



Comisión Nacional de
Hidrocarburos



ÓRGANO DE GOBIERNO

DÉCIMA TERCERA SESIÓN EXTRAORDINARIA DE 2016

ACTA

En la Ciudad de México, siendo las 17:10 horas del día 26 de abril del año 2016, se reunieron en la sala de juntas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, sita en el piso 11 del edificio ubicado en la avenida de los Insurgentes Sur, número 1228, colonia Tlacoquemecatl Del Valle, delegación Benito Juárez, C.P. 03200, el Comisionado Presidente Juan Carlos Zepeda Molina y los Comisionados Néstor Martínez Romero, Sergio Henrivier Pimentel Vargas y Héctor Alberto Acosta Félix, así como la Secretaria Ejecutiva Carla Gabriela González Rodríguez, con el objeto de celebrar la Décima Tercera Sesión Extraordinaria de 2016 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 220.0747/2016, de fecha 25 de abril de 2016, de conformidad con los artículos 10 y 25, fracción ii, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como 18, fracción I, inciso d), del Reglamento Interno de la Comisión. La sesión tuvo el carácter de privada con fundamento en el artículo 14, fracción VI de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental.

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

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



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Orden del Día

I.- Aprobación del Orden del Día

II.- Asuntos para autorización

II.1. Opinión sobre el modelo de contratación propuesto por la Secretaría de Energía para la Primera Licitación de la Ronda 2.

II.- Asuntos para autorización

II.1. Opinión sobre el modelo de contratación propuesto por la Secretaría de Energía para la Primera Licitación de la Ronda 2.

En desahogo de este punto del Orden del Día, con la venia del Comisionado Presidente, la Secretaria Ejecutiva dio la palabra al Comisionado Sergio Pimentel Vargas, en su carácter de Comisionado Ponente.

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

“COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Adelante, Comisionado.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Gracias, Presidente, Secretaria, compañeros.

El 19 de abril recibimos la solicitud formal por parte de la Subsecretaria de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía para requerir la opinión técnica de esta Comisión respecto de la modalidad de contratación propuesta para la Primera Licitación de la Ronda 2, que es sobre 15 Áreas Contractuales en aguas someras del Golfo de México.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

El proceso que se desarrolló al interior de la Comisión, en términos de nuestro Reglamento Interno, corrió a cargo de la Dirección General de Contratos, quien recabó los dictámenes técnicos de las áreas de la Comisión que intervienen en este proceso, que es la Unidad Técnica de Extracción y la Dirección General de Evaluación del Potencial Petrolero.

En el documento que tienen ustedes con antelación están plasmadas las ideas centrales, tanto de la unidad de Contratos como de las dos últimas a las que me referí, y en el documento viene, además de estas tres opiniones, las consideraciones de la Ponencia, que –si ustedes no tienen inconveniente– yo me permitiría darles lectura.

Desde luego, Tere Gallegos y el doctor Felipe Ortuño, que están aquí presentes, si quieren adicionar algo o hacer un énfasis en lo que ustedes señalaron, por supuesto que lo pueden hacer. De hecho, antes de dar lectura yo quisiera preguntarles si tienen algún comentario que hacer respecto al dictamen que me hicieron favor de entregar.

DIRECTOR GENERAL DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL PETROLERO,
DOCTOR FELIPE ORTUÑO ARZATE.- No por el momento.

DIRECTORA GENERAL DE CONTRATOS, TERESA ANGELINA GALLEGOS
RAMÍREZ.- No, sin comentarios.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Si les parece bien, yo le daría lectura a la parte considerativa del documento.

Esta Ponencia estima indispensable que en el análisis de la modalidad de contratación a autorizarse en esta Primera Convocatoria de la Ronda 2 se tomen en cuenta diversos factores, tales como el escenario actual de precios de hidrocarburos, el menor flujo de efectivo con el que cuentan las empresas petroleras en la actualidad, la necesidad de buscar los incentivos adecuados para que las empresas operadoras a las que eventualmente se les adjudique algún contrato busquen los mecanismos que les permitan hacer más eficientes los costos de producción, entre otros.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

Con estos elementos presentes, en opinión del suscrito, tanto la modalidad de contratación en producción compartida como la de licencia cuentan con aspectos que las hacen viables para la primera licitación de la Ronda 2.

En este sentido, la Comisión cuenta al menos con una encuesta realizada por la firma Wood Mackenzie, Encuesta a compañías de exploración y extracción de aceite y gas con posible interés en invertir en la Ronda 1 de México, en la que las compañías participantes manifestaron una predilección clara por las modalidades de licencia o de producción compartida, lo que confirma la viabilidad de ambas modalidades de contratación para la licitación que nos ocupa.

