vez, de manera anual, detallada en las gráficas inferiores.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Creo que, está muy bien. Digo, para haber sido noventa y cuatro láminas fuiste muy rápida, Leonor. Pero sí creo que tenemos reunirnos para un formato distinto en el que podamos llegar a cincuenta láminas o algo, porque noventa y cuatro sí está muy extenso y creo que nos vamos a perder, y todo el mundo se va a perder un poquito en el mar de información. Hay que ser un poquito más, aunque venga en los anexos, en el reporte, pero para motivos de presentación, que lleguemos a algo de menor número de láminas. Doctor Moreira.

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Quisiera hacer un comentario con lo anterior, las Asignaciones de resguardo. Las Asignaciones de resguardo son áreas donde había producción marginal y que realmente no eran del interés de Pemex, y que obviamente la idea era que entraran las rondas de licitación. Originalmente habían noventa y cinco, una cosa así, Asignaciones de resguardo y más o menos la mitad ya entró a las



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

diferentes rondas, sobre todo a la Ronda 3, a la Ronda 1.3. OK. Entonces, estas Asignaciones de resguardo, se le dijo a PEMEX "dado que tienen una producción muy pequeña, muy, muy pequeña, síguelas tú manejando mientras entran a las rondas". Entonces, de repente tenemos 45 Asignaciones que estaban programadas para ser licitadas, en las cuales Pemex nos acaba de decir no tiene un Plan para ellas, no tiene presupuesto para ellas y la producción es verdaderamente mínima y se ha caído a la mitad. Pero la cantidad es básicamente muy, muy pequeña. Entonces yo no sé si esta es una justificación para dos caminos, una es para dárselas a Pemex como asignación, ya que sea de Pemex o que entren en una ronda o unas rondas especiales, para que haya alguien que sí esté dispuesto a invertirle. Porque ahorita se nos están quedando con una producción muy pequeña y además en caída en las cuales ni hay ni inversión y ni hay Plan. Entonces, yo creo que sí es un foco rojo, en el sentido de decir que hay que tomar aquí una decisión: o hay rondas o se van para Pemex como Asignaciones y a responsabilidad de Pemex.

COMISIONADO, LICENCIADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Muy rápido, presidente. En este mismo sentido y, digamos, teniendo presente que nuestra labor es maximizar el valor. Hay algunas Asignaciones que recientemente se le otorgaron a Pemex en aguas profundas, y entiendo que el Plan de negocios de la empresa productiva del Estado no contempla actividad en aguas profundas, la propia Secretaría de Energía ha dicho que ahí es muy caro y que ahí toma mucho tiempo, cosas las dos que son ciertas.

Pero, si entendí bien, nos presentaron antier ya los Planes de exploración para estas catorce Asignaciones en aguas profundas. Sé que esto fue antier, pero valdría la pena saber qué está planeando hacer Pemex ahí, dados los antecedentes que ya comenté porque también, pues ahí es donde está la mayor cantidad de recursos prospectivos y sería muy importante pensar, si no lo va a hacer Pemex, aunque ya presentaron sus Planes, el INA, con lo que dice el doctor Moreira, pues pensar que en aguas profundas pudiera haber rondas de licitación, porque ahí es, insisto, donde está la mayor riqueza prospectiva del país. Recordemos que en Ronda Cero se le dieron solamente el 20% de recursos prospectivos, el 80 está pendiente, son áreas ociosas, son áreas en donde nadie, ni Pemex, ni los privados están llevando a cabo actividades. Ahí estamos perdiendo riqueza y el costo de



