



**Dictamen Técnico de la modificación al Plan de
Desarrollo para la Extracción**

**Contrato CNH-R01-L02-A2/2015
Área Contractual 2**

Hokchi Energy S.A. de C.V.

Diciembre 2019



The logo for the Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) is displayed, consisting of the letters 'CNH' in a white box above the full name. To the right of the logo, there are several handwritten signatures in blue ink, including one that appears to be 'M' and another that looks like 'A'. There are also some blue scribbles and lines around the logo area.

I.	IDENTIFICACIÓN DEL OPERADOR Y DEL ÁREA CONTRACTUAL	3
II.	ELEMENTOS GENERALES DEL PLAN	4
III.	RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN	6
IV.	CRITERIOS DE EVALUACIÓN.....	7
V.	ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN	8
A)	CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DEL CONTRATO CNH-R01-L02-A2/2015	8
B)	MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN	9
C)	VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS	10
D)	COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO	12
E)	COMPARATIVO DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS PARA LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO	15
F)	EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	18
	OPINIÓN ECONÓMICA.....	18
G)	MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.....	25
H)	PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL.....	31
I)	ACTIVIDADES DE ABANDONO.....	31
VI.	MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN.....	32
VII.	SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	36
VIII.	PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL, CAPACITACIÓN Y TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA.....	37
IX.	SENTIDO DEL DICTAMEN TÉCNICO.....	37
A)	<i>ACCELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS.....</i>	<i>39</i>
B)	<i>ELEVAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN Y LA OBTENCIÓN DEL VOLUMEN MÁXIMO DE PETRÓLEO CRUDO Y DE GAS NATURAL EN EL LARGO PLAZO, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES...39</i>	<i>39</i>
C)	<i>LA REPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS, COMO GARANTES DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DE LA NACIÓN Y, A PARTIR DE LOS RECURSOS PROSPECTIVOS.....</i>	<i>40</i>
D)	<i>PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS.....</i>	<i>40</i>
E)	<i>LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES.....</i>	<i>40</i>
F)	<i>EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL</i>	<i>40</i>
G)	<i>MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.....</i>	<i>40</i>
	RECOMENDACIONES.....	43

Handwritten signatures and initials in blue ink, including "AVT" and "2".

I. Identificación del Operador y del Área Contractual

El Contrato CNH-R01-L02-A2/2015 (en adelante Contrato) para la Extracción de Hidrocarburos, bajo la modalidad de Producción Compartida, se celebró el 7 de enero de 2016 entre, por una parte, los Estados Unidos Mexicanos por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante Comisión) y por la otra parte Hokchi Energy, S.A. de C.V. y E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A. de C.V. (en adelante Operador)

Cabe señalar que de conformidad con la Cláusula 2.5 del Contrato, la empresa Hokchi Energy, S.A. de C.V. fue designada como Operador del mismo.

La vigencia del Contrato es de veinticinco (25) Años Contractuales a partir de la Fecha Efectiva, en el entendido de que continuarán vigentes las disposiciones que por su naturaleza tengan que ser cumplidas después de la terminación del Contrato, incluyendo sin limitar, las relativas al abandono, la indemnización y a la seguridad industrial y protección al medio ambiente. Asimismo, en caso de que el Operador esté al corriente con sus obligaciones conforme al Contrato, este podrá solicitar a la Comisión, hasta dos prórrogas de hasta cinco años cada una o hasta el límite económico de las áreas de Desarrollo en el caso que este último sea menor.

Ambas empresas son sociedades mercantiles constituidas y con personalidad jurídica de conformidad con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos, cuyo único objeto social es la Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Los datos del Contrato se muestran en la Tabla 1.

Datos Generales del Contrato	
Contrato	CNH-R01-L02-A2/2015
Estado y municipio	Frente a la costa de Tabasco
Superficie	39.598 (km ²)
Fecha de emisión / firma	07-enero-2016
Vigencia	25 Años Contractuales a partir del 07 de enero 2016
Tipo de Contrato	Extracción de Hidrocarburos Bajo la modalidad de Producción Compartida
Operador	Hokchi Energy, S.A. de C.V.
Profundidad para extracción	Polígono A toda la Columna Geológica Polígono B únicamente Cenozoico
Yacimientos y/o Campos	Hokchi
Colindancias	Campos: Xikin, Xanab y Yaxché
Otras características	Play: Turbiditas del Mioceno Medio, con cierres estructurales y estratigráficos

Tabla 1. Datos generales del Contrato. (Fuente: Comisión con datos del Contrato y del Operador)

II. Elementos generales del Plan

Antecedente

Desde la aprobación del Plan de Desarrollo al amparo del Contrato CNH-R01-L02-A2/2015 y mediante resolución CNH.E.26.001/18, del 27 de abril de 2018, Hokchi Energy inició los trabajos a fin de obtener el Primer Aceite durante julio de 2020.

La construcción de Hokchi Planta Paraíso inició con un retraso importante, comenzando los trabajos durante el mes de mayo de 2019, después de haber obtenido el permiso de construcción municipal. Ello supone una demora de alrededor de cinco meses, que impacta la fecha comprometida de Primer Aceite.

Con el objetivo de minimizar la pérdida de valor económico por el retraso presentado, se plantea una alternativa de entrega de petróleo y gas en instalaciones existentes de Pemex Exploración y Producción, la batería de Puerto Ceiba, a escasamente 600 metros de Hokchi Planta Paraíso, por lo que el Operador incorpora un punto de medición provisional dentro de los terrenos de la Planta, y entregando en flujo multifásico los hidrocarburos en la batería referida esto se plantea llevar a cabo de abril a noviembre de 2020 en lo que se termina la Planta Paraíso.

Alcance

La modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción (en adelante modificación al PDE) del contrato CNH-R01-L02-A2/2015 contempla recuperar un volumen de aceite de 148.6 MMB y 46 MMMPC de gas, los factores de recuperación a la fecha del término del contrato son 35.5% para el aceite y 35.6 % para el gas.

La inversión total del Plan de Desarrollo Modificado, será de 2,200.5 MMUSD.

El Área Contractual se localiza en aguas territoriales del Golfo de México a aproximadamente 27 km al noroeste del puerto de Dos Bocas, en una posición transicional entre las subcuencas Salina del Este y Comalcalco. La profundidad promedio de agua es del orden de los 30 m. La ubicación y vértices del Área Contractual se muestra en la Figura 1 y Tabla 2.

Handwritten notes and signatures in blue ink, including the word "Area" and a signature.

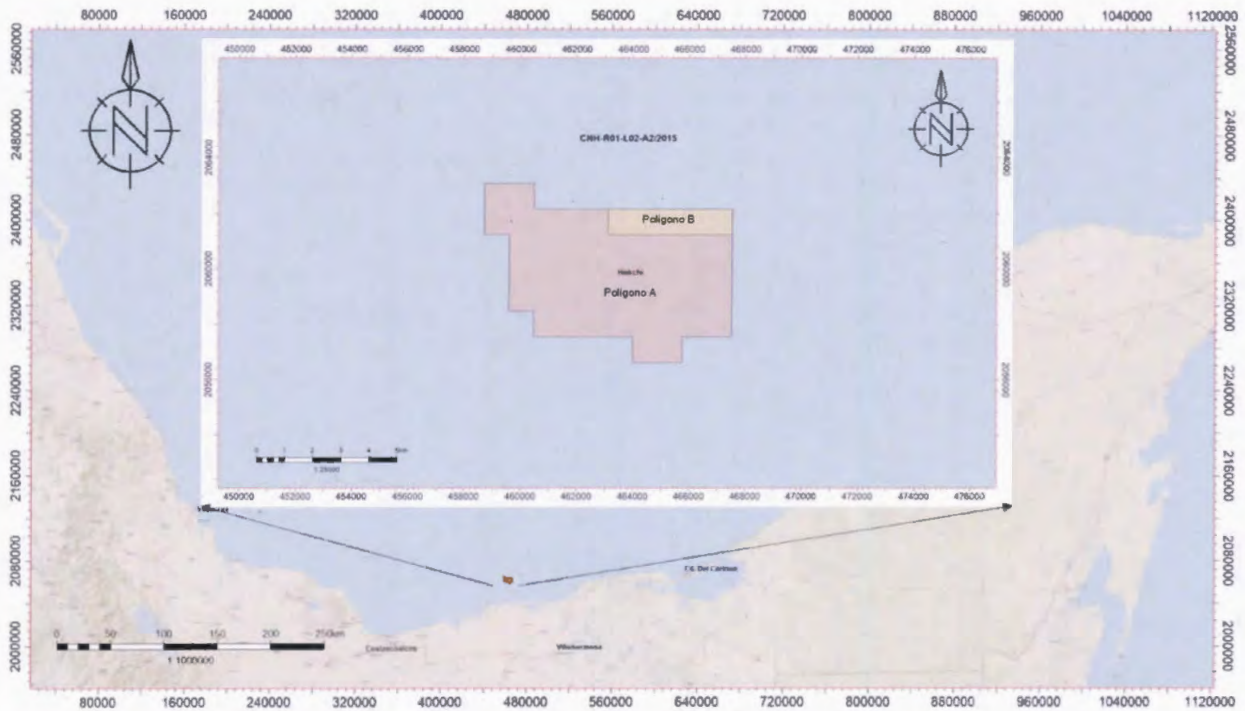


Figura 1. Ubicación del Área Contractual CNH-R01-L02-A2/2015.

(Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, en adelante referida como Comisión o CNH)

Los vértices que delimitan el Área Contractual están definidos por las coordenadas que se muestran en la Tabla 2.

Área Contractual	Campo/Polígono	Vértice	Oeste (Longitud)	Norte (Latitud)
2	Hokchi, Polígono A	1	93° 22' 30"	18° 39' 30"
		2	93° 22' 30"	18° 39' 00"
		3	93° 21' 00"	18° 39' 00"
		4	93° 21' 00"	18° 38' 30"
		5	93° 18' 30"	18° 38' 30"
		6	93° 18' 30"	18° 36' 30"
		7	93° 19' 30"	18° 36' 30"
		8	93° 19' 30"	18° 36' 00"
		9	93° 20' 30"	18° 36' 00"
		10	93° 20' 30"	18° 36' 30"
		11	93° 22' 30"	18° 36' 30"
		12	93° 22' 30"	18° 37' 00"
		13	93° 23' 00"	18° 37' 00"
		14	93° 23' 00"	18° 38' 30"
		15	93° 23' 30"	18° 38' 30"
		16	93° 23' 30"	18° 39' 30"
	Hokchi, Polígono B	1	93° 21' 00"	18° 38' 30"
		2	93° 21' 00"	18° 39' 00"
		3	93° 18' 30"	18° 39' 00"
		4	93° 18' 30"	18° 38' 30"

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual CNH-R01-L02-A2/2015 (Fuente: CNH con información del Contrato).

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'M' and '777']

III. Relación Cronológica del proceso de revisión

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del dictamen de la modificación al Plan de Desarrollo propuesto por el Operador, involucró la participación de tres direcciones generales de la Comisión: la Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, y la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica, además de, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), quien es la autoridad competente para evaluar el Sistema de Administración de Riesgos.

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto del Plan de Desarrollo presentado por el Operador para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:SS.7/3/56/2019 dictamen Modificación Plan de Desarrollo del Contrato CNH-R01-L02-A2/2015, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

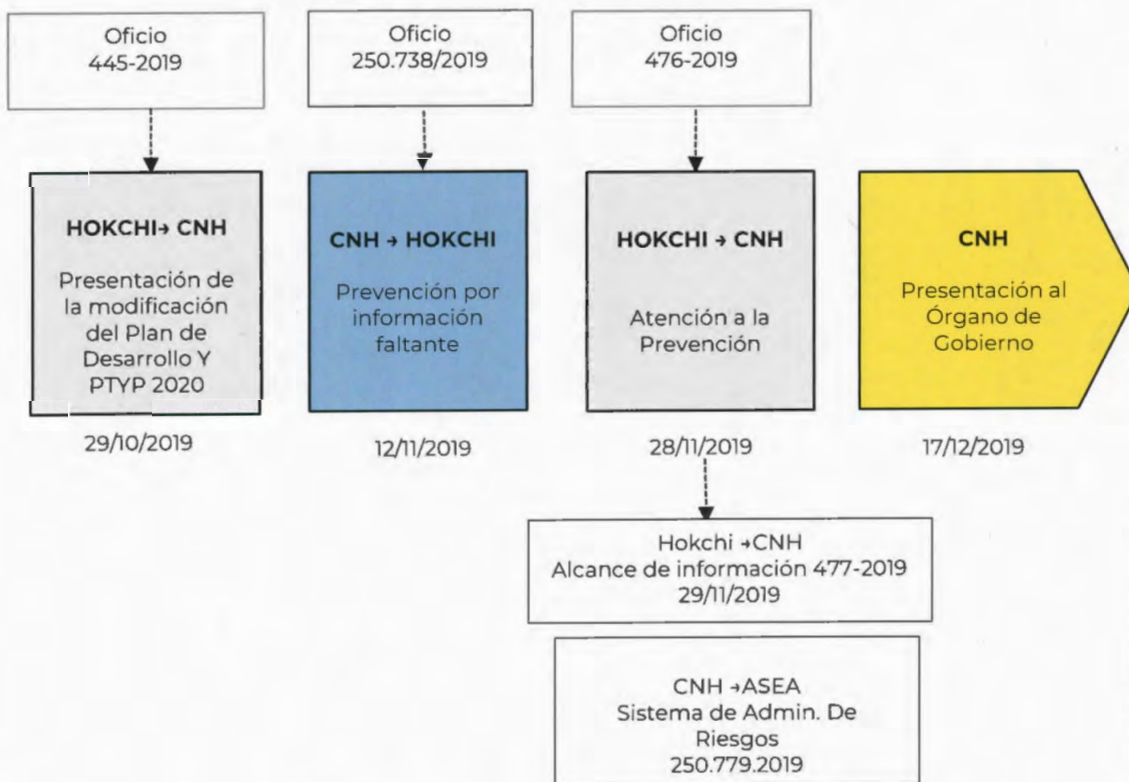


Figura 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución.
(Fuente: Comisión)

[Firmas manuscritas]

IV. Criterios de evaluación

Se verificó que las modificaciones propuestas por el Operador fueran congruentes y cumplieran con lo señalado en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y el Plan de Desarrollo propuesto permitan maximizar el Factor de Recuperación, el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural y los Mecanismos de Medición de la Producción de Hidrocarburos, en condiciones económicamente viables.

