RESOLUCIÓN CNH.02.01/2023 POR LA QUE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS APRUEBA LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN PRESENTADO POR FIELDWOOD ENERGY E&P MÉXICO, S. DE R.L. DE C.V. DEL CONTRATO CNH-R01-L02-A4/2015.

RESULTANDO

PRIMERO.- El 11 de agosto de 2014, se publicaron en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF) entre otras disposiciones, los decretos por los que se expidieron la Ley de Hidrocarburos y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como aquel por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

SEGUNDO.- A partir de la entrada en vigor de las leyes referidas en el Resultando anterior, a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión) se le confirieron nuevas atribuciones entre las que se encuentran la administración y supervisión, en materia técnica, de los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como la aprobación de los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción.

TERCERO.- El 29 de septiembre de 2015, se publicaron en el DOF los *Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos* (en adelante, Lineamientos de Medición) mismos que han sido modificados por acuerdos publicados en el DOF el 11 de febrero y 2 de agosto, ambos de 2016, el 11 de diciembre de 2017 y el 23 de febrero de 2021.

CUARTO.- El 7 de enero de 2016, se publicaron en el DOF las *Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos*, modificadas por acuerdo publicado en el DOF el 10 de marzo de 2020 y 23 de junio de 2022 (en adelante, Disposiciones Técnicas).

QUINTO.- El 7 de enero de 2016, la Comisión y las empresas Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. y Petrobal Upstream Delta 1, S.A. de C.V., suscribieron el Contrato CNH-R01-L02-A4/2015 para la Extracción de Hidrocarburos bajo la Modalidad de Producción Compartida, correspondiente al Área Contractual 4 (en adelante, Contrato).

Cabe señalar que de conformidad con lo establecido en la Cláusula 2.5 del Contrato, se designó como Operador del mismo a la empresa Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. (en adelante, Operador).

SEXTO.- El 22 de noviembre de 2018, se publicaron en el DOF los *Lineamientos técnicos en materia de recuperación secundaria y mejorada* (en adelante, Lineamientos de Recuperación).

SÉPTIMO.- Mediante Resolución CNH.E.05.001/19 del 29 de enero de 2019, la Comisión aprobó el Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente al Contrato.

Asimismo, mediante Resoluciones CNH.E.43.001/2021 y CNH.12.004/2021 del 15 de junio y 7 de diciembre de 2021, respectivamente, la Comisión aprobó la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción presentado por el Operador.

OCTAVO.- El 12 de abril de 2019, se publicaron en el DOF los *Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos* (en adelante, Lineamientos) mismos que han sido modificados por acuerdo publicado en el DOF el 31 de marzo y 20 de agosto, ambos de 2021.

NOVENO.- Mediante escrito recibido en esta Comisión el 15 de diciembre de 2022, el Operador solicitó la aprobación de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente al Contrato (en adelante, Solicitud).

DÉCIMO.- Mediante oficio 250.373/2023 del 30 de marzo de 2023, la Comisión remitió a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, Agencia) la información asociada a la Solicitud a efecto de ser considerada en los trámites o autorizaciones iniciados por el Operador ante la Agencia como parte del Sistema de Administración correspondiente.

DÉCIMO PRIMERO.- Por oficio 250.374/2023 del 30 de marzo de 2023, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía emitir opinión respecto del Programa de cumplimiento de porcentaje de Contenido Nacional.

Asimismo, por oficio 250.375/2023 del 30 de marzo de 2023, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía emitir opinión respecto del Programa de Capacitación y Transferencia Tecnológica.

DÉCIMO SEGUNDO.- Derivado de lo expuesto en los Resultandos anteriores, la Comisión se encuentra en posibilidad de evaluar la Solicitud de conformidad con la Ley de Hidrocarburos, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, los Lineamientos de Medición y los Lineamientos, en los términos del Dictamen Técnico emitido por la Dirección General de Dictámenes de Extracción, mismo que forma parte integrante de la presente Resolución como Anexo Único, y

CONSIDERANDO

PRIMERO.- Que el Órgano de Gobierno de la Comisión es competente para pronunciarse respecto de la Solicitud. Lo anterior, en términos de los artículos 1, 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 31, fracciones VI, VIII y XII, 43, fracción I, inciso c), 44, fracción II y 131 de la Ley de

Hidrocarburos; 2, fracción I, 3, 5, 10, 11, 22, fracciones I, III, IV, X, XXIV y XXVII, 38, fracciones I, III y 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 10, fracción I, 11 y 13, fracciones II, inciso f), X y XI del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos; 19, 22, 25, 26, 59, 62, así como las Cláusulas 5.2, 5.4, 13.2, 18.3 y 18.5 del Contrato.