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

oportunidad, desde luego, es incalculable. Hago un llamado, otra vez, para que en áreas profundas, al menos en aguas profundas, se pudiera pensar relanzar algunas rondas de licitación, que es la regla general que prevé nuestra Constitución.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionado Pimentel. Comisionado Néstor.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Yo siempre aprovecho las láminas del doctor Moreira. Esto de las Asignaciones de resguardo es interesante, pero hay que dar un contexto general. Este tipo de presentaciones tienen que ser útiles para que realmente verifiquemos cómo vamos, tanto con los contratos como con las Asignaciones y obvio, todos estamos en la misma frecuencia de que pues no hay ninguna diferenciación con los Planes, los Planes son técnicos y tienen que hacerlos también los operadores que fueran, tanto Petróleos Mexicanos como los operadores privados. Pero creo que de esta reunión siempre tendríamos que tener como esa visión de cómo vamos y qué recomendar. Entonces, aprovechemos esto de las Asignaciones de resguardo. En Asignaciones de resguardo Petróleos Mexicanos, como lo dijo bien el doctor Moreira, en la Ronda Cero dijo: pues no las puedo tener, porque ya no tengo capacidad financiera ni técnica para poder atenderlas, pero tenían producción. Entonces la SENER dijo bueno, pues te quedas con ellas y tienes que producirlas. Y, dice el doctor Moreira, pero es que es poquito pero, a ver, 17.5 millones de barriles en el periodo 2015-2019, eso representa al orden, quitando los costos de operación, de 15 mil millones de pesos, o sea no es algo trivial. Pero si a mí me preguntaran: oye, ¿cómo van las Asignaciones de resguardo? pues van mal, por qué, porque no tienen la atención suficiente. Y por qué no pueden tener la atención suficiente, porque, bueno, Petróleos Mexicanos lo está atendiendo, pero lo está atendiendo en la medida que puede, porque primero tiene que darle prioridad a las otras áreas que les dan rentabilidad. Y aunque sí, efectivamente, los hidrocarburos que se producen de aquí se contabilizan en la cartera de ingresos de Pemex, pues también de ahí mismo tiene salir para atenderlas. Entonces, imagínense la posibilidad de que esto pudiera haber sido bien atendido. Si pudiera ser bien atendido, pues yo me imagino que fácilmente hubiéramos podido tener tres veces esa producción acumulada.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Esa producción acumulada adicional, podrían ser 50 mil millones de pesos, que no es nada trivial.

Yo creo que -y lo hemos hecho- una de las conclusiones, ya que tengamos nuestro formato bien definido, que sea muy eficiente podría ser: señores de la SENER vean que van a hacer con esto, ya asígnele a Pemex, sáquenlo a rondas, hagan lo que crean que sea más conveniente, pero aquí estamos perdiendo valor, estamos dejando de producir estos yacimientos, que si bien, al parecer son como muy marginales, pues ya muchos quisieran tenerlos. Y les dije los números, o sea, los números son súper importantes. Entonces en la medida de todo lo que vimos en la presentación, como que deberíamos tener conclusiones. La conclusión con los contratos, cómo vamos, las actividades van en tiempo, están gastando como dijeron, están gastando más, están ahorrando, cómo están siendo los resultados de la parte de exploración, que fue una de las preguntas del Comisionado Pimentel y cómo van. No sólo se trata de gastar, sino cómo está siendo ese gasto, está siendo efectivo, cuál es el porcentaje de éxitos que tienen los privados, cuál es el porcentaje de éxitos que tiene Petróleos Mexicanos, dónde está el mayor porcentaje de éxitos en la región de aguas someras, etcétera.

Esas cosas son las que siempre pensamos que podían ser útiles y por eso planteamos que esto tendría que ser presentado aquí en el Órgano de Gobierno de otra forma, pues lo ponemos en la página web y ahí está. Pero tenemos que sacarle provecho. Y creo que Leonor, tienes ahí esta exposición, como lo comentaste al inicio, también como lo dijo el Comisionado Presidente, de ver cómo lo hacemos eficiente, y también, ya lo dijo el Comisionado Presidente, nos ponemos de acuerdo; pero lo importante de esta reunión es llegar a conclusiones. Cómo hacer esa conclusión de tal forma que esté validada en la maximización de valor. Porque aquí cualquier operador puede llegar y te incrementa en tres meses la producción, pero se va en diez veces el costo. Entonces, también hay que ver la rentabilidad y qué ha pasado.

Entonces no sólo se trata solamente de producir mucho, se trata que sea en la forma eficiente, que maximice valor. Que no afecte el yacimiento y que sea en el menor costo operativo, obviamente con todas las restricciones de seguridad industrial, protección al medio ambiente, toda la normatividad, eso es indiscutible.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionado Martínez.