La Comisión consideró los principios y criterios previstos en los artículos 19, 22, 25, 26, 59, 62 de los "Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los Planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, modificados el 12 de abril de 2019" (en adelante, Lineamientos).

Al respecto, se advierte que el Plan de Desarrollo cumple con los requisitos establecidos en los artículos 22, 25, 59, así como el 62 penúltimo párrafo y 102, así como el Anexo II de los "LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos." (Lineamientos). Asimismo, se advierte que la modificación al Plan de Desarrollo es congruente con las obligaciones establecidas en el Contrato, de manera particular con las Cláusulas 5.2, 11.2, 11.3, 13.2, 14.1, 14.2, 14.3, 17.1, 18.3, 18.5. Adicionalmente, el Plan de Desarrollo cumple con los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH) y las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos (Disposiciones).

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Plan presentado por el Operador de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 22, 25, 59 y 62 penúltimo párrafo de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en la Modificación del Plan dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Contrato.

Las modificaciones propuestas al Plan de Desarrollo para la Extracción cumplen con los supuestos establecidos en el artículo 62 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

El Operador Petrolero podrá solicitar la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción, en el caso de que, derivado de cambios técnicos o económicos, los objetivos del Plan aprobado se modifiquen, para lo cual deberá solicitar la modificación en términos del Capítulo II del Título II de los Lineamientos.

En cumplimiento a dicho artículo, la modificación fue presentada por el Operador debido a que el avance actual del desarrollo de la Planta de Proceso e implementación de los Mecanismos de Medición necesarios para comenzar la Etapa Inicial aprobada en el Plan de Desarrollo vigente se encuentran en desarrollo y será terminada en noviembre de 2020, y considerando además que el Área Contractual es susceptible de iniciar producción, previo a la implementación de los Mecanismos de Medición aprobados.

En consecuencia, dicha modificación considera la adición de una Etapa Previa que incluye un ducto by pass de 8" y 850 m, un Punto de Medición provisional para Petróleo y Gas Natural e interconexiones a la batería de separación Puerto Ceiba donde será el

Handwritten signatures and initials in blue ink on the right side of the page, including a large signature at the top, a signature with 'M' next to it, and several other initials and marks.

punto de entrega y recepción hasta que sea terminada la Planta Paraíso en noviembre de 2020.

Aunado a lo anterior, la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción cumple con los requisitos establecidos en el artículo 22 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

- a) El Operador presentó la información mediante el formato MP y el instructivo establecidos por la Comisión;
- b) Adjuntó el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo;
- c) Presentó el documento que integra los apartados del Plan de que sufren modificación, y
- d) El Operador presentó una tabla comparativa de los cambios que se proponen, así como la justificación técnica de las modificaciones al Plan aprobado con la información y nivel de detalle establecido.

V. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

a) Características Generales y propiedades de los yacimientos del contrato CNH-R01-L02-A2/2015.

Las principales características generales geológicas, petrofísicas, propiedades de los fluidos y yacimientos, así como el factor de recuperación de los yacimientos incluidos en el Área Contractual se muestran en la Tabla 3.

Características Generales	Yacimiento R1
Área (km ²)	39.598
Año de descubrimiento	2009
Año de inicio de explotación	2020
Profundidad promedio (mvbnm)	2550
Elevación o tirante de agua (m)	30
Número y tipo de pozos del proyecto (núm.)	7 productores y 7 de inyectores
Sistemas Artificiales de Producción	BEC
Marco Geológico	
Era, Periodo y época	Mioceno Medio
Cuenca	Cuencas Terciarias del Sureste- Sub Cuenca de Comalcalco
Play	Turbiditas del Mioceno Medio, con cierres estructurales y estratigráficos
Régimen Tectónico	Extensional-Tectónica Salina
Ambiente de depósito	Abanicos turbidíticos
Litología almacén	Litoarenitas
Propiedades Petrofísicas	
Mineralogía	Arenas lítico-feldespáticas

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and the number 8.]

Saturación	SW 0.256 promedio
Porosidad y tipo	Efectiva 25-28%
Permeabilidad (mD)	Horizontal 20-600 mD
Espesor Neto y Bruto Promedio (m)	11m-20m
Relación promedio neto/bruto	0.57
Poder calorífico del gas (BTU/pc)	1299
Propiedades de los Fluidos	
Tipo de Hidrocarburos	aceite sub saturado
Densidad API	15.8-27.8
Viscosidad CP	1.7-29
Relación Gas Aceite Inicial	55 m ³ /m ³
Bo inicial y actual	1.140-1.277
Contenido de Azufre	0.003% molar (PVT Hokchi-101)
Presión de Sat.	140 kg/cm ²
Factor de conversión del gas	5800 pc/bpce
Propiedades del yacimiento	
Temperatura (°C)	83 °C
Presión Inicial (kg/cm ²)	390 kg/cm ²
Presión actual (kg/cm ²)	390 kg/cm ²
Contacto agua aceite	2595 mvbnm
Mecanismos de empuje principal	Expansión monofásica del aceite
Métodos de Rec. Secundaria	Inyección de agua
Métodos de Rec. Mejorada	Ninguno
Gastos actuales	Sin historia de producción
Gastos Máximos	Sin historia de producción
Fr Aceite % al límite contractual	37.2
Fr Gas % al límite contractual	36.8

Tabla 3. Características generales del Contrato.
(Fuente: CNH)

b) Motivo y Justificación de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción

Con base en el artículo 62, penúltimo párrafo de los Lineamientos, el Operador Petrolero podrá solicitar la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción, en el caso de que, derivado de cambios técnicos o económicos, los objetivos del Plan aprobado se modifiquen, para lo cual deberá solicitar la modificación en términos del Capítulo II del Título II de los Lineamientos.

Derivado de los retrasos en la construcción de la Planta Hokchi Paraíso y para mitigar la pérdida de valor, el Operador prevé una estrategia en la cual adelanta la producción de julio de 2020 a abril, esto instalando un punto de medición provisional y entregando los hidrocarburos en instalaciones de Pemex Exploración y Producción, batería de separación Puerto Ceiba.

Esta propuesta de modificación al Plan de Desarrollo inicia con el primer Aceite proveniente de los pozos Hokchi-4DEL y Hokchi-7 en abril 30 de 2020, producción que es entregada en Puerto Ceiba en flujo multifásico, continuándose la construcción de Hokchi Planta Paraíso hasta su conclusión en noviembre de 2020, y así entregar producción de crudo y gas, ya acondicionados, en la instalación de Pemex Logística en El Escribano.

Las principales acciones implementadas en esta modificación son las siguientes:

- La maximización de la infraestructura del proyecto originalmente aprobada y construida para esa fecha de 30 de abril 2020.
- El adelanto de la inyección de agua para julio de 2021.
- El uso acordado con Pemex Exploración y Producción de la batería de separación de Puerto Ceiba.
- La construcción de un ducto como by pass de Hokchi Planta Paraíso para llegar al oleoducto originalmente aprobado en Plan de Desarrollo.



Figura 3. Esquema de modificación al Plan de Desarrollo (Fuente: operador)

En el esquema se indican las instalaciones incluidas en el alcance original, en azul, y las instalaciones requeridas para ejecutar la Producción Adelantada, en rojo. El área en amarillo corresponde al área a ocupar por Hokchi Planta Paraíso.

c) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos

Los volúmenes de hidrocarburos en sitio para los yacimientos R1 y R2 del campo, no sufren modificación en su cuantificación respecto al Plan de Desarrollo aprobado mediante Resolución CNH.E.26.001/18 del 27 de abril de 2018, ya que el modelo estático y dinámico se mantiene.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

El volumen original y las reservas se muestran en la Tabla 4

	Volumen original		Categoría de reservas	Reservas			Factor de recuperación	
	Aceite MMB	Gas natural MMMPC		1P, 2P o 3P	Aceite	Gas	PCE	Aceite
			MMB		MMMPC	MMB	%	%
Propuesta Operador	418.6	129.4	1P	101.6	31.3	107.0	24.3	24.2
	418.6	129.4	2P	148.4	45.9	156.3	35.5	35.5
	418.6	129.4	3P	148.7	46.03	156.6	35.5	35.6

Yacimiento	Volumen Original de Hidrocarburos		Volumen a recuperar		Fr% a la vigencia del Contrato	
	Aceite (MMB)	Gas (MMMPC)	Aceite (MMB)	Gas (MMMPC)	Fr% Aceite	Fr% gas
R1	396.3	123.0	148.4	45.9	37.2	36.8
R2	22.3	6.4	0.3	0.1	1.3	1.5

Tabla 4. Volumen original y Reservas propuestas por el Operador. (Fuente: Comisión con la información presentada por el Operador)

Pronósticos de producción

Existen diferencias menores en los gastos de producción anuales respecto al Plan de Desarrollo aprobado inicialmente. Durante los dos primeros años, 2020 y 2021, el campo produce menos, debido a que se instalarán las bombas del tipo BEC desde el comienzo de la extracción, las cuales comenzarán a producir con caudales operativos restringidos, con el fin de preservar la integridad del equipo, y de esta manera evitar una reparación temprana en los pozos en las siguientes figuras se muestra los pronósticos de aceite y gas respectivamente.