SEGUNDO.- Que conforme a lo dispuesto por el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos, los Asignatarios y Contratistas, previo a ejecutar el Plan de Desarrollo para la Extracción, deberán contar con la aprobación de la Comisión, la cual emitirá un dictamen técnico que comprenderá la evaluación de diversos aspectos relacionados con el Plan precisado, dentro del plazo legalmente establecido para ello.

TERCERO.- Que la Solicitud presentada por el Operador fue evaluada por esta Comisión con base en lo siguiente:

I. Procedencia de la Solicitud;

II. Cumplimiento de los requisitos y criterios de evaluación establecidos en los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, así como 22, 25 y 59 de los Lineamientos, y

III. Evaluación de las bases establecidas en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

CUARTO.- Que derivado del análisis realizado a la Solicitud por esta Comisión y con base en el Anexo Único, se concluye que la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción consiste en ejecutar las siguientes actividades:

Actividad	Programadas
Perforación	19
Terminación	19
Reparaciones Mayores	2
Reparaciones Menores	21
Ductos	11
Instalaciones	5*

*Incluye 3 plataformas, instalación de sistema de medición y compresión de gas en Centro de Proceso Atasta e instalación de sistema de Medición de aceite y gas en el Centro de Proceso Litoral-A.

Las cuales cumplen con lo establecido en los artículos 44, fracción II, de la Ley de Hidrocarburos; 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 22, 25, 59, 62, fracciones II, XI y penúltimo párrafo de los Lineamientos y las Cláusulas 5.2 y 5.4 del Contrato conforme a lo siguiente:

I. Procedencia de la Solicitud.

Derivado del análisis realizado en el apartado V del Anexo Único, se concluye que las modificaciones presentadas por el Operador actualizan los supuestos establecidos en el artículo 62, fracciones II, XI y penúltimo párrafo de los Lineamientos, toda vez que existe una variación en el número de Pozos a perforar, una variación mayor al treinta por ciento del volumen de Hidrocarburos a producir en un año, respecto del volumen pronosticado y derivado de cambios técnicos y económicos al Plan aprobado.

Lo anterior, derivado de que se actualizan los requerimientos de infraestructura para asegurar la óptima explotación de las Reservas del Área Contractual.

En consecuencia, resulta procedente que esta Comisión conozca de la Solicitud.

II. Cumplimiento de los requisitos y criterios de evaluación establecidos en los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, así como 22, 25 y 59 de los Lineamientos.

Del análisis realizado en el Anexo Único, se concluye que la modificación propuesta por el Operador cumple con los criterios establecidos en los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, así como 22, 25, 59 de los Lineamientos, en los términos siguientes:

1. Cumplimiento de los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 25 y 59 de los Lineamientos.

   a) La evaluación de la tecnología y el plan de producción en aras de maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables:

   De la información contenida en la Solicitud, esta Comisión concluye que mediante la ejecución de las actividades se pretende recuperar a la vigencia del Contrato un volumen de 444.46 millones de barriles de aceite y 450.93 miles de millones de pies cúbicos de gas, incrementando con esto el factor de recuperación actual de aceite de 0.33% a un factor de recuperación final de 20.54%.

   Lo anterior, en términos del apartado X, inciso b) del Anexo Único.

   b) El Programa de Aprovechamiento del Gas Natural:

   De acuerdo con el análisis a la información presentada por el Operador se concluye que la Solicitud considera una actualización en los pronósticos

de producción derivado del desfase en la perforación de pozos y el incremento en la actividad asociada con la producción.

Asimismo, la Solicitud contempla la modificación en las formas de aprovechamiento de la siguiente forma:

i. Autoconsumo:

El Operador contempla utilizar un volumen aproximado de 5.50 miles de millones de pies cúbicos a partir de agosto del 2026 y hasta la vigencia del Plan de Desarrollo para la Extracción. Dicho volumen será utilizado como combustible para las instalaciones.