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Nada más si me permite Comisionado Presidente, para contestar a la pregunta del Comisionado Sergio. Los pozos que tuvieron descubrimientos son el Zama 1 SON, Zama 2-DEL, Zama 3-DEL, de la Ronda 1.1 área 7 y el Cholula 1 EXP, de la Ronda 1.4 área 5.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, Leonor. ¿Algún otro comentario de los Comisionados?

COMISIONADO, DOCTOR HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ.- Yo quisiera nada más enfatizar un poquito, estamos hablando de 27.5 y, efectivamente son, según yo, 10 mil 500 millones de pesos que es uno solo de los descubrimientos que se han hecho, o sea cualquiera, si agarras cuáles, Ixachi por un lado, Hokchi por otro, representa muchísimo más que eso. Entonces, estamos aquí deteniendo 45 áreas en que si tuviéramos un éxito el 10%, sería muchísimo muy efectivo en términos financieros. Obviamente que nadie puede asegurar eso, pero yo creo que tenerlas ahí como que olvidadas no creo que sea una muy buena estrategia.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionado Moreira. ¿Es todo de esta presentación?

MAESTRA MARÍA LEONOR OCAMPO ALVARADO, UNIDAD DE ADMINISTRACIÓN TÉCNICA DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS.- Es todo respecto de la presentación. ✓

SECRETARÍA EJECUTIVA, MAESTRO GOBIRISH MIRELES Y MALPICA ADAYA.- Se trata para conocimiento, no se registra votación y sólo se toma conocimiento del mismo." //

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, adoptó el Acuerdo siguiente: N

Órgano de Gobierno

Primera Sesión Ordinaria

16 de enero de 2020



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

ACUERDO CNH.01.001/2020

El Órgano de Gobierno tomó conocimiento del informe sobre seguimiento a las Actividades de Exploración y Extracción.

II.2 Informe sobre Planes prioritarios.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, el Secretario dio la palabra al ingeniero Julio Trejo Martínez, Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión.

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

"INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Muchas gracias. Buenas tardes Comisionados, para dar continuidad a lo que fue la presentación respecto de los Planes prioritarios, va a ser sucinta y muy puntual en la parte de la actividad que se ha ejecutado. Solamente para antecedente, quiero mostrar la lámina que sigue, por favor. Si recordamos, hay un tema que son 20 campos prioritarios, de los cuales solamente se han presentado 17 ante la Comisión. Se han aprobado los mismos 17, dos fueron en el 2018 y 15 fueron en el 2019. Algo importante que hay que seguir resaltando es el tiempo de ejecución por parte de la Comisión, que se resolvieron en 35 días naturales promedio estos Planes prioritarios. De estos campos prioritarios se tienen tres campos terrestres y 14 campos marinos. ✓

Ahora bien, si podemos recordar lo que fue el perfil de producción. Estábamos viendo que los picos de producción en esos Planes de desarrollo aprobados tenían 307 mil barriles como pico de producción en 2022, para el caso de aceite y 894 millones de pies cúbicos diarios, para el caso de gas.

Solamente estas dos primeras láminas es para tener el contexto de qué es lo que vamos a revisar ahorita. Podemos ver también que, algo que ya se mencionó anteriormente, es qué campos eran



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

los que tenían mayor productividad en relación a los volúmenes a recuperar. Podemos ver que esta actividad se iba a concentrar en los tres primeros, que eran Ixachi, Xikin y Esah, en los cuales se concentraba el 60% de la producción. Entonces un poquito en relación a lo que se mencionó anteriormente, actividad enfocada a estos campos nos podría dar perfiles cercanos a lo que están planteando, porque solamente el 60% de esta producción está enfocada aquí, el otro 40 tiene una dispersión grande que tendríamos que ser los más puntual para este conocimiento. Aquí podemos ver también la actividad física que se iba a ejecutar eran 119 pozos con una inversión total, donde tenemos referido, que era el Capex y el Opex, de 16 mil 87 millones de dólares.