Ahora bien, teniendo claro que las primeras dos licitaciones de la Ronda 1, relativas a Áreas Contractuales en aguas someras, se llevaron a cabo sobre la base de un contrato de producción compartida y en este sentido pareciera congruente optar por la misma modalidad de contrato para la licitación en comento, esta Ponencia considera importante señalar, en primer lugar, que aunque se trate en ambos casos, Ronda 1 y Ronda 2, de licitaciones a desarrollarse en aguas someras del Golfo de México, la Ronda 2 implica Áreas Contractuales de mayores dimensiones físicas, posiblemente con mayor prospectividad de recursos y de mayor riesgo exploratorio.

En segundo lugar, se señala lo siguiente:

La modalidad contractual de licencia, en términos del artículo 18 de la Ley de Hidrocarburos y 6 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, garantiza, tanto al Estado como a los contratistas, menores costos de administración que un contrato de producción compartida en virtud de que no implica el reconocimiento, la verificación y, en su caso, la sanción de los costos, gastos e inversiones a que se refiere el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos (en adelante, Recuperación de costos), es decir, que el contrato de licencia supone una administración más ágil y expedita que el de producción compartida.

La Recuperación de costos prevista en el contrato de producción compartida crea los incentivos necesarios para potencialmente utilizar los distintos mecanismos de solución de controversia reconocidos en dicho



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

contrato y en la Ley de Hidrocarburos. Esto es, la Recuperación de costos abre la posibilidad a una mayor actividad litigiosa relacionada con los conceptos y montos a ser reconocidos como susceptibles de ser recuperados por el contratista.

Asimismo, la Recuperación de costos supone una más cercana y continua interacción entre el contratista y los servidores públicos de las distintas dependencias con atribuciones en la materia, lo que pudiera dar lugar a ineficiencias en el desarrollo de las actividades del contratista e, inclusive, a potenciales capturas regulatorias o prácticas de corrupción.

De manera adicional al tema de los costos ya señalado, es importante tomar en consideración el costo implícito de los servicios de comercialización de los volúmenes de producción que contendrían como una contraprestación a favor del Estado, resultado de los contratos de producción compartida, circunstancia que en un contrato bajo la modalidad de licencia no tiene lugar, pues la totalidad de la producción corresponde al contratista a cambio, desde luego, de la contraprestación en dinero que correspondería al Estado. Lo anterior tomando en consideración que los costos de inclusión de un agente externo en la cadena de valor (comercializador) al día de hoy son desconocidos.

Uno de los pilares fundamentales de la Reforma Energética fue que desde el texto constitucional se señaló de manera precisa el propósito de los ingresos que se obtengan por las actividades de exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos, en el entendido de que la Constitución dispone que estos ingresos deben contribuir al desarrollo de largo plazo de la Nación. Por lo tanto, el que el Estado pueda obtener flujos de efectivo en el menor tiempo posible, cosa que se logra con la modalidad de licencia, específicamente con el bono a la firma, para que éstos sean administrados por el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo sin incurrir en costos administrativos asociados, cumple a cabalidad con el principio constitucional aludido al principio de este numeral.

Una de las motivaciones más profundas y contundentes de la Reforma Constitucional en Materia Energética fue, sin duda, la necesidad del Estado de compartir con los particulares los costos y riesgos de las inversiones inherentes a las actividades de la industria de los hidrocarburos. Por ello,



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

si se considera de manera comparada la forma en que se comparte el riesgo entre el Estado y los contratistas bajo las modalidades contractuales de producción compartida y licencia que estamos comentando, se observa que los incentivos de los contratistas para lograr las mayores eficiencias en costos y gastos los prevé el contrato de licencia al depender única y exclusivamente del propio contratista la reducción de sus costos para obtener la mayor rentabilidad posible de su inversión a lo largo del proyecto. Distinto al escenario del contrato de producción compartida, que contempla la recuperación de costos y, en consecuencia, el posible interés del contratista en obtener recuperaciones por arriba de los montos a los que tendría en estricto sentido derecho.