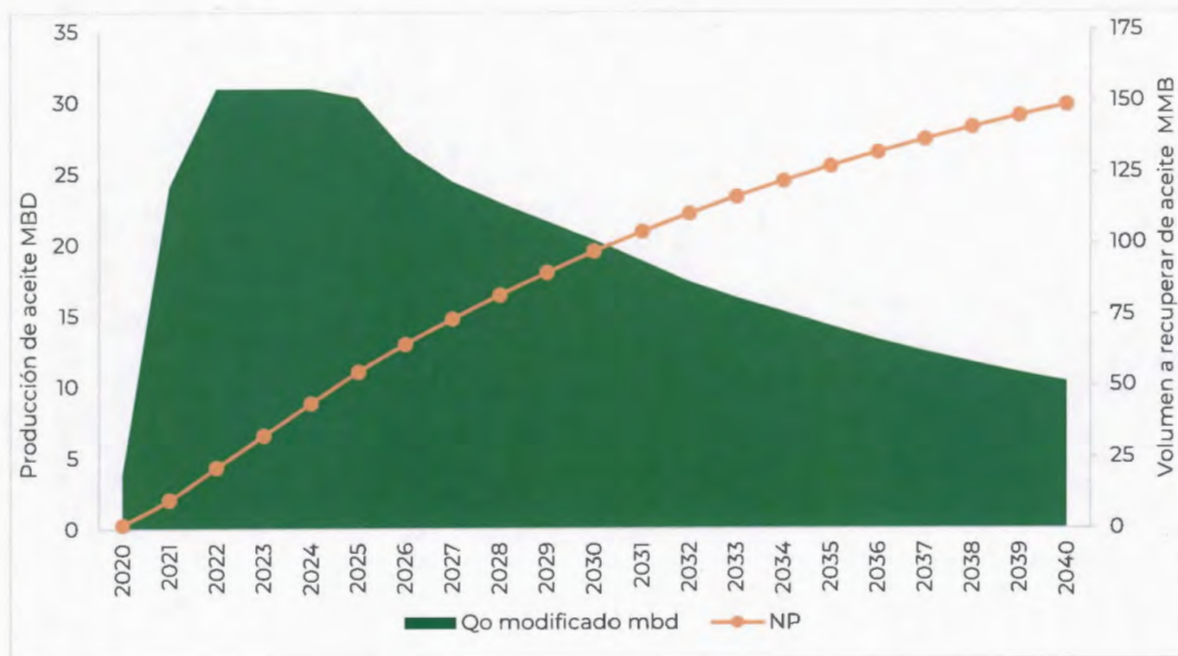


Figura 4 Pronóstico de producción de aceite Plan Modificado

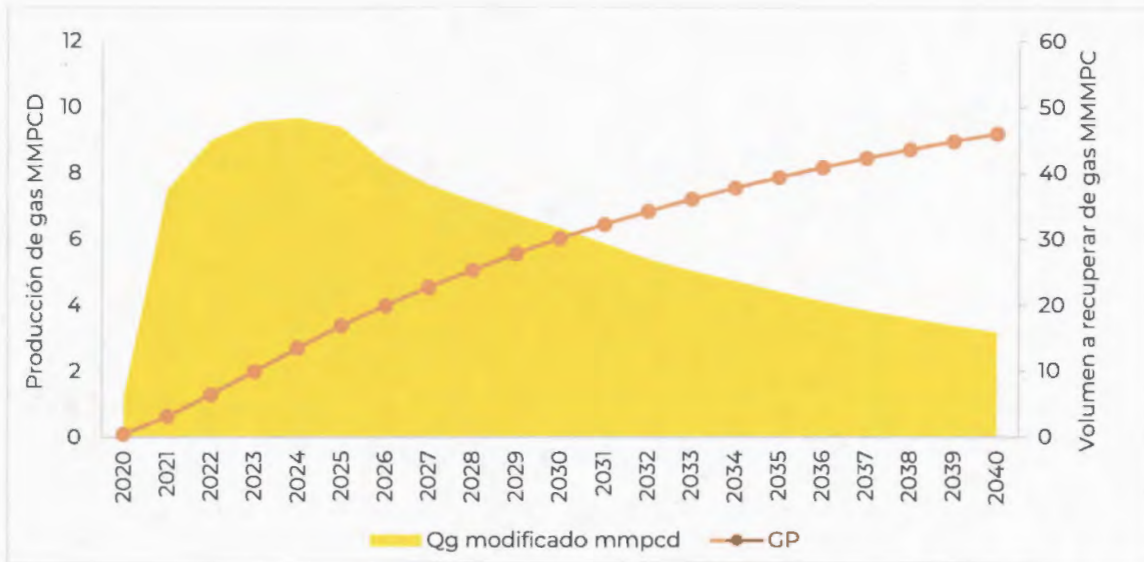


Figura 5. Pronóstico de producción de gas Plan Modificado

d) Comparativo de la actividad física del Plan vigente contra la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo

En la Tabla 5 se presenta un comparativo de la actividad física del Plan de Desarrollo Vigente y la actividad física de la modificación al Plan y en la Tabla 6 la infraestructura a realizar en la presente solicitud de modificación al Plan de Desarrollo (PDE).

Como puede apreciarse la actividad aprobada no se modifica solo se adiciona la infraestructura para la etapa de producción adelantada.

	Plan Vigente	Plan Modificado
Cantidad de pozos productores	7	7
Cantidad de pozos inyectoros	7	7
Geometría de pozos	Horizontal/desviado	Horizontal/desviado
Reparaciones ¹	45	49
Sistema artificial de producción	BEC	BEC
Recuperación secundaria	Inyección de agua	Inyección de agua
Producción acumulada de aceite [MMB]	147.8	148.6
Producción acumulada de gas [MMMPC]	45.4	46
Producción acumulada de agua [MMB]	165.3	162.9
Inyección acumulada de agua [MMB]	325.8	334.5
Producción acumulada por pozo productor [MMB]	22.2	22.4
Factor de recuperación para R1	37.23	37.4
Máximo caudal de aceite [MBD]	28.7	33.6
Caudal de inyección de agua total [MBD]	48.3	48.3

Tabla 5. Comparación de actividad física a realizar. (Fuente: Operador)

¹ En el Plan vigente se incluía el BEC y tres conversiones de pozo productor a inyector, en el modificado solamente incluye cambios de bomba BEC

Tipo de Infraestructura	Descripción	Uso Individual o Compartido	Inicio de Operación
PLATAFORMA	HOE- Plataforma marina central	Individual	3Q-2020
PLATAFORMA	HES-Plataforma marina satélite	Individual	2Q-2020
DUCTO PRODUCCIÓN	Oleogasoducto de producción a HPP	Individual	2Q-2020
DUCTO INYECCIÓN	Acueducto de inyección de agua de HPP a HOE	Individual	3Q-2021
DUCTOS ENTRE PLATAFORMAS	Oleogasoductos multifásicos entre HOE y HES	Individual	3Q-2020
UMBILICAL	Cable de potencia a plataformas de HPP	Individual	3Q-2020
PLANTA DE ACEITE	HPP - Planta de procesamiento de aceite	Individual	3Q-2020
PLANTA DE GAS	HPP - Planta de procesamiento de gas	Individual	3Q-2020
PLANTA PIAS	HPP - Planta inyección de agua salada	Individual	3Q-2021
PLANTA AGUA MAR	HPP - Planta de tratamiento de agua de mar	Individual	3Q-2021
PLANTA GENERACION	HPP - Planta de generación de energía	Individual	2Q-2020
INFRAESTRUCTURA	Infraestructura operativa - Talleres y oficinas	Individual	2Q-2020
GASODUCTO DEX	Gasoducto de exportación - HPP a HPE	Individual	3Q-2020
OLEODUCTO DEX	Oleoducto de exportación - HPP a HPE	Individual	3Q-2020
PUNTO ENTREGA	HPE - Punto de entrega y comercialización	Individual	3Q-2020
PRODUCCIÓN ADELANTADA	Ducto 8" - By Pass Planta de Procesamiento HPP	Individual	2Q-2020
PRODUCCIÓN ADELANTADA	Instalaciones para punto de medición provisional de hidrocarburo (Separador trifásico y patín de medición)	Individual	2Q-2020
PRODUCCIÓN ADELANTADA	Instalaciones para conexión a punto de entrega provisional	Individual	2Q-2020

Abreviaciones

HPP. (Hokchi Planta Paraíso)

HOE.(Plataforma Hokchi Oeste)

HES.(Plataforma Hokchi Este)

Nota. Lo que se encuentra en color verde es la infraestructura adicional, que construirá el Operador para la producción adelantada, la demás infraestructura queda en los términos ya aprobados)

Tabla 6 Tabla de Infraestructura (Fuente Operador)

En la Figura 6 y 7 se observa el comparativo de los escenarios del Plan Vigente y el escenario propuesto en la modificación del PDE, para aceite y gas.

Aceite	Plan vigente 2020-2040	Plan Modificado 2020-2040
Volumen a recuperar [MMB]	147.8	148.6

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

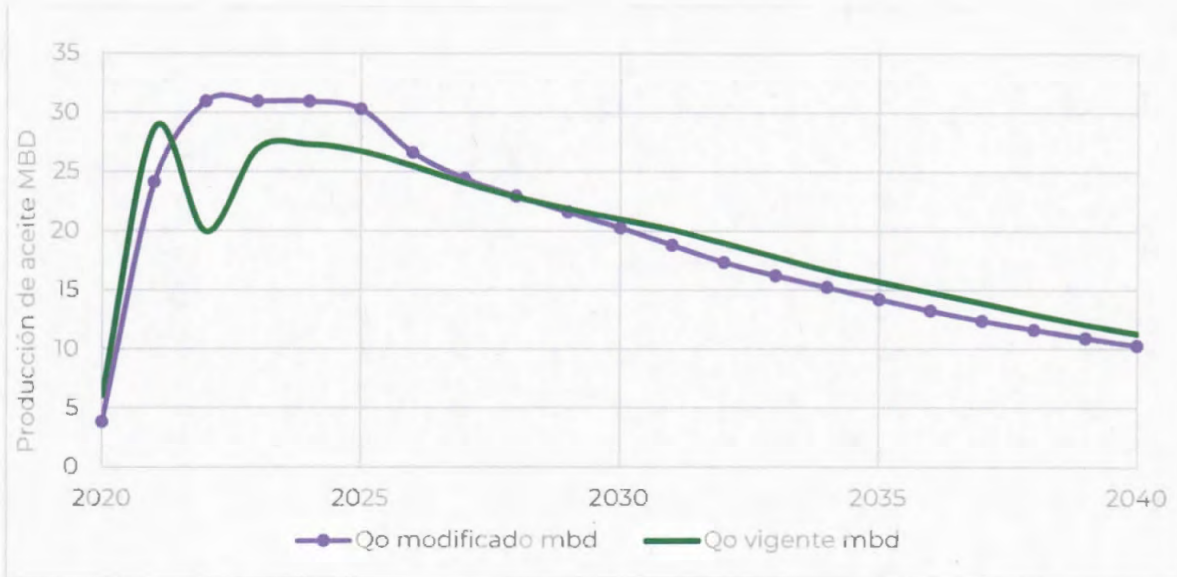


Figura 6. Comparativo de Pronóstico de producción de aceite. (Fuente: operador)

Gas	Plan vigente 2020-2040	Plan Modificado 2020-2040
Volumen a recuperar [MMMPC]	45.4	46

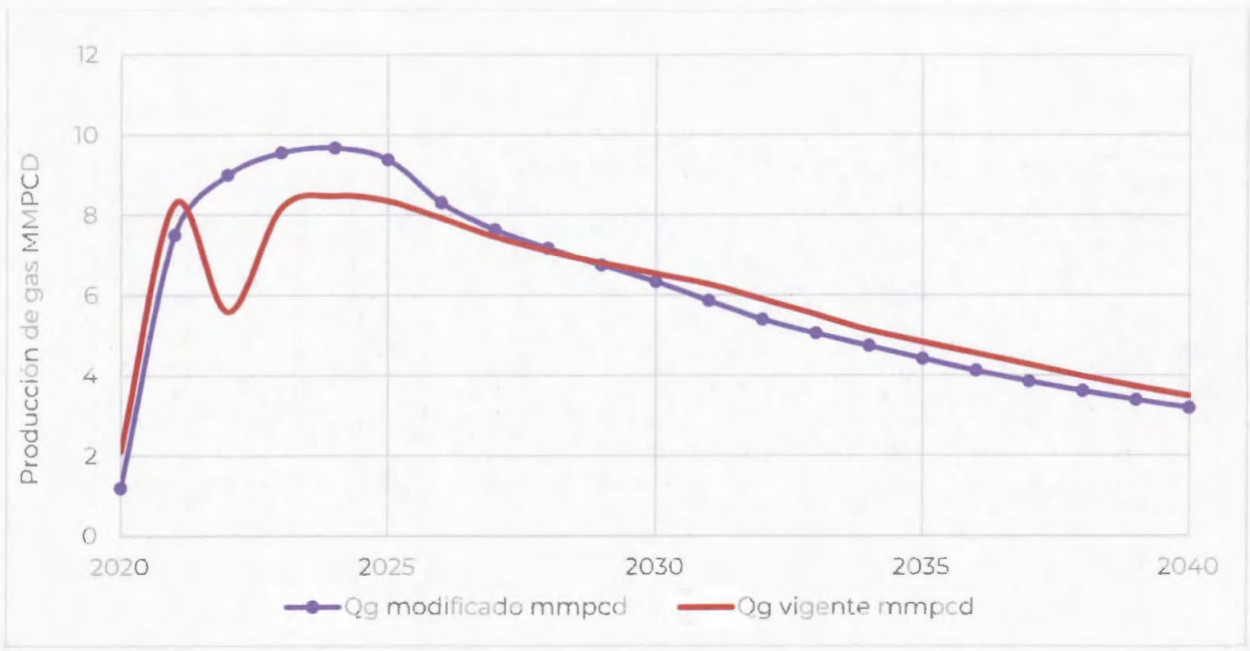


Figura 7. Comparativo de Pronóstico de producción de gas. (Fuente: Operador)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'AV' and '14'.

Hidrocarburo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Producción de aceite (MBD)	3.8	24.1	31.0	31.0	31.0	30.3	26.6	24.4	22.9	21.6	20.3
Producción de gas (MMPCD)	1.2	7.5	9.0	9.6	9.7	9.4	8.3	7.6	7.2	6.8	6.3

Hidrocarburo	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Volumen a recuperar (2020-2040)
Producción de aceite (MBD)	18.8	17.3	16.2	15.2	14.2	13.2	12.4	11.6	10.9	10.3	148.6
Producción de gas (MMPCD)	5.9	5.4	5.0	4.7	4.4	4.1	3.9	3.6	3.4	3.2	46.0

Tabla 7. Pronóstico de producción de aceite y gas de la modificación al Plan.
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Operador)

Actividad	2020	2021	2022	2023-2040	Total
Perforación	3	4	2		9
Terminación	6	4	4		14
Ductos*	8	1			8
Plataforma	2				2
Planta de Proceso	1				1

*Incluye ducto multifásico de Plataforma HES a HPP, 3 ductos entre plataformas, ducto by pass, 2 ductos de exportación, ducto de inyección de agua de HPP a HOE y toma de agua de mar.