Cómo se ve el desglose cuando ya vemos ya la actividad física ejecutada en cuestión de la perforación de los pozos. Podríamos ver que en 2019 se iban a perforar 28 pozos, de los cuales estábamos viendo que eran 17 marinos y 11 terrestres. Y podemos ver en la parte de abajo la ejecución de esta actividad. Podemos ver que se perforó uno en el caso del campo Xikin, uno en Esah y asimismo, uno en el campo Mulach. Que es el que les decía que al corte de lo que presentó anteriormente la maestra, no se tenía por la fecha, que nos llegó en diciembre. Sin embargo, tenemos ese desglose y ese desfase en actividad, de los cuales a la fecha ya tenemos en conocimiento, y por aviso de perforación, 13 pozos que están ejecutando. Lo cual si lo viéramos solamente por inicio de perforación, tendríamos estos tres más los 13, 16 pozos de los 28 ejecutados, solamente. Asimismo, podríamos ver para 2020 ya tenemos el inicio de un pozo en perforación, que es en el campo Cheek. Derivado de estas actividades, en el seguimiento puntual de los Planes de desarrollo y de los resultados de perforación, podemos ver aquí la comparativa de cuál era la producción esperada contra la producción real de cada uno de estos pozos. Por ejemplo, podemos ver el Chocol-1, que tenía pronosticados 600 barriles, se obtuvo 760 barriles, la desviación de 160 barriles, que esto se tiene que ir ejecutando y se tiene que ir afectando o ajustando en cuestión de las condiciones operativas y reales del comportamiento de yacimientos. Entonces vemos que no tenemos mucho desfase en esos casos.

En el caso de Ixachi, para el Ixachi-1 y el Ixachi-IDEL, también tenemos en ese mismo orden de magnitud. Recordemos que Ixachi es un yacimiento de gas y condensados, entonces el



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

comportamiento, estamos viéndolo en el caso de gas y lo que nos saltó en algún momento es la composición que se podría estar esperando en relación al volumen de líquidos obtenidos por la composición de este gas. No así en el caso de Cibix y de Xikin. Aquí salta, por ejemplo, el caso de Cibix se habían pronosticado 3 mil barriles que se tenían que tener a la perforación de ese pozo, sin embargo, se tiene ahorita solamente producción de 600 barriles ¿pero por qué? porque éste tiene un desfase en cuestión de la construcción de infraestructura. El oleoducto que tendría que estar incorporando esta producción tiene un desfase, más no así el comportamiento del pozo, ¿por qué? porque se está pipeando, entonces la capacidad de pipeo que ahorita se tiene son 600 barriles, pero cuando se tenga la infraestructura asociada incrementará su producción.

En el caso del Xikin-22 es un poco diferente, ¿por qué?, porque ahí se determinó que se tenían 2 mil 790 barriles esperados, la realidad es que se tiene una producción de 320. ¿Qué es lo que pasó aquí?, después de que empezamos de hacer todo el análisis puntual, se tuvo un daño hacia la formación por la pre-perforación del pozo. Me explico, el pozo se perforó, se dejó con fluido de control, posteriormente se coloca la estructura de la plataforma para echarlo ya a producir, una estructura fija. Cuando se recupera el pozo y se empieza a limpiar, ese fluido por interacción natural con el propio yacimiento migra y empieza a obstruir los canales de flujo y entonces disminuyó esa producción esperada. Lo que está planteando ahorita es limpieza y alguna estimulación para poder resarcir ese daño que se tiene inducido por el fluido de control. Entonces son condiciones que ya estamos viendo netamente en la operación y obviamente el recíproco que ya tenemos en gas. Derivado de este seguimiento que estamos viendo también de los resultados de perforación y del desfase en algunos casos de lo que se tiene por obra física, llámese construcción de ductos, la parte, por ejemplo Ixachi, que se comentó anteriormente, pues el grueso de la actividad fue cerrar construcción de peras, caminos y perforación de pozos.