Por lo tanto, la forma de aprovechamiento de Autoconsumo sufre cambios respecto a los términos aprobados mediante la Resolución CNH.12.004/2021 del 7 de diciembre del 2021.

ii. Bombeo Neumático u otros sistemas artificiales de producción que requieran la inyección de gas:

El Operador contempla la compra de un volumen de gas adicional de 93.82 miles de millones de pies cúbicos, del cual utilizará un volumen aproximado de 88.32 miles de millones de pies cúbicos para la implementación del sistema artificial de producción de bombeo neumático en los pozos productores a partir de agosto del 2026 y hasta la vigencia del Plan de Desarrollo para la Extracción.

iii. Transferencia:

El Operador estima un volumen total de 528.46 miles de millones de pies cúbicos de gas que será aprovechado mediante la Transferencia, utilizando la infraestructura contemplada en la Fase I y Fase II del proyecto.

Cabe destacar que, el volumen de transferencia incluye el gas producido más parte del volumen de gas adicional que se utiliza para el sistema artificial de bombeo neumático.

Derivado del incremento en el volumen de gas contemplado en la forma de aprovechamiento de Transferencia, este rubro sufre cambios respecto a los términos aprobados mediante la Resolución CNH.12.004/2021 del 7 de diciembre del 2021.

Lo anterior, con fundamento en el artículo 5, fracciones I, inciso a), II y IV de las Disposiciones Técnicas.

Cabe mencionar que la Solicitud no considera una modificación en la Meta de Aprovechamiento de Gas o en la máxima Relación Gas-Aceite, por lo que tales elementos se mantienen en los términos aprobados mediante la Resolución CNH.12.004/2021 del 7 de diciembre de 2021.

Lo anterior, en términos del apartado V, inciso i) y X inciso f) del Anexo Único.

c) Los Mecanismos de Medición de la producción de Hidrocarburos:

La Solicitud presentada por el Operador contempla la continuidad de la producción de los pozos que actualmente operan asociados al Área Contractual. En cuanto a la implementación de los Mecanismos de Medición, se solicitó una modificación a la medición aprobada mediante la Resolución CNH.12.004/2021 del 7 de diciembre de 2021, donde en su propuesta se identifica el cambio en la clasificación del Punto de Medición a Punto de medición provisional para Petróleo ubicado en la Plataforma Tumut-A identificado con el tag ZZZ-133000A, ampliando el periodo de la fase I hasta marzo de 2026 y por consiguiente iniciar la fase II de marzo de 2026 hasta enero 2041, en la cual se considera medir el Petróleo y Gas como Puntos de Medición en el Centro de Proceso Litoral propiedad de Pemex Exploración y Producción.

Derivado del análisis realizado a la Solicitud, se concluye que el Punto de Medición provisional propuesto es congruente y contiene los elementos descritos en el artículo 42 Bis de los Lineamientos de Medición conforme a lo siguiente:

i. Identificación y ubicación del Punto de Medición provisional por tipo de Hidrocarburo;

ii. Responsable Oficial;

iii. El mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operado Petrolero para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo, y

iv. El programa de Diagnósticos a realizar durante la implementación del Punto de Medición provisional.

Cabe señalar que, en relación con dichos Puntos de Medición, la Comisión tomó en consideración la opinión emitida por la SHCP, la cual fue emitida mediante oficio 352-A-I-056 del 29 de marzo del 2023.

Por tanto, se advierte que el Punto de Medición provisional propuesto por el Operador cumple con lo establecido en los Lineamientos de Medición, por lo que es técnicamente viable en cuanto a la determinación del volumen y calidad de los Hidrocarburos a producir, y podrá ser utilizado durante la vigencia del Plan de Desarrollo para la Extracción.

Cabe mencionar, que para el gas, el Operador manifestó mediante una justificación técnica-económica, la continuidad de la medición del gas en el Punto de Medición aprobado mediante la Resolución CNH.12.004/2021 del 7 de diciembre de 2021, durante la fase I exceptuando el incumplimiento a los parámetros de CO2 y H2O.

En ese sentido, el Contratista propone continuar con el mismo Punto de Medición actualmente aprobado en la Resolución CNH.E.05.001/19 y comercializar ahí los Hidrocarburos, derivado que se prevé la maximización del valor del Hidrocarburo producido en el Área Contractual para el beneficio del Estado y Contratista y toda vez que concurren las condiciones técnicas, económicas y contractuales suficientes como lo prevé el artículo 28 de los Lineamientos de Medición.

Lo anterior, en términos del apartado V, inciso g) y X, inciso g) del Anexo Único.