Tabla 8. Propuesta de actividad anual para la Modificación del Plan de Desarrollo (PDEM).
(Fuente: Comisión con la información presentada por el Operador)

e) Comparativo de las alternativas evaluadas para la modificación del Plan de Desarrollo

En esta modificación del Plan de Desarrollo se incorpora un periodo de producción adelantada no contemplado en el Plan de Desarrollo aprobado, que permite obtener el primer aceite, con una infraestructura adicional mínima, y preservando el valor económico del proyecto. A continuación, se indica aquella infraestructura adicional a la aprobada originalmente en el Plan de Desarrollo.

- Diseño y construcción de instalaciones para el periodo de producción adelantada. Dichas instalaciones consisten en un ducto terrestre provisional que funcionará como by pass de la Hokchi Planta Paraíso, instalaciones para medición de los hidrocarburos producidos y conexión al punto de entrega provisional. El resto de

las instalaciones a utilizar son parte del Plan de desarrollo aprobado. El periodo de producción adelantada será de 7 meses, periodo donde esta infraestructura será empleada (Figura 3).

Asimismo, el resto de la infraestructura ya originalmente aprobada consiste en:

- Diseño, construcción e instalación de las plataformas HES-Plataforma Satélite (plataforma de producción Este) y HOE-Plataforma Central (plataforma de producción Oeste), no tripuladas y sin instalaciones de proceso. Durante parte del periodo de producción adelantada la Plataforma Satélite será tripulada, para posteriormente manejarse remotamente desde Hokchi Planta Paraíso.
- Diseño, construcción e instalación de ductos marinos.
- Diseño, construcción e instalación de umbilicales.
- Diseño, construcción e instalación del "shore approach" de ductos y umbilical hacia la planta de tratamiento en tierra.
- Diseño y construcción de la toma de agua de mar.
- Diseño y construcción del complejo Hokchi Planta Paraíso en tierra, compuesta por: Planta de tratamiento de aceite, gas y agua, Planta de inyección de agua, y Generación de energía eléctrica.
- Diseño y construcción de los ductos de exportación de gas y aceite desde Hokchi Planta Paraíso hasta el Punto de Entrega y medición fiscal en tierra.
- Recuperación y terminación de los 3 pozos perforados durante el Período de Evaluación en la plataforma satélite (Hokchi-4DEL como productor, Hokchi-5DEL y Hokchi-6DEL como inyectores), y conexión de los mismos a la correspondiente plataforma de producción.
- Perforación del pozo productor de desarrollo Hokchi-7, y conexión del mismo a la plataforma satélite.
- Recuperación y terminación de los pozos perforados durante el Período de Evaluación en la plataforma central (Hokchi-2DEL como productor y Hokchi-3DEL como inyector), y conexión de los mismos a la correspondiente plataforma de producción.
- Perforación y terminación de 4 pozos productores, 3 de los cuales serán horizontales y uno desviado. Los 4 serán conectados a la plataforma de producción central, de acuerdo al arreglo de instalaciones propuesto.
- Perforación y terminación de 4 pozos inyectores de agua, uno de los cuales será horizontal.



Cabe mencionar que, para la primera etapa del desarrollo, se ha considerado una vida útil de 2 años para el bombeo electro centrífugo. Esto implica una campaña de reemplazo de la totalidad de las bombas. Así mismo, dicha tasa de falla se extiende entre 2 y 3 años luego de 2022 hasta la finalización del contrato. En la tabla 1.6-1 se detallan la cantidad de intervenciones consideradas dentro del Plan.

Actividades físicas a realizar - Pozos	Número de actividades
Terminación de pozos en abandono temporal	5
Perforación y terminación de pozos productores	5
Perforación y terminación de pozos inyectores	4
Conversiones	0
Reparaciones mayores (RMA)	0
Reparaciones menores (RME)	49
Actividades físicas a realizar - Instalaciones	Número de actividades
Instalaciones producción adelantada - Ducto by-pass planta de procesamiento	1
Instalaciones producción adelantada - Instalaciones para punto medición provisional de hidrocarburos	1
Instalaciones producción adelantada - Conexión a punto de entrega provisional	1
Plataformas de producción	2
Ductos costa afuera para transporte de fluidos e inyección de agua	2
Ductos costa afuera entre plataformas para ensayo y control de pozos	1
Umbilical - Cable de potencia y datos	1
Ducto para toma de agua de mar	1
Ducto para efluentes de agua de mar	1
Arribo costero	5
Planta costa adentro de procesamiento de fluidos e inyección de agua	1
Ductos costa adentro hacia punto de entrega y medición	2
Instalaciones de entrega y medición	1

Tabla 9. Resumen de la actividad propuesta para la extracción. (Fuente: Operador)

En las siguientes tablas se muestran los indicadores de la alternativa de iniciar la producción el 30 de abril de 2019 y la alternativa de esperar a que esté lista la construcción de la Planta Hokchi Paraíso noviembre 2020

Los indicadores económicos resultantes de la evaluación económica 2016-2040 de la modificación del PDE son los siguientes:

Resultados	Unidades	Antes de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado	Después de impuestos y contraprestaciones, a favor del Operador
VPN	MMUSD	2328	172
VPI	MMUSD	1061	
VPN/VPI	ADIMENSIONAL	2.2	0.2
TIR	%	36	13

Tabla 10. Indicadores, antes y después de impuestos, que surgen de la actualización de la evaluación económica 2016-2040 del Plan de Desarrollo aprobado.

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top and several smaller ones below, some with the number '777' written next to them.]

En contraste, si el retraso no es compensado por ninguna estrategia, las consideraciones para la evaluación económica del desarrollo del campo Hokchi iniciando producción en noviembre 15 de 2020 son:

- Inicio de producción de hidrocarburos: 15 de noviembre de 2020.
- Curva de producción del Plan de Desarrollo aprobado desfasada del 15 de julio de 2020 a 15 noviembre de 2020.
- Inicio de inyección de agua igual al Plan de Desarrollo aprobado en febrero de 2022.
- Actualización de presupuesto considerando ejercicio real para los años 2016 a 2018.

De acuerdo con lo anterior, los indicadores económicos resultantes de la evaluación económica 2016-2040 cuando el inicio de producción se pospone hasta noviembre 15 de 2020 y no se adelanta la inyección de agua, se muestran a continuación:

Resultados	Unidades	Antes de impuestos y contraprestaciones a favor del Estado	Después de impuestos y contraprestaciones, a favor del Operador
VPN	MMUSD	2029	89
VPI	MMUSD	1058	
VPN/VPI	ADIMENSIONAL	1.9	0.1
TIR	%	30.9	11.6

Tabla 11. Indicadores, antes y después de impuestos, que surgen de la actualización de la evaluación económica 2016-2040 del Plan de Desarrollo aprobado.

f) Evaluación Económica

Opinión Económica

La opinión económica relativa a la modificación del PDE del Contrato CNH-R01-L02-A2/2015, se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión, observando:

- El desglose del Programa de Inversiones;
- La consistencia entre la información económico-financiera, y
- Una evaluación económica del proyecto de desarrollo, con base en la información presentada como parte de la modificación al Plan de Desarrollo.

a. Desglose del Programa de Inversiones

La modificación al Plan de Desarrollo considera costos totales del orden de 2,200.5 millones de dólares, correspondientes al período 2020 a 2040, de los cuales:

- 1,210.8 millones de dólares (55% del total) corresponden a inversiones, y
- 989.7 millones de dólares (45% del total) corresponden a gastos operativos.

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'A24', '777', and 'M']

A continuación se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de la modificación al Plan de Desarrollo elaborado por el Operador, desglosado por "Actividad" y "Sub-Actividad", de conformidad con lo establecido en los "Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos; de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público" (los Lineamientos de Costos).

Los 2,200.5 millones de dólares, contenidos en el Programa de Inversiones de la Solicitud de Modificación, se distribuyen en 3 Actividades, de conformidad con lo siguiente: Desarrollo (35%); Producción (60%), y Abandono (5%).

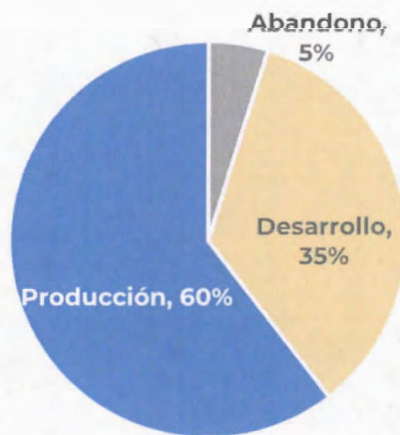


Figura 8 Distribución del Programa de Inversiones por Actividad
(Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por el Operador)

Actividad petrolera	Sub Actividad petrolera	Total	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Desarrollo	Construcción Instalaciones	276.1	271.0	5.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	General	72.9	29.9	23.4	19.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Geofísica	0.9	0.4	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Geología	5.6	3.8	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Ingeniería de Yacimientos	1.4	0.7	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Intervención de Pozos	17.2	0.4	0.1	0.6	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
	Otras Ingenierías	18.5	16.3	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Perforación de Pozos	353.1	129.7	169.0	54.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Pruebas de Producción	9.5	2.8	6.6	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	7.9	4.0	2.6	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Producción	Ductos	3.0	0.0	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	General	423.2	2.9	2.4	6.2	26.5	26.7	25.0	25.0	25.0	22.7	22.7

	Geología	4.7	0.0	0.0	2.0	1.4	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Ingeniería de Yacimientos	2.9	0.0	0.0	1.0	1.0	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Intervención de Pozos	309.5	0.0	10.3	17.2	17.7	13.8	17.6	13.7	17.6	13.7	17.6
	Operación de Instalaciones de Producción	557.2	19.8	22.3	25.3	28.2	25.3	28.7	26.4	28.5	26.2	29.0
	Pruebas de Producción	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	30.1	0.5	0.8	1.3	1.4	1.5	1.6	1.6	1.5	1.5	1.5
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	106.6	1.5	7.6	5.2	7.1	7.2	7.1	6.7	6.4	6.0	5.8
Total general		2,200.5	483.8	255.5	133.9	84.7	78.1	81.2	74.7	80.1	71.4	77.8

Actividad petrolera	Sub Actividad petrolera	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Desarrollo	Construcción Instalaciones	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	General ^b	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Geofísica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Geología	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Ingeniería de Yacimientos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Intervención de Pozos	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8
	Otras Ingenierías	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Perforación de Pozos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Pruebas de Producción	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Producción	Ductos	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
	General ^c	22.7	22.5	22.5	22.0	22.0	22.0	22.0	22.0	20.3	20.3	19.5
	Geología	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Ingeniería de Yacimientos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Intervención de Pozos	13.7	17.6	13.7	17.6	13.7	17.6	13.7	17.6	13.7	17.6	13.7
	Operación de Instalaciones de Producción	26.2	28.4	25.8	28.9	25.4	28.5	25.8	28.9	25.6	28.3	25.5
	Pruebas de Producción	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Abandono ^a	Desmantelamiento de Instalaciones	5.5	5.3	5.0	4.7	4.4	4.1	3.9	3.6	3.4	3.1	2.9
Total general		70.7	76.3	69.5	75.7	68.1	74.8	67.9	74.6	65.5	71.9	64.2

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Tabla 12 . Desglose del Programa de Inversiones (Fuente: Información presentada por el Operador)

Notas:

Las sumas pueden no coincidir con los totales por cuestiones de redondeo.
Montos en millones de dólares de los Estados Unidos.

- a. Los montos anuales de la Actividad Abandono corresponden a una estimación de aportaciones al Fideicomiso de Abandono, las cuales serán calculadas de conformidad a la cláusula 17.4 del Contrato.
- b. La Sub Actividad General considera: Realización de evaluaciones técnico-económicas; Seguimiento de gastos e inversiones y actualización de proyecciones; Gestión, soporte y administración de los procesos de licitación y adjudicación para las compras y contrataciones; Administración de contratos y elaboración de documentos relacionados con el seguimiento, y Soporte para la administración y control del proyecto.
- c. Considera: Gestión, soporte y administración de los procesos de licitación y adjudicación para las compras y contrataciones; Administración de contratos y elaboración de documentos relacionados con el seguimiento; Gastos generales de planta, soporte de tecnología informática, infraestructura, software, red de datos y telecomunicaciones; mantenimiento y soporte del sistema electrónico de registro de información, y Transporte Marítimo para necesidades operativas.

b. Consistencia de la información económico-financiera

Derivado del análisis realizado por la Comisión, se corroboró que la información económico-financiera presentada como parte de la modificación al PDE es consistente con las actividades físicas propuestas en el Campo. Asimismo, el Operador presentó dicha información de conformidad con lo establecido en los Lineamientos de Costos emitidos por la Secretaría de Hacienda.

c. Análisis del Programa de Inversiones

c.1 Criterios utilizados para el análisis

Las inversiones y costos incluidos como parte de la Solicitud de Modificación se evalúan a través de su comparación, por rubro, respecto a un rango determinado por la Comisión. Lo anterior con la finalidad de determinar si dichos costos se encuentran dentro de referencias del mercado de hidrocarburos.