Tuvimos una serie de comparecencias en el mes de diciembre ya con Petróleos Mexicanos respecto a los 17 campos, de los cuales empezamos a ver de forma puntual uno a uno. Y solamente para entrar en detalle las métricas que utilizamos en este momento fue el seguimiento a los Planes del artículo 62, donde estamos viendo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

puntualmente la variación del 30% más/menos sobre la producción acumulada esperada en ese año. Asimismo, la obra física. El resultado de estas comparecencias fue que ya caen en supuestos de modificación si hiciéramos el corte o se hiciera el corte al mes de diciembre, estamos esperando solamente los últimos informes, y sería la modificación de estos Planes como tal derivado de estas comparecencias, a lo cual Petróleos Mexicanos ya presentó un cronograma de atención para ajustar estos desfases como tal para cada uno de estos Planes. Si podemos dar la que sigue.

Como ya les adelanté, la desviación que tenemos, tenemos desfase en los 17 campos en cuestión de obra física, también tenemos algunos datos interesantes en cuestión de la producción de pozos que esto es netamente operativo, algunos tienen resultados positivos, algunos otros que tienen resultados inesperados por el campo, por ejemplo, el caso del Xikín-22 por el daño físico que se tiene. Todavía se están evaluando algunos otros yacimientos, para poder dar ahorita todavía un juicio de valor respecto de estos. Solamente lo que podríamos concluir es que estos necesitan una atención hacia una modificación de los Planes por el artículo 62, principalmente actividad física y el 30% de la producción acumulada que se tiene. Pero ya se tienen pláticas con Petróleos Mexicanos y el 8 de enero nos presentó lo que fue el programa de atención para estos campos. Hasta aquí es todo por mi parte, Comisionados.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Muchas gracias, Julio. ¿Comentarios, Comisionados? Sí, Adelante.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- A mí me pareció muy interesante esta parte en donde se empieza a explicar en detalle la lámina anterior, creo que es la 7, la 6... ésta la de Cibix y Xikín. Si uno no tiene la explicación, pues podría llegar a la conclusión de que Cibix no fue tan prospectivo, no tiene tanta productividad como la que se había planteado, pero cuando el Jefe de Unidad nos comenta que es por una restricción de flujo que nada más pueden obtener 600 barriles y no 3,000, eso ya nos da una visión de qué es lo que está sucediendo. Pero así como se explicó esta lámina, anteriormente había una lámina de actividad física, donde se ve que no hay mucha actividad. Entonces yo no sé si ustedes tengan la información de qué es lo que hizo Pemex,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

porque a lo mejor eso sería muy importante que ustedes lo comentaran.

INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- De hecho, sí la tenemos y para cada uno de esos, se las podemos comentar. Es la anterior, donde tenemos la desviación de la perforación de pozos.

MAESTRO FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ, DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN.- La número 6.

INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Y para cada uno de estos, en las comparecencias nos dieron el resultado del porqué del desfase. En algunos casos es porque no se instaló la plataforma, en algunos momentos porque no se tenía priorizado las plataformas, que se iba a perforar un pozo, estaba en el tren de intervenciones para otro mismo pozo, entonces se pasa a afectar a dos o tres campos a la vez. Eso sí lo tenemos puntualizado, si quieren les podemos pasar una nota informativa con cada uno de ellos, o ahorita los podemos precisar.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- No, a mí me parece que está muy bien la explicación. Nada más que cuando se hace la presentación, si uno no tiene esa información, pues lo que se puede concluir es de que no están haciendo todo lo que tenían que hacer, pero no sabemos porqué. Es por negligencia o por una cuestión operativa, o tiene que ver con una cuestión financiera. Cada quién se hace una idea de lo que pudiera ser. Con esos comentarios que nos acabas de hacer Julio creo que pues es suficiente y más adelante podemos revisar detalles, pero creo para la presentación está muy bien, el estilo es muy ejecutiva y está muy bien.

INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Solamente para redondear, la mayoría de estos casos que son la parte marina, que son por retrasos de la instalación de la plataforma o del equipo de perforación. En el caso de tierra, pues bueno son ductos. En el caso Ixachi en particular, por ejemplo, la construcción de caminos y peras. Obviamente si no tenemos caminos y peras pues no podemos acceder en algún momento con el equipo de perforación y pues eso va desfasando. De hecho, ya en las comparecencias tenemos todo el tren intervenciones y ya



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

empezamos a ver cuáles serían las desviaciones que se podrían tener en cuestión de producción y en actividad física. Obviamente lo vamos a ver y lo vamos a tener empatado para la modificación del Plan de Desarrollo. Hasta ese momento tendríamos ya con certeza cuál es la filosofía ya de operación y de ejecución sobre estos campos nuevamente, sobre esos desfases que se tienen a la fecha.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Eso cobra un papel muy importante, tener la actualización de los Planes. Que van cambiando en el tiempo porque hubo problemas sociales, porque hubo problemas de lo que quieren. Porque si no estamos comparando con lo que nos trajeron en la primera vez, que traía ciertas premisas. Esto no es el caso Ronda Cero, pero es lo mismo, es la misma situación. Hay que comparar para el año 2020, no con lo que tenemos documentado, sino con lo que surge a partir de las problemáticas de 2019. Entonces yo no sé si esto lo van a tener en pocos meses, esta actualización.

INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Sí, de hecho ya tenemos nosotros el calendario propuesto. Y si quieren les comento rápidamente.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Del trabajo del año 2020 para estos campos prioritarios.

INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Todos en la propuesta que nos da Petróleos Mexicanos estarían siendo atendidos en el año 2020. Empezaríamos con tres campos en el mes de marzo, tendríamos, asimismo, dos en el caso de abril, tendríamos otros tres en mayo, asimismo, otros tres en julio, tres en agosto y concluiríamos con los últimos tres en el mes de octubre.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Nada más traduciendo lo que comentas. Si estoy entendiendo bien, entonces en 2020 van a tener toda la actividad que no tuvieron en 2019.

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

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- OK. Gracias.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Ya ahí tendríamos una visión actualizada. También depende mucho aquí de los resultados que se han tenido. Porque recordemos que tenían cierta actividad con la ejecución de las actividades que se han desarrollado, está cambiando en algunos casos la percepción que se tenía, están esperando nuevos resultados y cuando se tengan esos resultados podrían tener una mejor certeza sobre la elaboración de este Plan de desarrollo. Por eso estamos viendo estos meses que se tendrán que conciliar también para cuándo es oportuno esta modificación, pero lo que plantea de forma de primera mano Pemex, es que será en el transcurso de 2020.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Gracias Julio. Y eso es súper importante, porque aquí nosotros como Órgano regulador, estamos calificando, estamos dando seguimiento de acuerdo con un Plan que traía Pemex en 2019. En Pemex están viendo el Plan operativo anual que ya está modificado, entonces yo creo que si estamos más allegados a lo que hace el operador, vamos a tener mejor visión de lo que está pasando, si no, lo tergiversamos. Pero creo que es importante este acotamiento, o esta acotación, de que en 2020 hay el compromiso de tener todo lo que se había dicho que se iba a hacer en actividad en 2019. Y ojalá tengan mucha suerte porque es exploración.

INGENIERO JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ, UNIDAD TÉCNICA DE EXTRACCIÓN Y SU SUPERVISIÓN.- Es correcto.

COMISIONADO, DOCTOR NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- ¿Si verdad?, gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE, MAESTRO ROGELIO HERNÁNDEZ CÁZARES.- Gracias, Comisionado. ¿Comisionado Sergio? Bueno, si no hay otro comentario, le pido al Secretario." ✓

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, adoptó el Acuerdo siguiente:

ACUERDO CNH.01.002/2020

El Órgano de Gobierno tomó conocimiento del Informe sobre Planes prioritarios.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

III.- Asuntos generales

En esta ocasión no hubo Asuntos Generales.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 13:42 horas del día 16 de enero de 2020, el Comisionado Presidente dio por terminada la Primera Sesión Ordinaria de 2020 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

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



Rogelio Hernández Cázares
Comisionado Presidente



Néstor Martínez Romero
Comisionado



Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado



Héctor Moreira Rodríguez
Comisionado



Gobirish Mireles y Malpica Adaya
Secretario Ejecutivo
para el periodo del 31 de diciembre de 2019
al 31 de enero de 2020