2. Recuperación Secundaria y/o Mejorada:

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Operador, se concluye que el presente apartado se mantiene en los términos aprobados mediante la Resolución CNH.12.004/2021 del 7 de diciembre del 2021.

No obstante, dado que actualmente la implementación de un Programa de Recuperación secundaria o Mejorada no es técnica ni económicamente viable en el Área Contractual, el Operador deberá sujetarse a las revisiones periódicas establecidas en el artículo 17 de los Lineamientos de Recuperación.

Lo anterior, en términos del apartado V, inciso f.4) del Anexo Único.

3. De conformidad con el artículo 22 de los Lineamientos el Operador incluyó en su Solicitud lo siguiente:

   a) La información mediante el formato MP y su instructivo;

   b) Comprobante de pago del aprovechamiento respectivo;

   c) Documento que integra los apartados del Plan de Desarrollo para la Extracción que sufren modificación, y

   d) Una tabla comparativa de los cambios que se proponen, así como la justificación técnica de las modificaciones al Plan aprobado.

4. Congruencia de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción con las obligaciones contenidas en el Contrato, conforme al artículo 59 de los Lineamientos:

   La Solicitud es congruente con las obligaciones establecidas en el Contrato, de manera particular con las Cláusulas 5.2 y 5.4 del Contrato.

   Cabe hacer mención que los rubros del Plan de Desarrollo para la Extracción que no sufren modificación se mantienen en los términos aprobados por la Comisión mediante la Resolución CNH.12.004/2021 del 7 de diciembre del 2021.

   Lo anterior, en términos del apartado X del Anexo Único.

Se corrobora con las constancias que obran en el expediente respectivo de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión, al cual se hace referencia en el apartado III del Anexo Único.

III. Evaluación de las bases establecidas en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Derivado del análisis realizado en el apartado X del Anexo Único, la Solicitud cumple con las bases establecidas en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, conforme a lo siguiente:

1. Acelera el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país;

2. Eleva el factor de recuperación;

3. La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación;

4. Promueve el desarrollo de las actividades de Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país;

5. Considera la tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el Factor de Recuperación, en condiciones económicamente viables, y

6. Procura el aprovechamiento de gas natural asociado.

IV.Análisis económico.

Con base en los resultados del análisis realizado, esta Comisión considera que la Solicitud representa un proyecto económicamente viable para el Operador, antes y después del pago de Contraprestaciones e Impuestos, de acuerdo con la normativa aplicable.

Derivado de lo anterior, se espera obtener un flujo de recursos positivo para el Estado por concepto de Contraprestaciones a favor del Estado e Impuestos, durante el periodo productivo del proyecto.

Lo anterior, en términos del apartado V, inciso j) del Anexo Único.

V. Los Programas asociados al Plan de Desarrollo para la Extracción.

1. Programa de cumplimiento del porcentaje de Contenido Nacional y Capacitación y Transferencia de Tecnología.

   Mediante oficio 250.374/2023 del 30 de marzo de 2023, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía emitir opinión respecto del Programa de cumplimiento de porcentaje de Contenido Nacional.

   De igual forma, mediante oficio 250.375/2023 del 30 de marzo de 2023, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía emitir opinión respecto del Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología.

   Al respecto, esta Comisión aún no cuenta con la opinión que corresponde emitir, en el ámbito de sus atribuciones, a la Secretaría de Economía sobre dichos programas, motivo por el cual una vez que, en su caso, esa autoridad emita la opinión en sentido favorable, se tendrán por aprobados y formarán parte del Plan de Desarrollo para la Extracción.

   Lo anterior en términos del artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos y tomando en consideración la competencia material de la Secretaría de Economía en materia de Contenido Nacional.

Esta Comisión emite la presente Resolución sin perjuicio de la obligación del Operador de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el Plan de Desarrollo para la Extracción.

Lo anterior, en términos del apartado VIII del Anexo Único.

2. Sistema de Administración de Riesgos.

Por oficio 250.373/2023 del 30 de marzo de 2023, la Comisión remitió a la Agencia la Solicitud para que esta fuera considerada en los trámites o autorizaciones que al efecto el Operador tuviera iniciado ante dicha autoridad.

Cabe señalar que la presente Resolución se emite sin perjuicio de la obligación del Operador de cumplir la Normativa emitida por la Agencia, lo anterior atendiendo al esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Lo anterior, en términos del apartado VII del Anexo Único.