La Comisión selecciona la mejor fuente de información a la que se pueda tener acceso, conforme a las alternativas descritas a continuación, con la finalidad de determinar el rango de referencia aplicable en cada caso:

- i. Consulta de una base de datos, o *benchmark* internacional, que pueda contener precios de referencia;
- ii. Consulta de otros proyectos presentados a la Comisión para la elaboración de Dictámenes, siempre y cuando se cuente con conceptos similares a los contenidos en el Presupuesto;
- iii. Revisión de información adicional presentada por el Operador, y
- iv. Consulta de fuentes alternativas, tales como especialistas en el sector, que permitan tener un comparativo de costos de referencia.

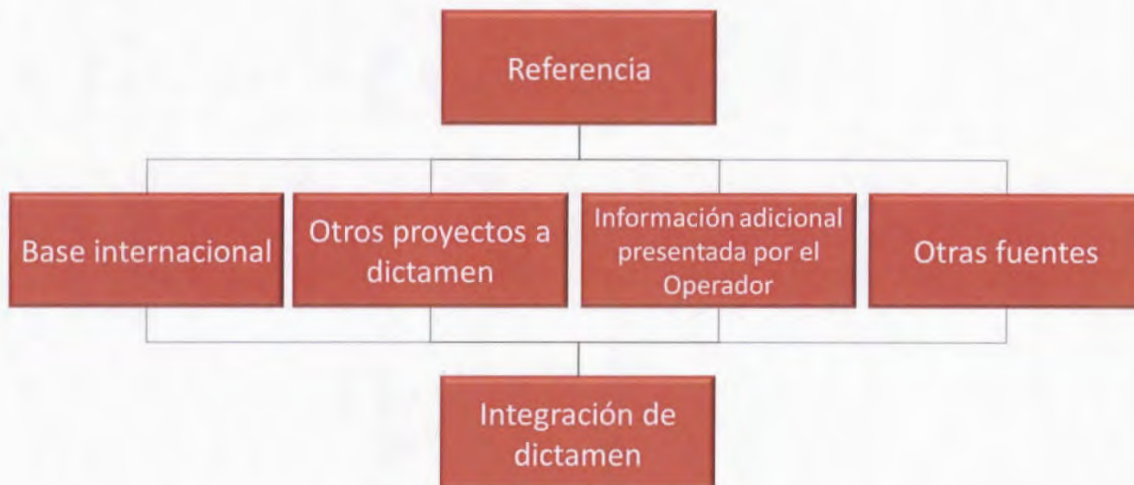


Figura 9. Criterios para seleccionar comparativo de referencia
(Fuente: Análisis de la CNH)

En cualquiera de los casos, la Comisión podrá solicitar al Operador mayor detalle sobre los rubros detallados en el Presupuesto, con la finalidad de elegir la mejor fuente de información para establecer los rangos de referencia de mercado.

Una vez que se obtienen las referencias puntuales de mercado, con base en la mejor información disponible, la Comisión determina un intervalo de confiabilidad respecto a la referencia puntual estimada, considerando como umbrales mínimos y máximos, el 90% y el 120% de la referencia puntual, respectivamente.

El mismo criterio para la construcción de rangos es aplicable a todas las fuentes de costos consultadas.

c.2 Resumen de los resultados del análisis

Con la finalidad de establecer los rangos aplicables para el análisis de los montos contenidos en el Programa de Inversiones, relativo al Contrato CNH-R01-L02-A2/2015, la Comisión consultó fuentes de información correspondientes a otros proyectos dictaminados por la propia Comisión.

Con base en el análisis realizado, se observa que los costos incluidos, se encuentran dentro de los rangos de referencia establecidos por la Comisión. A continuación, se presenta el resultado del análisis comparativo por cada Sub-Actividad:

Handwritten notes and signatures in blue ink, including the word 'Análisis' and several illegible signatures.

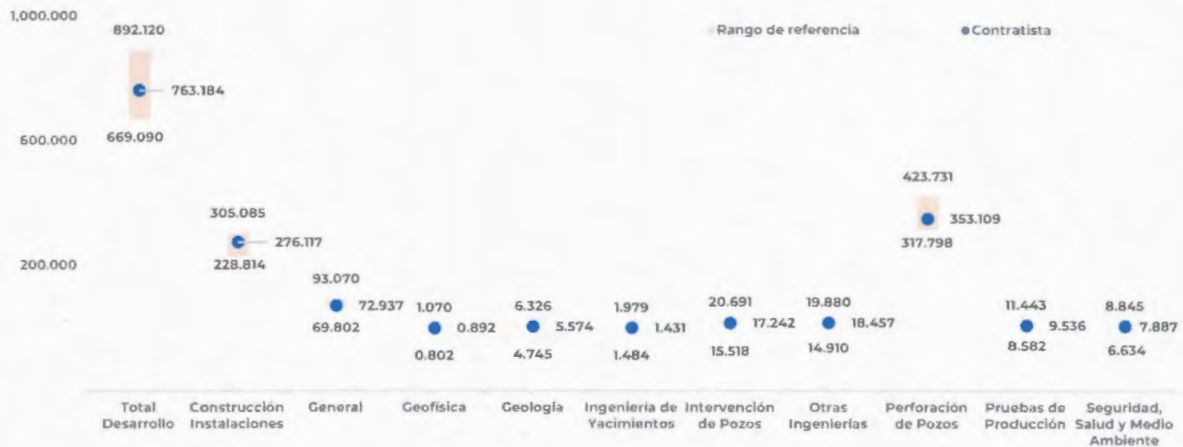


Figura 10. Análisis comparativo de costos por Sub-Actividad, Actividad Petrolera Desarrollo (Fuente: Análisis de la CNH con base en información del Operador y fuentes externas)



Figura 11. Análisis comparativo de costos por Sub-Actividad, Actividad Petrolera Producción (Fuente: Análisis de la CNH con base en información del Operador y fuentes externas)

d. Evaluación económica del proyecto de desarrollo

d.1 Premisas de la evaluación económica

A continuación, se resumen las principales premisas utilizadas para la evaluación económica realizada por la Comisión, obtenidas a partir de los perfiles de costos y producción, así como la propuesta de tipo de cambio presentados por el Operador:

Premisas	Valor	Unidades
Producción de aceite	148.7	millones de barriles
Producción de gas	23.8	miles de millones de pies cúbicos

Precio del aceite ^a	66.9	dólares por barril
Precio del gas ^a	3.5	dólares por millar de pie cúbico
Inversiones	1,104.2	millones de dólares
Gasto operativo ^b	1,096.3	millones de dólares
Tasa de descuento	10.0	%
Tipo de cambio	20.1	pesos / dólar

*Tabla 13. Premisas de la evaluación económica
(Fuente: Información presentada por el Operador)*

Notas:

- a. Promedio simple del perfil de precios presentado por el Operador.
- b. Considera Costos de Abandono presentados por el Operador como Inversiones.

d.2 Resultados de la evaluación económica

Como resultado de la evaluación económica realizada por la Comisión, se observa que, asumiendo una tasa de descuento del 10%, el valor presente neto (VPN) del proyecto antes del pago de regalías e impuestos, es equivalente a un total de 3,647.8 millones de dólares, mientras que el valor presente de las inversiones (VPI) es equivalente a 817.1 millones de dólares. Lo anterior representa una relación de VPN/VPI de 4.46, así como una relación beneficio costo (RBC) equivalente a 3.6.

Una vez incorporado el régimen fiscal previsto en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH), se obtiene que, después del pago de regalías y del pago del Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH), el VPN para el Operador es de 1,307.2 millones de dólares, lo que significa que el Estado capturará cerca del 75% de los flujos remanentes asociados con el Contrato CNH-R01-L02-A2/2015. En ese sentido, bajo las premisas económicas realizadas como parte de la evaluación, se espera que el Operador obtenga una relación VPN/VPI equivalente a 1.6, así como una RBC de 1.3.

Finalmente, como parte de la evaluación económica se hizo una estimación del VPN del Operador, asumiendo el pago del Impuesto sobre la Renta (ISR) bajo las reglas establecidas en la LISH y la Ley del ISR. Bajo dicho ejercicio, el Operador obtiene un VPN de 884.1 millones de dólares, lo que representa una relación VPN/VPI de 1.1, así como una RBC de 0.9.

A continuación, se muestran los resultados descritos:

Indicador	Antes del Pago de Contraprestaciones e ISR	Después del Pago de Contraprestaciones ^a	Después del Pago de Derechos e ISR ^b
VPN ^c (MMUSD)	3,647.75	1,307.23	884.12
VPI (MMUSD)		817.11	
VPN/VPI (USD/USD)	4.46	1.60	1.08
RBC (USD/USD)	3.56	1.25	0.87

*Tabla 14. Resultados de la evaluación económica
(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador)*

- a. Considera el pago Regalías y el IAEEH.
- b. Considera el pago Regalías, el IAEEH, e ISR.

d.3 Consideraciones

Con base en los resultados del análisis realizado, esta Comisión considera que la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción permitirá al Operador la realización de las actividades petroleras de forma oportuna y segura, atendiendo la normativa vigente en materia.

Finalmente, se destaca que, bajo los supuestos discutidos anteriormente y bajo las disposiciones previstas en la LISH y demás normativa aplicable, el proyecto analizado resulta viable y supone un flujo de recursos para el Estado durante el periodo de 2020 a 2040.

g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

Conforme a la información presentada por el Operador, se identificó que el apartado asociado a los Puntos de Medición no es objeto de modificación, por lo que la medición se mantiene en el esquema descrito y originalmente aprobado mediante la Resolución CNH.E.26.001/18 del 27 de abril de 2018.

No obstante, de conformidad con lo establecido en el Artículo 47 de los, LTMMH, el Operador como parte de la modificación al Plan de Desarrollo vigente (en adelante, Plan de Desarrollo), considera una etapa de medición previa a la implementación de los Puntos de Medición aprobados; la propuesta presentada incluye la instalación de un Punto de Medición provisional para Petróleo y Gas Natural.

De acuerdo con lo manifestado por el Operador, derivado al retraso en la obtención de los permisos de construcción de la Hokchi Planta Paraíso en el municipio de Paraíso, Tabasco, se requirió atrasar el cronograma de actividades de la planta y modificar otras actividades. La demora de los permisos impacta en la fecha original para la producción de hidrocarburos contemplada para el 15 de julio de 2020, misma que se retrasaría hacia noviembre 15 de 2020. Con la finalidad de evitar dicho atraso, el Operador presentó una ruta de producción para la entrega de petróleo y gas sin procesar en instalaciones existentes de Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP) en la batería de Puerto Ceiba, ubicada a 600 metros de Hokchi Planta Paraíso, esto a través de un Punto de Medición provisional. Esta propuesta permitirá contar con la primera producción proveniente de los pozos Hokchi-4DEL y Hokchi-7 en abril 30 del 2020, mientras se completa la construcción de Hokchi Planta Paraíso durante un periodo de tiempo hasta su conclusión en noviembre de 2020, dicha actividad el Operador la nombró como "etapa de producción adelantada". Así mismo, el Operador manifiesta que el esquema original de medición de hidrocarburos descrita en el Plan de Desarrollo, no se modifica, sino que incorpora un **Punto de Medición provisional de petróleo y gas natural** ubicados en la descarga de un Separador Trifásico y patín de medición adicional que permite realizar la medición de hidrocarburos durante el período de la etapa de producción adelantada.

La información presentada por el Operador asociada a la propuesta del Punto de Medición provisional se realizó en los términos establecidos en el artículo 42, párrafo segundo, tercero y cuarto de los LTMMH, el cual menciona lo siguiente:

" Artículo 42. De los Mecanismos de Medición. Como parte de los planes y para efectos de evaluación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición, el Operador Petrolero deberá entregar a la Comisión la información siguiente:

I. (...)

- II. (...)
- III. (...)
- IV. (...)
- V. (...)
- VI. (...)
- VII. (...)
- VIII. (...)
- IX. (...)
- X. (...)
- XI. (...)
- XII. (...)
- XIII. (...)
- XIV. (...)

Tratándose de Contratos cuyos campos se encuentren en Producción al momento de su suscripción o sean susceptibles de iniciar Producción previo a la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición conforme a los planes respectivos, el licitante ganador, el Operador designado con motivo de un proceso de migración o el Operador Petrolero, según corresponda, podrá presentar a consideración de la Comisión, con 15 días hábiles de anticipación al inicio de las actividades de Extracción, una propuesta de Punto de Medición provisional, a efecto de iniciar o continuar la Producción respectiva.

En su caso, **la propuesta de Punto de Medición provisional deberá contener, cuando menos, su identificación, ubicación, el Responsable Oficial, así como un mecanismo, sistema, procedimiento o acuerdo con algún Operador Petrolero** para llevar a cabo la medición, determinación o asignación del volumen, calidad y precio por cada tipo de Hidrocarburo.

Para la evaluación y, en su caso, aprobación de la Medición de Hidrocarburos en los Contratos a que se refieren los dos párrafos anteriores, la Comisión verificará la suficiencia y congruencia de la propuesta. (...)"

[Énfasis Añadido]

Por lo anterior, la Comisión verificó la suficiencia y la congruencia de la propuesta, con base en lo siguiente:

Identificación del Punto de Medición provisional propuesto

Dentro de la planta de procesamiento se construirá un ducto provisional de 8 pg. de diámetro (infraestructura adicional) con una longitud de aproximadamente 850 metros que cumplirá la función de by pass de la misma, el cual se vinculará con el ducto de exportación de 8 pg. de diámetro (infraestructura original).