Lo anterior cobra relevancia para el tipo de Áreas Contractuales objeto de la convocatoria L01/R02, pues al contemplarse áreas de exploración y de extracción de hidrocarburos, los incentivos para desarrollar en menor tiempo la etapa de extracción de cada uno de los proyectos se alinean en mejor medida con el modelo de licencia, pues la totalidad de los volúmenes de producción obtenida la podrá disponer el contratista una vez pagadas las contraprestaciones correspondientes al Estado, tales como el bono a la firma, que implica un compromiso del contratista para llevar a cabo las acciones que resulten necesarias para el éxito del proyecto, la cuota contractual para la fase exploratoria, las regalías y la contraprestación determinada en cada contrato, en términos de lo establecido en el artículo 6 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Por último, es importante tomar en cuenta que en procesos licitatorios anteriores de la Ronda 1, en particular las licitaciones Tercera y Cuarta, se optó por licitar contratos bajo la modalidad de licencia.

En la Tercera Licitación se trató de 25 Áreas Contractuales de campos maduros en tierra. La licitación estuvo dirigida a crear las condiciones necesarias para el surgimiento de la nueva industria petrolera nacional, se privilegió a las personas sobre las empresas, pues éstas prácticamente no existían, y se incluyeron Áreas Contractuales de menor tamaño, 771 kilómetros cuadrados en promedio.

La Cuarta Licitación está dirigida a actividades petroleras en aguas profundas y ultra profundas del Golfo de México. La Precalificación está



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

dirigida sólo a empresas que cuenten con la experiencia y tecnología necesarias y el respaldo financiero suficiente para hacer frente a los retos que estas actividades representan. Las Áreas Contractuales abarcan alrededor de 8 mil 200 kilómetros cuadrados en promedio.

Esto es, el modelo de contrato de licencia se pensó como una modalidad apta para proyectos completamente distintos, pero en los que se reconoció su eficiencia para ambos escenarios.

Así las cosas, se estima que la modalidad de licencia puede también ser la mejor opción para las áreas a licitar ubicadas en aguas someras del Golfo de México, pues no se observa alguna característica o condición que permita distinguir, para efectos de la modalidad de contratación a utilizar, estas áreas de las aguas profundas o ultra profundas, o de las áreas terrestres de nuestro país.

Finalmente, se estima que de optarse por la modalidad de licencia para la convocatoria L01/R02, tendríamos en México proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras del Golfo de México sujetos a ambas modalidades de contratación, producción compartida para la Ronda 1 y licencia para la Ronda 2, situación que nos permitiría en el tiempo evaluar, más allá de conceptos e ideas, cuál de estas modalidades de contratación arroja mejores resultados en términos de maximizar los ingresos para la Nación.

CONCLUSIÓN

Por las consideraciones expuestas, el suscrito propone al Órgano de Gobierno de la Comisión que el sentido de la opinión sobre el modelo de contratación propuesto por la Secretaría para el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en 15 Áreas Contractuales en aguas someras a ser licitadas mediante la convocatoria L01/R02 sea el de proponer que sea el contrato de licencia el que se utilice como modelo de contratación de dicha convocatoria.

Entiendo que, lo digo al principio de las consideraciones, podría ser tanto la modalidad de contratación de producción compartida como de licencia, ambas tienen sus pros y sus contras. Yo pretendí en estas líneas que acabo



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

de leer dar el por qué considero en lo personal que, de estas dos opciones, la licencia me parece que resulta una mejor elección, teniendo claro, desde luego, que es una atribución de la Secretaría de Energía, pero ésta es la opinión que está a su consideración. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Martínez, por favor.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Muchas gracias, Comisionado Presidente.

En el punto 5 hay un tema que se refiere a motivar que los posibles operadores disminuyan los tiempos para la exploración, pero ahí se está plasmando la extracción, entonces creo que eso causa un problema, por ahí lo vi, dice: "para desarrollar en menor tiempo la etapa de extracción". Yo creo que hay que cambiar ahí por exploración y queda muy bien. En general, lo que estamos buscando es que haya menor tiempo en la exploración, pero en la extracción es el tiempo que se requiera.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Correcto.

COMISIONADO NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO.- Es más, disminuir la extracción puede llevar a una cuestión de mala explotación.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Es un error, correcto. Muchas gracias.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- A lo mejor lo que quiere decir es que lleguemos más rápido a la etapa de extracción.

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Eso es lo que quise decir, que agote la exploración cuanto antes e inicie el desarrollo, estaba mal. Muchas gracias.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Comisionado Acosta, por favor.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Por los últimos comentarios que hace el Comisionado Ponente, yo entendería que el planteamiento es que, legalmente, cualquiera de los tres contratos que prevé la legislación son viables, pero la Ponencia está proponiendo al Órgano de Gobierno que en este caso la licencia es el contrato que se considera más viable para esta primera licitación de la Ronda 2. ¿Es correcto?