VI. Indicadores de supervisión del cumplimiento.

Conforme a las modificaciones propuestas por el Operador al Plan de Desarrollo para la Extracción, se identificaron los indicadores necesarios para evaluar el desempeño de la ejecución y supervisar el cumplimiento de las actividades programadas, tal como se establece en el apartado VI del Anexo Único, *Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la Extracción y métricas de evaluación de la modificación al Plan*, de conformidad con el artículo 103, fracción I de los Lineamientos.

Lo anterior, en términos del apartado VI del Anexo Único.

QUINTO.- Que derivado del análisis realizado por la Comisión en el Anexo Único en términos del Considerando que antecede, se concluyó que la Solicitud resulta adecuada desde un punto de vista técnico, por lo que es procedente aprobar la modificación propuesta por el Operador.

Sin perjuicio de lo anterior, para la ejecución de las actividades propuestas en la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción, el Operador deberá cumplir con la normativa emitida por esta Comisión, de manera particular en materia de

perforación de pozos, así como lo concerniente a las gestiones que deban llevarse ante la Agencia y demás autoridades administrativas, a fin de contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos que resulten necesarios para realizar las Actividades Petroleras establecidas en la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción materia de aprobación de la presente Resolución y la presentación de información que resulte necesaria para su seguimiento, todo ello de conformidad con el artículo 47 fracciones I, III, V y VIII de la Ley de Hidrocarburos y la Cláusula 13.1, incisos (a) y (d) del Contrato.

Cabe hacer mención que en caso de que sea necesario el acceso de terceros al Área Contractual o el Operador requiera el acceso a diversas áreas Contractuales o de Asignación, los Operadores Petroleros involucrados deberán procurar las gestiones que resulten conducentes para la ejecución de las Actividades Petroleras, en términos del artículo 98 de la Ley de Hidrocarburos.

Por lo expuesto y fundando, el Órgano de Gobierno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, por unanimidad de votos:

RESUELVE

PRIMERO.- Aprobar la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción referente al Área Contractual, en términos de los Considerandos Cuarto y Quinto de la presente Resolución y conforme al Anexo Único.

SEGUNDO.- Considerar las actividades materia de la presente Resolución en los indicadores de supervisión del cumplimiento del Plan de Desarrollo para la Extracción en términos del Considerando Cuarto de la presente Resolución.

TERCERO.- Hacer del conocimiento del Operador que el programa en materia de Contenido Nacional, así como el Programa de Capacitación y Transferencia de Tecnología, formarán parte integrante de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción, siempre y cuando se cuente con la opinión favorable que al efecto emita la Secretaría de Economía.

CUARTO.- Aprobar el Punto de Medición provisional del Área Contractual propuesto por el Operador conforme a lo señalado en el Considerando Cuarto de la presente Resolución y conforme al Anexo Único.

QUINTO.- Autorizar al Operador la modificación en las formas de Aprovechamiento del Gas Natural en términos del Considerando Cuarto de la presente Resolución.

SEXTO.- Notificar al Operador que deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos que resulten necesarios para realizar las actividades petroleras establecidas en la modificación al

Plan de Desarrollo para la Extracción, materia de aprobación de la presente Resolución. Asimismo, deberá atender la normativa aplicable emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos.

Lo anterior, con fundamento en el artículo 47 fracciones I, III, V y VIII de la Ley de Hidrocarburos.

SÉPTIMO.-Notificar el contenido de la presente Resolución al Operador y hacerla del conocimiento de las Secretarías de Energía, de Economía, de Hacienda y Crédito Público, de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, de la Dirección General de Consulta, así como de la Dirección General de Seguimiento de Contratos de esta Comisión, para los efectos a que haya lugar.

OCTAVO.- Inscribir la presente Resolución **CNH.02.01/2023** en el Registro Público de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Lo anterior con fundamento en el artículo 22, fracción XXVI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

CIUDAD DE MÉXICO A 13 DE ABRIL DE 2023

COMISIONADOS INTEGRANTES DEL ÓRGANO DE GOBIERNO DE LA COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS

AGUSTÍN DÍAZ LASTRA
COMISIONADO PRESIDENTE

NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO
COMISIONADO

HÉCTOR MOREIRA RODRÍGUEZ
COMISIONADO

SALVADOR ORTUÑO ARZATE
COMISIONADO