Sobre el ducto de exportación y dentro del predio de las instalaciones de procesamiento Hokchi Planta Paraíso, se instalará un **separador trifásico que contará con equipos de medición a la descarga para cada fase producida (Punto de Medición provisional)**,

posteriormente las fases se juntarán, transportarán y entregarán como fluido multifásico. Dicho sistema se puede identificar dentro de la siguiente Figura 12.

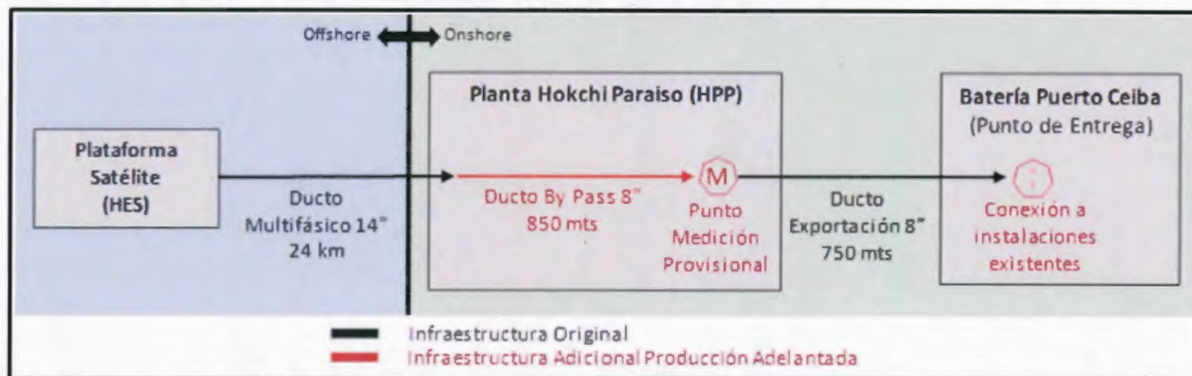


Figura 12. Identificación del Punto de Medición provisional de Petróleo y Gas.

Ubicación del Punto de Medición provisional propuesto

El Punto de Medición provisional para Petróleo y Gas Natural se ubicarán en terrenos que forman parte de la construcción de la Hokchi Planta Paraíso, los hidrocarburos serán medidos de manera dinámica a la descarga del separador trifásico, los cuales serán enviados a las instalaciones de PEP. El Operador presentó las coordenadas geográficas donde se ubicará el **Punto de Medición provisional** dentro del predio de las instalaciones de procesamiento Hokchi Planta Paraíso, las cuales se identifican en la siguiente Tabla 15.

Instalación	Latitud	Longitud
Hokchi Planta Paraíso	18.429321 ° (latitud norte)	93.246539 ° (longitud Oeste WES84)

Tabla 15. Coordenadas geográficas del Punto de Medición provisional de Petróleo y Gas.

Responsable Oficial

El Operador presentó los datos del responsable oficial, designando como su representante legal al Dr. Vinicio Suro Pérez, persona que será responsable de los Mecanismos de Medición y de la comunicación con la Comisión en materia de los LTMMH.

Sistema de Medición del Punto de Medición provisional

De acuerdo con la información presentada por el Operador el Punto de Medición provisional, estará integrado por un separador trifásico que contará con equipos de medición para cada fase producida (líquidos "agua, petróleo" y gas natural), en este sistema de medición se determinará el volumen neto y calidad de hidrocarburos producidos, previo a su entrega a la batería de separación Puerto Ceiba, instalación bajo la operación de PEP. Los Sistemas de Medición de Petróleo y Gas estarán integrados por equipos tipo Coriolis y ultrasónico, respectivamente. El diseño de los Sistemas de Medición para petróleo y gas será ejecutado considerando las recomendaciones de la normatividad aplicable en medición y las características físicas y químicas del aceite y gas a ser medido tales como viscosidad, densidad (gravedad API), propiedades corrosivas, abrasivas o de lubricidad, presencia de parafinas o materiales extraños, presión de vapor, perfil de velocidades del fluido, evitar ruido e interferencia acústica, resistencia a la

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'M', 'Suro', and others.]

corrosión del medidor principal, condiciones de presión y temperatura de servicio y ambiente y formación de depósitos en el medidor

La selección del medidor estará basada en rango de caudal, presión de operación, máxima caída de presión permisible, temperatura de operación del líquido y la temperatura ambiente, tipo de operación (continua), localización, el espacio disponible, y el tipo de control requerido para el sistema de medición, frecuencias de calibración y mantenimiento.

El Operador menciona que la selección, instalación, performance, operación, mantenimiento de los instrumentos de medición líquidos se realizarán con base en los criterios y recomendaciones indicados en el Manual de medición de aceite API MPMS Capítulo 5.6. y para el gas de acuerdo con; AGA 9.

Los equipos e instrumentos electrónicos estarán certificados como aptos para la clasificación del área determinada y estarán diseñados para soportar las condiciones ambientales extremas del lugar de instalación.

Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición provisionales mediante el Oficio 250.783/2019 de fecha 06 de diciembre de 2019, a lo cual mediante Oficio 352-A-I-055 de fecha 10 de diciembre de 2019, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición provisionales presentada por el Contratista y correspondiente al Área Contractual 2 asociado al Contrato CNH-R01-L02-A2/2015 *"...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la Comisión relacionado con esta propuesta."*, manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

- 1) De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
- 2) Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los Lineamientos Técnicos.
- 3) De acuerdo a lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los hidrocarburos a evaluar en el punto de medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos, observando en todo momento lo indicado en este artículo.
- 4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos lineamientos.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top, a signature in the middle, and initials 'M' and '777' at the bottom.

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Puntos de Medición provisionales propuestos por el Operador cumplen con lo establecido en los LTMMH, es decir, es posible llevar a cabo la medición y determinación del volumen y calidad de cada tipo de Hidrocarburo del Área Contractual, en términos del presente análisis técnico y la evaluación correspondiente.

Comercialización de los Hidrocarburos

La estrategia para el manejo y comercialización presentada por el Operador se centrará primeramente en la etapa de Producción Adelantada, durante la cual, la producción será entregada en condición multifásica, hasta tanto entre en operación la Hokchi Planta Paraíso. Durante la etapa de Producción Adelantada, la producción será entregada, como pago en especie de las Contraprestaciones que al Estado le corresponden, en el Punto de Medición Provisional ubicado aguas abajo de un separador trifásico que será instalado a la salida del predio B, para su entrega en la Batería de Separación Puerto Ceiba, operada por Pemex Exploración y Producción (PEP).

En la Batería de Separación Puerto Ceiba, se recibe la producción de la zona para posteriormente derivarla a un separador trifásico, para luego mezclarlas en un colector de salida que deriva en un ducto de flujo multifásico que lleva la producción a la Terminal Marítima Dos Bocas (en adelante, TMDB) para su procesamiento. El punto de entrega para el inicio de la producción del Área Contractual Hokchi, se ubicará sobre dicho colector, que cuenta con una derivación y válvula existente para la conexión con la infraestructura de recolección de Hokchi.

Por lo que respecta a la segunda etapa, en cuanto inicien las operaciones de Hokchi Planta Paraíso, el crudo acondicionado y el gas deshidratado serán entregados en la instalación de Pemex Logística denominada "El Escribano", mediante la interconexión a las líneas L-1, L-2 y L-3 de petróleo y el gasoducto Castarrical-TMDB, instalaciones operadas por Pemex Logística.

Derivado de lo anterior, el Operador ha identificado al mejor comprador posible, atendiendo a la maximización del valor de venta y minimización de los riesgos asociados a la recolección, procesamiento y separación de los Hidrocarburos, así como del transporte y distribución. Para lo cual consideró, como mecanismos para la determinación del precio de venta del Petróleo, las condiciones de entrega, un descuento adicional de los mayores costos asociados a la recolección y procesamiento de los Hidrocarburos con posterioridad, estimando dicho impacto en una deducción aproximada de 1.35 [USD/bl] respecto al precio aplicable a la etapa de producción regular.

En virtud de lo anterior, cabe resaltar que, dadas las condiciones y posiciones de México en el mercado, es de esperar que el mecanismo de determinación del precio de venta efectivo para la fase de Petróleo se encuentre referenciado a un crudo mexicano de exportación ajustado por un diferencial de calidad, costos, entre otras variables.

Por su parte, para la determinación del precio del Gas Natural, el Operador manifiesta que, no se prevé un impacto material en el precio de venta correspondiente a la fase de Gas Natural, contenida en la Producción Adelantada respecto del aplicable a la etapa de producción regular contemplada en el Plan de Desarrollo aprobado. Sin embargo, se destaca que al ser México una economía netamente importadora de gas, se espera que el mecanismo de determinación del precio de venta efectivo para el Gas Natural se

encuentre basado en una referencia de importación de gas, ajustado por un diferencial de calidad, costos logísticos, entre otras variables.

Esta estrategia comercial, no concibe el desarrollo de instalaciones de comercialización aguas abajo del Punto de Medición provisional, ni para la posterior entrega en la instalación denominada "El Escribano", toda vez que la infraestructura necesaria para el desplazamiento de los Hidrocarburos, fueron considerados por el Operador como parte del Punto de Medición provisional y definitivo. Por consecuencia, no existen costos de transporte, Almacenamiento, logística y demás costos asociados para el traslado y comercialización de Hidrocarburos entre el Punto de Medición y el lugar de entrega.

Por lo que respecta al volumen de entrega, el Operador presentó el pronóstico de producción para la etapa de Producción Adelantada, que espera tener, antes del inicio de operaciones de la Hokchi Planta Paraíso, mismo que se resume en la siguiente gráfica:

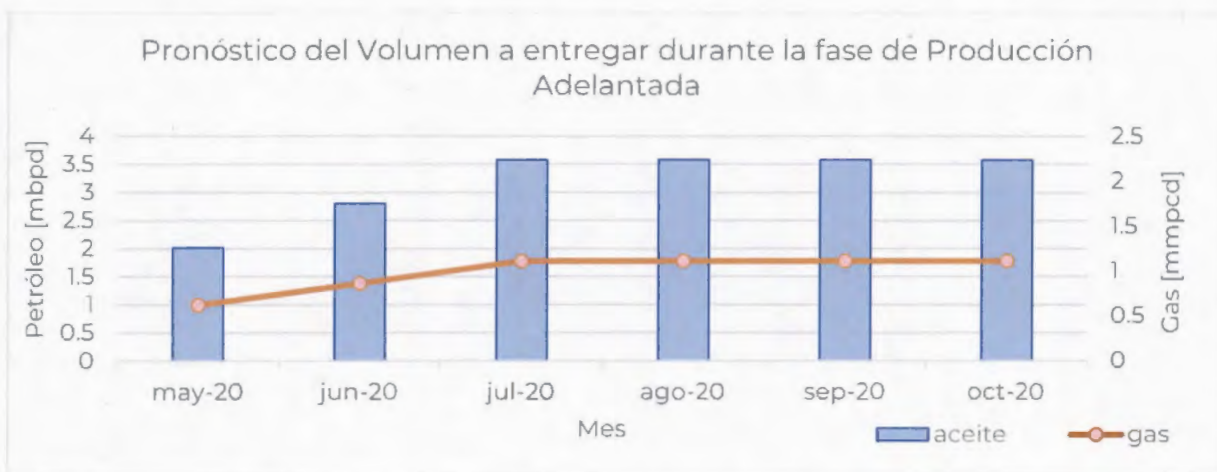


Figura 13. Pronóstico de producción para la etapa de Producción Adelantada.

En virtud de lo anterior, y como resultado de las pruebas de producción que se tuvieron en los pozos Hokchi-4 y Hokchi-6, se espera que la fase de Petróleo tenga una calidad estimada de 27° API y un contenido de Azufre 2.75%.

Por lo que respecta al gas asociado, se espera que esta fase tenga la siguiente calidad:

Componente	% Molar (Base seca)
Metano	68.314
Etano	13.060
Propano	11.352
i-Butano	0.121
n-Butano	2.009
i-Pentano	0.673
n-Pentano	0.784
Hexanos+	0.472
Nitrógeno	3.014
Dióxido de Carbono	0.201
Sulfuro de Hidrógeno	0.0
Oxígeno	0.0

Tabla 16 Calidad esperada del Gas.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top right and several smaller initials below it.

Finalmente, el Operador presentó para evaluación y aprobación de esta Comisión, los Procedimientos de Entrega-Recepción, en cumplimiento de lo dispuesto en la Cláusula 11.2 del Contrato, mismo que será atendido conforme a la referida Cláusula. Sin menoscabo de lo anterior, se reitera al Operador que, al objeto de realizar de manera segura y eficiente las actividades de entrega del Hidrocarburo que, como pago en especie de las Contraprestaciones le corresponden al Estado, es necesario que se suscriba con el/los Comercializador(es) del Estado, el/los Acuerdos Operativos necesarios para el desarrollo de las actividades en comento.