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL VARGAS.- Correcto.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Secretaria Ejecutiva.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- Tendríamos que contestar el oficio de la Secretaría de Energía, dado que ellos nos están proponiendo el contrato de producción compartida, tendríamos que opinar sobre eso y contraproponer con algunos argumentos. No es proponer el contrato, sino contestar.

COMISIONADO HÉCTOR ALBERTO ACOSTA FÉLIX.- Conciliando el planteamiento que hace el Comisionado Ponente y la propuesta que nos hace la Secretaría de Energía, si se está tratando de una opinión técnica, hacemos las consideraciones en relación con la propuesta de la Secretaría de Energía, pero en la opinión técnica de la Comisión se considera la licencia como el contrato idóneo para la licitación 1 de Ronda 2, sería en esos términos.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Entonces como apunta, Secretaria, hay que contestar la propuesta de la Secretaría de Energía. En ese sentido, recogiendo lo que señalan ambos comisionados, quisiera agregar mis comentarios, que van en línea con lo que se ha dicho.

Desde el punto de vista legal, ciertamente, la modalidad de contratación, sea producción compartida o licencia, son propicios, tienen fundamento para ser usados en este tipo de proyectos.



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

En lo técnico, lo mencionó el Comisionado Ponente, cada modalidad tiene sus ventajas y sus desventajas, sus fortalezas y sus debilidades.

Voy a empezar por lo que propone la Secretaría de Energía. El contrato de producción compartida tiene la ventaja de que, conforme lo señala la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, la contraprestación que se paga al Estado se establece sobre la base de las utilidades del proyecto, es decir, el gravamen va sobre las utilidades. ¿Eso qué significa? Que automáticamente la mecánica de pago de contraprestaciones hace endógenos los costos, es decir, los costos suben porque el proyecto requiere más inversión, automáticamente el gravamen se ajusta y le da viabilidad a esas inversiones; igualmente si las utilidades crecen porque los costos sean bajos, naturalmente las contraprestaciones son mayores. El contrato de producción compartida, toda vez que permite la deducción de costos, permite que cuando la empresa realiza inversiones, pueda deducir esas inversiones y darle viabilidad a proyectos, por ejemplo, de recuperación mejorada o si el proyecto tiene una escala mayor a la anticipada.

No obstante, como apunta el Comisionado Ponente, esa mayor eficiencia en el gravamen, toda vez que va sobre las utilidades, tiene esos costos. Hay un costo administrativo superior tanto para el contratista, que tiene que presentar a aprobación cada año el programa de trabajo y el presupuesto, y también un mayor costo administrativo para la autoridad, tanto para la Comisión Nacional de Hidrocarburos como para la Secretaría de Energía, sobre todo para la Comisión Nacional de Hidrocarburos, que son los costos asociados a la supervisión estricta de estos gastos.

Entonces, en principio hay una mayor eficiencia económica con el contrato de producción compartida, pero viene acompañado de mayores costos en su administración y en su supervisión. Eso hace que estas dos modalidades coexistan en el mundo, o sea, están estos beneficios y estos costos en una modalidad o en otra. También lo menciona el Comisionado Ponente y quisiera subrayarlo.

El caso particular que nos trae a la mesa, que es la primera licitación de la segunda ronda, se da en un contexto de la industria petrolera en donde los espacios, las capacidades de inversión que tiene la industria se han visto



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

muy reducidos por la reducción de los precios, es decir, hay muchos menos recursos para invertir. México tiene que ser especialmente competitivo con contratos muy eficientes que representen los menores costos administrativos, los menores riesgos derivados de la gestión.

Lo que hemos visto de los estudios que hemos realizado, particularmente mencionó el Comisionado Pimentel el que hicimos hace algún tiempo con apoyo de la consultora Wood Mackenzie, es que la industria prefiere, trabaja de mejor forma, lo han manifestado y parece que es una opinión generalizada en el estudio que reporta Wood Mackenzie, la industria prefiere la sencillez, los menores costos administrativos, los menores riesgos de gestión que se asocian con un contrato de licencia, lo que apunta a que en este entorno en particular yo veo que el Estado Mexicano puede ser más competitivo con un contrato de licencia. A ese respecto debo señalar que en la jurisdicción norteamericana del Golfo de México la modalidad contractual, tanto en aguas someras como en aguas profundas, es una modalidad de licencias en donde el gravamen es precisamente las contraprestaciones sobre ingresos brutos. Finalmente, estamos buscando atraer a las empresas que también están operando del otro lado del Golfo.