Dicho Acuerdo Operativo deberá contener, entre otros temas:

- Nominaciones de Hidrocarburos,
- Condiciones y puntos de entrega de los Hidrocarburos,
- Programas de Mantenimiento,
- Mecanismos para la verificación del volumen y calidad de los Hidrocarburos entregados,

Por lo anteriormente expuesto, se considera que, con la información proporcionada por el Operador, se da cumplimiento al numeral 4.2.5 de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos al ser consistente con la filosofía de operación del Operador, considerando la infraestructura disponible y el aporte de producción para la el establecimiento de las estrategias comerciales que representen una maximización del valor de los Hidrocarburos.

h) Programa Aprovechamiento del Gas Natural

El aprovechamiento de gas durante el desarrollo del campo Hokchi estará basado en el uso eficiente del gas producido.

Durante el periodo de producción adelantada los hidrocarburos producidos serán transferidos al punto de venta como fluido multifásico, y con ello la totalidad del gas será transferido al punto de venta y su aprovechamiento será de 100%.

Una vez finalizado dicho período, y habiendo entrado en operaciones Hokchi Planta Paraíso, se mantendrá en los términos aprobados originalmente en el Plan de Desarrollo aprobado mediante resolución CNH.E.26.001/18 del 27 de abril de 2018. De esta forma el gas se utilizará principalmente como gas combustible (autoconsumo) para generación eléctrica propia y servicios auxiliares; el remanente será destinado a la transferencia (venta).

Se alcanzará y mantendrá un nivel de aprovechamiento de gas mínimo de 98% anual. Un máximo de 2% de gas se utilizará en los consumos de pilotos y gas de barrido de los sistemas de desfogue y eventualmente en las quemas controladas por mantenimientos de equipos principales, libranzas y movimientos operativos.

i) Actividades de abandono

Cabe mencionar que el esquema de infraestructura adicional para la etapa de producción adelantada, hace uso de la infraestructura original del Proyecto aprobado, la cual será utilizada luego de terminada esta etapa. Sin embargo, conviene mencionar que únicamente el ducto que se utilizará como by pass en la Planta será desvinculado, el resto del abandono se mantiene en los términos aprobados anteriormente conforme a los artículos 17.1, 17.3 y 17.4 del Contrato y de acuerdo con el Plan de Desarrollo originalmente aprobado mediante resolución CNH.E.26.001/18 del 27 de abril de 2018.

VI. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la Extracción y métricas de evaluación de la modificación al Plan

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en la modificación del PDE, a continuación, en la Tabla 16 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme a los artículos 102 inciso a), b), d), e), f) y g) y 103 fracción I de los Lineamientos, así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 43, fracción III de la Ley de Hidrocarburos.

Característica	Pozos perforados	Terminación de pozos
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de avance entre los pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año	Porcentaje de avance entre los Pozos terminados en el año respecto a los programados en el año
Unidad de medida	porcentaje	porcentaje
Fórmula o descripción del indicador	$DPP = \frac{PP_{real}}{PP_{plan}} * 100$	$DTP = \frac{TP_{real}}{TP_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Mensual

Característica	Gasto de operación	Inversión
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de avance del gasto de operación real con respecto a lo programado en el año	Porcentaje de avance de las inversiones reales con respecto a lo programado en el año
Unidad de medida		
Fórmula o descripción del indicador	$DGO = \frac{GO_{real}}{GO_{plan}} * 100$	$DGO = \frac{I_{real}}{I_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Mensual

Característica	Producción	Aprovechamiento de Gas Natural
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada real del yacimiento real con respecto a la pronosticada en un tiempo determinado	Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento de gas real respecto al programado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \frac{PA_{real} - PP_{plan}}{PA_{plan}} * 100$	$DAGN = \frac{AGN_{real} - AGN_{plan}}{AGN_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Mensual	Mensual

Periodo de reporte a la Comisión	Mensual	Mensual
----------------------------------	---------	---------

Característica	Cumplimiento de los Planes
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de desviación de la producción acumulada real (PA real) con respecto a la pronosticada (PA Plan) para 5 años
Unidad de medida	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DPA = \frac{PA_{real} - PA_{plan}}{PA_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Quinquenal
Periodo de reporte a la Comisión	Quinquenal

Característica	Factor de recuperación	Productividad
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado	Producción promedio de un pozo o grupo de pozos entre el total de pozos
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Barriles por día (bpd)
Fórmula o descripción del indicador	$DFR = \frac{FR_{real} - FR_{plan}}{FR_{plan}} * 100$	Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo
Frecuencia de medición	Trimestral	Mensual
Periodo de reporte a la Comisión	Trimestral	Mensual

Característica	Contenido Nacional	Desarrollo de reservas
Metas o parámetros de medición	Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado	Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado
Unidad de medida	Porcentaje de desviación	Porcentaje de desviación
Fórmula o descripción del indicador	$DCN = \frac{CN_{real} - CN_{plan}}{CN_{plan}} * 100$	$DDR = \frac{DR_{real} - DR_{plan}}{DR_{plan}} * 100$
Frecuencia de medición	Anual	Trimestral
Periodo de reporte a la Comisión	Anual	Trimestral

Característica	Metas o parámetros de medición	Unidad de medida	Fórmula o descripción del indicador	Frecuencia de medición	Periodo de reporte a la Comisión
Presión por yacimiento	Caída de la presión por yacimiento	Magnitud de la caída de presión	$\Delta P = P_A \text{ la fecha de presentación del Plan} - P_{Actual}$	Trimestral	Trimestral

Tabla 16. Indicadores de desempeño.
(Fuente: Comisión)

Conforme al análisis de las actividades que se contemplan en el PDE, la Comisión determinó los siguientes indicadores de desempeño para la revisión de la eficiencia operativa.

Seguimiento del Plan: Con base en el artículo 31, fracciones VI y VIII de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22, fracciones XI y XIII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Operador en el Área Contractual, con el fin de verificar que el proyecto se lleve a cabo, de acuerdo con las Mejores Prácticas Internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el valor de los Hidrocarburos. Por lo anterior, se presentan los indicadores que utilizará la Comisión con el fin de dar seguimiento a la modificación del PDE.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del PDE, se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la
- ii) *Solamente se adiciona lo referente a la etapa de producción adelantada, lo demás se mantiene en los términos ya aprobados en la Resolución CNH.E.26.001/18 del 27 de abril de 2018.*
- iii) *Tabla 17.*

Actividad	Programadas	Ejercidas	Porcentaje de desviación
Terminación de pozos en abandono temporal	5		
Perforación y terminación de pozos productores	5		
Perforación y terminación de pozos inyectores	4		
RME	49		
Ducto by-pass	1		
Punto de medición provisional	1		
Punto de entrega provisional	1		
Plataformas	2		
Planta de proceso	1		
Instalaciones de entrega y medición	1		

Solamente se adiciona lo referente a la etapa de producción adelantada, lo demás se mantiene en los términos ya aprobados en la Resolución CNH.E.26.001/18 del 27 de abril de 2018.

*Tabla 17. Indicador de desempeño de las actividades ejercidas.
(Fuente: Comisión)*

- iv) Como parte del seguimiento a la ejecución del PDE, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas, como se observa en la Tabla 18.

M
[Handwritten signatures and marks]

Actividad	Sub-actividad	Programa de erogaciones (mmUSD)	Erogaciones ejercidas (mmUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo	General	72.94		
	Geofísica	0.89		
	Geología	5.57		
	Perforación de Pozos	353.11		
	Pruebas de Producción	9.54		
	Ingeniería de Yacimientos	1.43		
	Intervención de Pozos	16.72		
	Otras intervenciones específicas en Pozos	0.52		
	Diseño de instalaciones de superficie	18.46		
	Construcción de instalaciones terrestres y marinas	276.12		
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	7.89		
Producción	General	423.17		
	Geología	4.71		
	Pruebas de Producción	0.11		
	Ingeniería de Yacimientos	2.94		
	Intervención de Pozos	309.53		
	Operación de Instalaciones de Producción	557.15		
	Ductos	2.97		
Seguridad, Salud y Medio Ambiente	30.12			
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	106.62		
TOTAL		2200.5		

Tabla 18. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera.
(Fuente: Comisión)

- v) Las actividades Planeadas por el Operador están encaminadas al incremento de la producción en el Área Contractual, mismo que está condicionado al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de aceite y gas que se obtenga derivada de la ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 19.

Hidrocarburo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Producción de aceite programada (mbd)	3.8	24.1	31.0	31.0	31.0	30.3	26.6	24.4	22.9	21.6	20.3
Producción de aceite real (mbd)											

Porcentaje de desviación												
Producción de gas programada (mmpcd)	1.2	7.5	9.0	9.6	9.7	9.4	8.3	7.6	7.2	6.8	6.3	
Producción de gas real (mmpcd)												
Porcentaje de desviación												

Hidrocarburo	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Volumen a recuperar (2020-2040)
Producción de aceite programada (mbd)	18.8	17.3	16.2	15.2	14.2	13.2	12.4	11.6	10.9	10.3	148.7 MMB
Producción de aceite real (mbd)											
Porcentaje de desviación											
Producción de gas programada (mmpcd)	5.9	5.4	5.0	4.7	4.4	4.1	3.9	3.6	3.4	3.2	46.0 MMMPC
Producción de gas real (mmpcd)											
Porcentaje de desviación											

Tabla 19. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada.
(Fuente: Comisión)

VII. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-R01-L02-A2/2015, 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 PDE.

Por oficio 250.779/2019 del 4 de diciembre de 2019, la Comisión remitió a la ASEA la información asociada a la Solicitud en términos del artículo 8 de los Lineamientos, a fin de que fuera considerada en los trámites o autorizaciones iniciados por el Operador, relacionados con el Sistema de Administración de Riesgos, sin que a la fecha exista el pronunciamiento de la ASEA.

Cabe hacer mención que, mediante oficio del 15 de diciembre de 2016, la Agencia otorgó al Operador el Sistema de Administración de Riesgos identificado con el número ASEA-HOE16005C/ AG0116.

Cabe señalar que el presente Dictamen se emite sin perjuicio de la obligación del Operador de atender 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.

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and the number 777]

VIII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional, Capacitación y Transferencia de Tecnología

Considerando la propuesta de modificación referida en el Plan, y derivado de que la información presentada para la Modificación no considera ningún cambio respecto al Programa de Cumplimiento de Porcentaje de Contenido Nacional así como de Capacitación y Transferencia de Tecnología, estos se mantienen en los términos del Plan de Desarrollo para la Extracción Aprobado por esta Comisión en la Resolución CNH.E.26.001/18 del 27 de abril de 2018.

Esta Comisión emite el presente Dictamen Técnico para la aprobación correspondiente a la Modificación del Plan de desarrollo correspondiente al Contrato CNH-R01-L02-A2/2015 para la Extracción de Hidrocarburos, sin perjuicio de la obligación de parte Hokchi Energy S.A. de C.V. (Contratista) 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 presente Plan.

IX. Sentido del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la Modificación al PDE presentado por el Operador de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 fracciones I, II, III, IV, VI y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, Artículos 21, 22, 25, 59 fracción I, II, III, IV, V, 62 de los Lineamientos.

En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Contrato y permiten determinar que no se presenta ninguno de los supuestos que establece la Cláusula 5.3 de dicho Contrato.

1. Fue elaborado de conformidad con las bases y criterios establecidos en los artículos 18, 59 fracciones II, III, y V, así como el 62 penúltimo párrafo, 102, 103, y el Anexo 2 de los Lineamientos; y en atención a las Mejores Prácticas de la Industria, en términos de la Cláusula 13.2 del Contrato.
2. Contiene los requisitos establecidos en el Anexo 2 de los Lineamientos.
Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:SS.7/3/56/2019 dictamen Modificación Plan de Desarrollo del Contrato CNH-R01-L02-A2/2015, de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.
3. Asimismo, se advierte que el Plan de Desarrollo cumple con los requisitos establecidos en el Contrato, en los siguientes términos:
 - a) Cumple con la Cláusula, 5.2:
 - i. Contempla la totalidad del Área Contractual;
Este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado por esta Comisión en la Resolución de referencia del Plan de Desarrollo vigente.

- ii. Incluye la totalidad de la información requerida en el Anexo 9 del Contrato;
Este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado por esta Comisión en la Resolución de referencia del Plan de Desarrollo vigente.
- iii. Prevé la utilización de métodos y procesos adecuados para obtener el máximo Factor de Recuperación final de las Reservas de conformidad con las Mejores Prácticas de la Industria;
Este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado por esta Comisión en la Resolución de referencia del Plan de Desarrollo vigente.
- iv. Está diseñado de tal forma que permite la optimización del beneficio económico del Campo, evitando tasas de declinación excesivas de producción o pérdida de presión y
Este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado por esta Comisión en la Resolución de referencia del Plan de Desarrollo vigente.
- v. Cuenta con el programa de aprovechamiento de Gas natural correspondiente y los mecanismos de medición de la producción de hidrocarburos.
Este rubro se mantiene en los términos aprobados, solamente se agrega la etapa de producción adelantada de mayo a noviembre de 2020 (ducto by pass, punto de medición provisional e interconexiones a batería Puerto Ceiba).

- b) Respecto a la medición y recepción de los Hidrocarburos netos, el Plan cumple con las Cláusulas 11.1, 11.3 y 11.8 del Contrato.

Este rubro se analizó en el apartado V fracción g) del presente dictamen.

- c) En atención a la Cláusula 17.I del Contrato, el Plan contiene una sección relacionada con el Abandono, la cual incluye todas las actividades necesarias para el taponamiento definitivo de Pozos, limpieza, retorno a su estado natural, desinstalación de maquinaria y equipo, y entrega ordenada y libre de escombros y desperdicios del Área Contractual, todo lo cual deberá realizarse conforme a las Mejores Prácticas de la Industria, al Sistema de Administración y la Normativa aplicable.

Este rubro se mantiene en los términos en los que fue aprobado por esta Comisión en la Resolución de referencia del Plan de Desarrollo vigente.

- 4. Cabe hacer mención que, de la información presentada por el Operador en la Modificación al Plan de Desarrollo no considera modificación respecto del programa de trabajo y presupuesto 2019 aprobado, por lo que se mantiene en los términos aprobados por la Comisión en las Resoluciones CNH.E.66.001/18 y CNH.E.66.002/18, respectivamente, ambas del 22 de noviembre de 2018.

La Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo cumple con los requisitos establecidos en el artículo 22 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

- a) El Operador presentó la información mediante el formato MP y el instructivo establecidos por la Comisión;

- b) Adjuntó el comprobante de pago del aprovechamiento respectivo;
- c) Presentó el documento que integra los apartados del Plan de que sufren modificación, y
- d) El Operador presentó una tabla comparativa de los cambios que se proponen, así como la justificación técnica de las modificaciones al Plan aprobado con la información y nivel de detalle establecido.

La documentación presentada por el Operador respecto a la modificación al Plan de Desarrollo cumple con los supuestos de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, establecidos en el artículo 62 de los Lineamientos respecto a:

El operador Petrolero podrá solicitar la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción, en el caso de que, derivado de cambios técnicos o económicos, los objetivos del plan aprobado se modifiquen, para lo cual deberá solicitar la modificación en términos del Capítulo II del Título II de los Lineamientos.

Los principales puntos de modificación al Plan de Desarrollo vigente consisten en:

- En la propuesta presentada por el Operador debido a los retrasos de la Planta de Proceso Hokchi Paraíso, se identifica que se está incluyendo en la etapa inicial planteada en el Plan de desarrollo vigente una etapa previa, donde se presenta un ducto by pass, un Punto de Medición provisional para Petróleo y Gas Natural y las interconexiones a la batería de separación Puerto Ceiba además que, en cuanto a las etapas aprobadas de medición mediante el Plan de Desarrollo aprobado, estas no se modifican y se mantienen en los términos aprobados.
- En el Programa de aprovechamiento de gas natural asociado del Área Contractual, en la fase de producción adelantada todo el hidrocarburo será transferido a la batería Puerto Ceiba aprovechando el 100% en esta etapa, después de dicha etapa este cumplirá la meta de aprovechamiento en los términos ya aprobados en la Resolución CNH.E.26.001/18 del 27 de abril de 2018.

a) Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país

En relación con la modificación al Plan presentada por el Operador, las modificaciones no generan impacto alguno en las actividades programadas para acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país, por lo que se mantiene en los términos aprobados por esta Comisión en la Resolución de referencia

b) Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables

Con la adecuación de la infraestructura ya aprobada, el Operador prevé iniciar producción adelantada para maximizar la obtención del volumen a recuperar, 148.7 MMB de aceite y 46 MMMPC de gas, presentando indicadores económicos positivos, para el Estado y para el Operador.

c) La reposición de las reservas de Hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación y, a partir de los recursos prospectivos

El Operador va a comenzar el desarrollo de las reservas en 2020 como parte de la estrategia energética, esto adelantando la producción y el proceso de Inyección de agua para maximizar el volumen a recuperar y el factor de recuperación.

d) Promover el desarrollo de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país

Las actividades planteadas por el Operador para llevar a cabo dentro del Área Contractual durante la ejecución de la modificación del PDE consisten en la terminación de 5 pozos que se encuentran en abandono temporal y la perforación y terminación de 5 pozos productores y 4 pozos inyectores, la implementación de bombeo electrocentrifugo y la inyección de agua como método de recuperación secundaria, con lo cual se considera técnicamente viable el desarrollo de las actividades de Extracción.

e) La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables

Una vez analizada la información remitida por el Operador, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar por el Operador, como es el uso de sistemas artificiales de producción, tomas de información, uso de modelos de simulación y la inyección de agua como método de mantenimiento de presión, ayudaran a maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables.

f) El programa de aprovechamiento del Gas Natural

La modificación del PDE cumple con el aprovechamiento de gas asociado, ya que en la producción adelantada que va de abril a noviembre de 2020 todo el gas será transferido a la batería de separación Puerto Ceiba, para el resto del Plan de Desarrollo cuando sea terminada la Planta de Proceso en Paraíso, el aprovechamiento se mantendrá en los términos aprobados en la Resolución del 27 de abril de 2018 CNH.E.26.001/18.

g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Operador Hokchi Energy, S.A. de C.V. respecto de la propuesta del Punto de Medición provisional para el Área Contractual 2 asociado al Contrato CNH-R01-L02-A2/2015, integrada como parte de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo vigente; la cual consiste en incluir una etapa previa de medición denominada como "etapa de producción adelantada", con la finalidad de realizar la medición de los hidrocarburos a través de un Punto de Medición provisional para petróleo y gas, los cuales serán ubicados dentro del terreno que forman parte de la construcción de la Hokchi Planta Paraíso, los hidrocarburos serán medidos de manera dinámica a la descarga del separador trifásico, los cuales serán enviados a la batería de Puerto Ceiba, instalación de PEP. Esta propuesta permitirá contabilizar la producción asociada a la primera producción proveniente de los pozos Hokchi-4DEL y Hokchi-7, establecida para el 30 de abril del 2020, en tanto se culmine la construcción de Hokchi Planta Paraíso durante un periodo de tiempo hasta su conclusión en noviembre de 2020. Así mismo el Operador manifiesta que el esquema original de medición de hidrocarburos descrita en el Plan de Desarrollo, no se modifica, sino

que incorpora un Punto de Medición provisional. Por lo anterior el Operador menciona que los Puntos de Medición provisionales tendrán una vigencia de 6 meses, a partir de que se cuente con la primera producción de hidrocarburos.

Respecto al Punto de Medición provisional propuesto por el Operador en la modificación al PDE, se concluye lo siguiente:

- El Operador presentó información correspondiente con lo establecido en el artículo 42, párrafo segundo, tercero y cuarto de los LTMMH.
- La Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción (DGMCP) con base en los artículos 42 párrafo cuarto, llevo a cabo la evaluación de la propuesta asociada al Punto de Medición provisional, verificando la suficiencia y congruencia de la siguiente información:
 - I. Identificación.
 - II. Ubicación.
 - III. Responsable Oficial.
 - IV. Sistema de Medición del Punto de Medición provisional.
- El Punto de Medición provisional, estará integrado por un separador trifásico que contará con equipos de medición para cada fase producida (líquidos “agua y petróleo” y gas natural), en este sistema de medición se determinará el volumen neto y calidad de hidrocarburos producidos, previo a su entrega a la batería de separación Puerto Ceiba, instalación bajo la operación de PEP.
- Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público con relación a la ubicación de los Puntos de Medición provisionales mediante el Oficio 250.783/2019 de fecha 06 de diciembre de 2019, a lo cual mediante Oficio 352-A-I-055 de fecha 10 de diciembre de 2019 , se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición provisionales presentada por el Contratista y correspondiente al Área Contractual 2 asociado al Contrato CNH-R01-L02-A2/2015 “...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta; permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la Comisión relacionado con esta propuesta.”, manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:
 - 1) De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
 - 2) Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los Lineamientos Técnicos.
 - 3) De acuerdo a lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los hidrocarburos a evaluar en el punto de medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los

Handwritten signatures and initials in blue ink on the right side of the page, including a large signature, the number '777', and initials 'AST' and 'M'.

hidrocarburos extraídos, observando en todo momento lo indicado en este artículo.

- 4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos lineamientos.

Por lo anteriormente expuesto, se considera que la propuesta presentada por el Operador para el Punto de Medición provisional de Petróleo y Gas Natural es congruente y técnicamente viable para determinar el volumen, calidad y precio de los Hidrocarburos, en cumplimiento con los requerimientos solicitados en el artículo 42, párrafos segundo, tercero y cuarto de los Lineamientos.

Sin perjuicio de lo anterior, el Operador deberá de reportar los volúmenes y calidades del Petróleo y Gas Natural producidos, así como los medidos en el Punto de Medición provisional sin ajuste, de conformidad con lo establecido en los formatos del anexo I de los LTMMH y normatividad vigente. Asimismo, el Operador deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno.

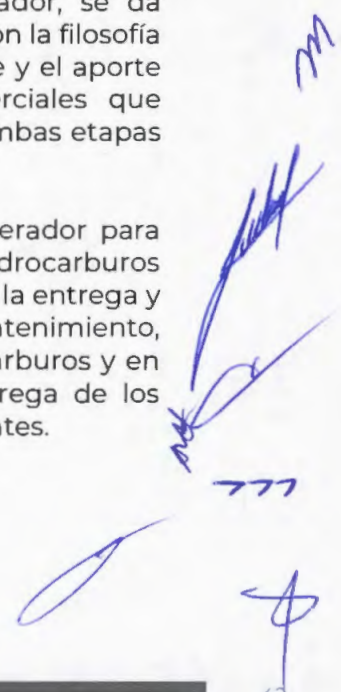
El Operador deberá contar con información actualizada sobre los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre del volumen medido estimado sobre el volumen a condiciones de referencia correspondientes a los Puntos de Medición provisionales.

De conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Operador deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el PDE, en relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante el presente Dictamen, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados lineamientos.

h) Comercialización de Hidrocarburos

Se considera que, con la información proporcionada por el Operador, se da cumplimiento al numeral 4.2.5 de los Lineamientos al ser consistente con la filosofía de operación del Operador, considerando la infraestructura disponible y el aporte de producción para el establecimiento de las estrategias comerciales que representen una maximización del valor de los Hidrocarburos, para ambas etapas de producción.

Sin demérito de lo antes expuesto, se hace necesario instruir al Operador para suscribir un Acuerdo Operativo con el/los Comercializador(es) de los Hidrocarburos del Estado para establecer, entre otros, los términos y condiciones para la entrega y recepción de dichos Hidrocarburos, Nominaciones, Programas de Mantenimiento, procedimientos de verificación de volumen y de la calidad de Hidrocarburos y en general, todos los aspectos que aseguren la continuidad de la entrega de los Hidrocarburos para las Partes en los Puntos de Medición correspondientes.



Recomendaciones

- Actualizar constantemente los datos de presión estática, dinámica y producción en el modelo dinámico del yacimiento para calibrar y ajustar el comportamiento del yacimiento y los pronósticos de producción.
- Monitorear la productividad de los pozos, para detectar problemas mecánicos o daño
- Monitorear las condiciones de operación de los sistemas artificiales de producción, con el objetivo de que operen de manera eficiente.
- Realizar análisis físicos-químicos de los hidrocarburos producidos y del agua producida e inyectada, como parte del seguimiento para evitar incompatibilidad, corrosión e incrustaciones en los pozos.
- Administrar el yacimiento, controlando los gastos de producción y apegándose al PDE, para incrementar el factor de recuperación y preservar el valor de los hidrocarburos en el tiempo.
- Monitorear el proceso de inyección de agua, para observar si cumple con el mantenimiento de presión o en su caso implementar mejoras o cambios de estrategia para el desarrollo.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, aprobar la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos asociado al Contrato CNH-R01-L02-A2/2015, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características del Área Contractual, toda vez que se cumple con lo establecido en los Lineamientos.

Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan permite evaluar de manera positiva los elementos considerados en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y se alinea con las bases establecidas en el artículo 39 de la LORCME.

Sin menoscabo de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Operador deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos para realizar las Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable y al contenido del Contrato CNH-R01-L02-A2/2015

ELABORÓ

ING. ANGÉLICA VICTORIA HERNÁNDEZ

Director de Área
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

ELABORÓ

ING. MARIANA SÁNCHEZ COLÍN

Directora de Área
Dirección General de Medición y
Comercialización de la Producción

ELABORÓ

MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA

Directora General Adjunta
Dirección General de Prospectiva y
Evaluación Económica

REVISÓ

LIC. LUIS MORALES VALLES

Director General
Dirección General de Medición y
Comercialización de la Producción

REVISÓ

MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ

Director General
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

REVISÓ

MTRO. JORGE LUIS PÉREZ OLEA

Director General
Dirección General de Prospectiva y
Evaluación Económica

AUTORIZÓ

ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ

Titular de la Unidad
Técnica de Extracción y su Supervisión

Los firmantes del presente dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 37 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Contrato CNH-R01-L02-A2/2015.

M

AAA