Yo veo los beneficios y los costos de ambas modalidades, como señala en Comisionado Pimentel, ambos tienen una viabilidad legal y técnica, con sus costos y beneficios, pero en las circunstancias actuales creo que debemos de ser cuidadosos, ser muy competitivos, ver las modalidades de contratación que son preferidas por la industria. En ese sentido, escuchando los argumentos, viendo la realidad de la industria en la actualidad, creo que es bueno, en mi opinión, utilizar el contrato de licencia.

Me sumo a la opinión del Comisionado Ponente en el sentido de que no debemos perder de vista en qué etapa estamos de la instrumentación y de esta nueva industria petrolera mexicana, en una fase de inicio en donde me parece que también es sano que tengamos las dos modalidades en estas regiones de aguas someras para poder evaluar el desempeño de ambas modalidades. Podemos trabajar con ambas modalidades, yo me sumo a la propuesta de que en las circunstancias actuales, en una industria con restricciones de inversión en donde los espacios y la competencia por las inversiones en el mundo se ponen de mucho mayor nivel, es bueno que



Comisión Nacional de
Hidrocarburos

tengamos una solución muy competitiva en el contrato de licencia, que es precisamente la modalidad que opera en el Golfo de México en la jurisdicción norteamericana.

¿Algún otro comentario, Directora General, Director General, colegas? Secretaria Ejecutiva, no hay más comentarios, le pido, por favor, dé lectura a la propuesta de acuerdo.

Y ya en la resolución viene lo expresado, la recomendación, los distintos elementos que yo creo que, como tú apuntas, Secretaria, contestan a la propuesta de producción compartida, se reconocen sus méritos, su base legal, pero se presentan también las ventajas que vemos del contrato de licencia para tener una opinión definitiva.

SECRETARIA EJECUTIVA, CARLA GABRIELA GONZÁLEZ RODRÍGUEZ.- De hecho, no es una resolución, se anexaría la opinión que presenta el Comisionado Ponente.

COMISIONADO PRESIDENTE JUAN CARLOS ZEPEDA MOLINA.- Siendo así, colegas, en el sentido que hemos platicado, ponderando los beneficios y costos de ambas modalidades que tienen viabilidad, pero que en el contexto de las circunstancias actuales recomendamos licencia, les pregunto si están de acuerdo que en ese sentido emitamos opinión a la Secretaría de Energía. Quienes estén a favor de hacerlo así, les pido, por favor, levantar la mano.

No habiendo más comentarios, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, adoptó el siguiente acuerdo:

ACUERDO CNH.E.13.001/16

Con fundamento en los artículos 22, fracciones I, III y XXVII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 29, fracción III de la Ley de Hidrocarburos, así como 13, fracción II, inciso e., del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, y en atención a la solicitud de la Secretaría




Comisión Nacional de
Hidrocarburos


de Energía, el Órgano de Gobierno, por unanimidad, emitió opinión sobre el Modelo de Contratación para los Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos correspondientes a la Primera Licitación de la Ronda 2.

No habiendo más asuntos que tratar, siendo las 17:35 horas del día 26 de abril de 2016, el Comisionado Presidente dio por terminada la Décima Tercera Sesión Extraordinaria de 2016 y agradeció a los presentes su asistencia y participación.

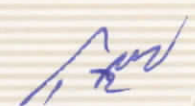
La presente acta se firma al final por el Comisionado Presidente y se firma y rubrica al margen de todas sus fojas por los demás Comisionados que en ella intervinieron, así como por la Secretaria Ejecutiva.



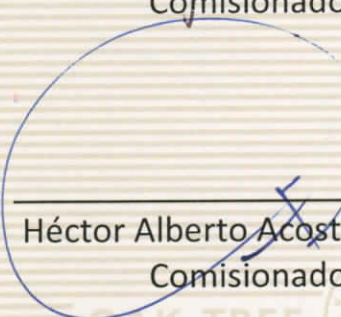
Juan Carlos Zepeda Molina
Comisionado Presidente



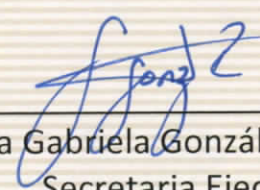
Néstor Martínez Romero
Comisionado



Sergio Henrivier Pimentel Vargas
Comisionado



Héctor Alberto Acosta Félix
Comisionado



Carla Gabriela González Rodríguez
Secretaria Ejecutiva