

**DICTAMEN TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE
MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO
PARA LA EXTRACCIÓN**

ASIGNACIÓN A-0049-M-Campo Bolontikú

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Diciembre 2019



777



CNH

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

ASIGNACIÓN A-0049-M-CAMPO BOLONTIKÚ	1
I. DATOS GENERALES DEL ASIGNATARIO.....	3
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN	4
III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS.....	5
IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN	7
A) CARACTERÍSTICAS GENERALES	7
B) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN	7
C) MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN	12
D) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO	14
E) MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS.....	25
F) COMERCIALIZACIÓN	36
G) ANÁLISIS ECONÓMICO	38
H) PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL.....	44
I) MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN	46
V. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS.....	49
VI. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL.....	52
VII. OBLIGACIONES DE PEP	52
VIII. OPINIÓN A LA MODIFICACIÓN AL ANEXO 2 DEL TÍTULO DE ASIGNACIÓN	54
IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO	56
A) ACELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS	56
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	57
C) LA REPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS, COMO GARANTES DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DE LA NACIÓN	57
D) PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS.....	57
E) LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES	57
F) EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL	58
G) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS	58
X RECOMENDACIONES.....	61

I. Datos generales del Asignatario

El Asignatario promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en la Asignación A-0049 – M- Campo Bolontikú (en adelante, Asignación), es la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP, Operador o Asignatario), por medio de la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio adscrita a la Subdirección de Administración del Portafolio Exploración y Producción, con facultades para representar a PEP en términos de los artículos 44, fracción I; 46, fracción XII del Estatuto Orgánico de PEP publicado en el Diario Oficial de la Federación el 5 de enero de 2017.

La Asignación A-0049 – M- Campo Bolontikú se localiza aproximadamente a 25 kilómetros al noreste de Centla, Tabasco, en aguas territoriales del golfo de México. La ubicación de la Asignación se muestra en la Figura 1, en donde se distingue el hecho de que se encuentra en una batimetría de aguas someras, entre 20 y 30 metros de profundidad al lecho oceánico.

Así mismo, los vértices del título de Asignación A-0049 – M- Campo Bolontikú se encuentran descritos en la Tabla 1, adicionalmente, se presentan los datos generales de la Asignación en la Tabla 2.

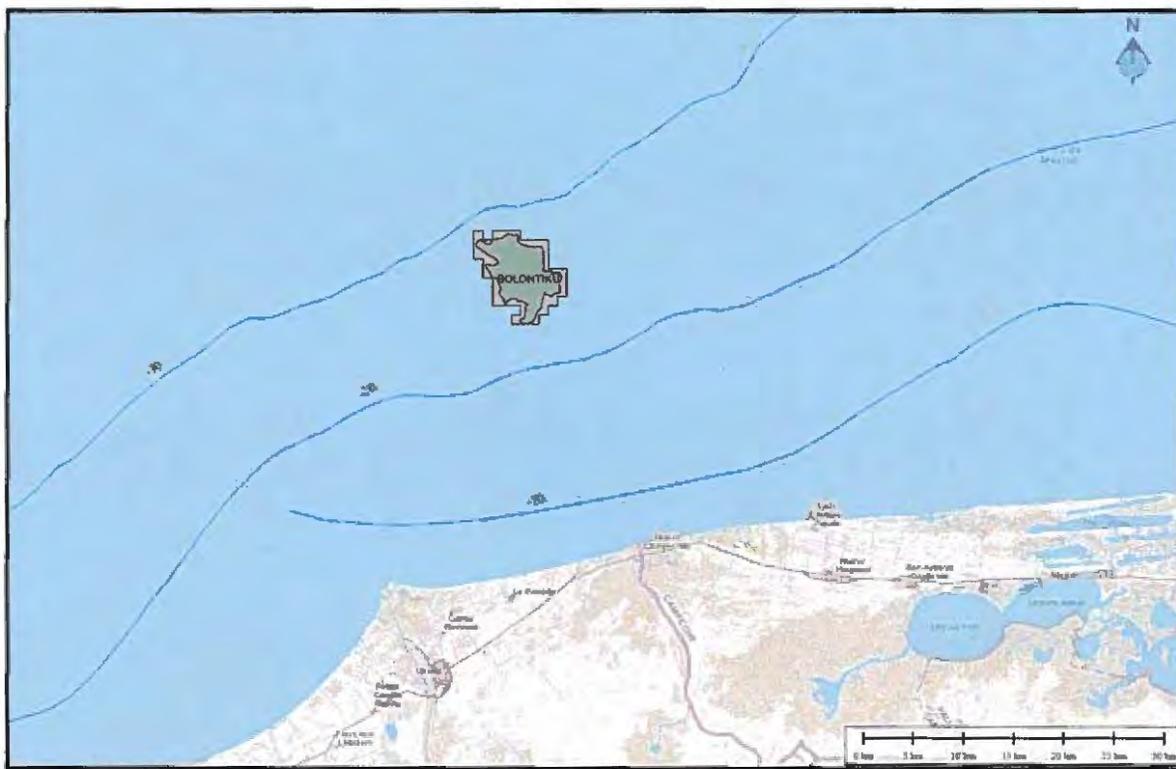


Figura 1. Ubicación de la Asignación A-0049 – M- Campo Bolontikú (Fuente: CNH / PEP)

Vértice	Longitud	Latitud	Vértice	Longitud	Latitud
1	92° 34' 30"	18° 56' 00"	14	92° 35' 00"	18° 51' 30"
2	92° 34' 30"	18° 55' 30"	15	92° 34' 30"	18° 51' 30"
3	92° 33' 00"	18° 55' 30"	16	92° 34' 30"	18° 52' 00"
4	92° 33' 00"	18° 54' 00"	17	92° 36' 00"	18° 52' 00"
5	92° 32' 00"	18° 54' 00"	18	92° 36' 00"	18° 53' 30"
6	92° 32' 00"	18° 52' 30"	19	92° 36' 30"	18° 53' 30"
7	92° 32' 30"	18° 52' 30"	20	92° 36' 30"	18° 54' 30"
8	92° 32' 30"	18° 52' 00"	21	92° 37' 00"	18° 54' 30"
9	92° 33' 00"	18° 52' 00"	22	92° 37' 00"	18° 56' 00"
10	92° 33' 00"	18° 51' 30"	23	92° 36' 30"	18° 56' 00"
11	92° 33' 30"	18° 51' 30"	24	92° 36' 30"	18° 55' 30"
12	92° 33' 30"	18° 51' 00"	25	92° 36' 00"	18° 55' 30"
13	92° 35' 00"	18° 51' 00"	26	92° 36' 00"	18° 56' 00"

Tabla 1. Vértices del Área de Asignación (Fuente: Título de Asignación)

Asignatario	Pemex Exploración y Producción
Nombre de la Asignación	A-0049 – M – Campo Bolontikú
Ubicación	Aguas territoriales del Golfo de México
Superficie	52.408 km ²
Fecha de emisión	13 de agosto de 2014
Vigencia	20 años a partir del 13 de agosto de 2014
Última modificación al título de la Asignación	17 de agosto de 2015
Tipo de Asignación	Extracción de hidrocarburos
Profundidad para extracción (edad)	Cretácico Superior – Medio – Inferior Jurásico Superior Kimmeridgiano
Campos	Bolontikú
Colindancias	A 2 km al Este del campo Sinan y a 4 km al Norte del campo Yum.

Tabla 2. Datos generales de la Asignación. (Fuente: PEP)

II. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación de la información

El proceso de evaluación técnica, económica y dictamen de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción (en adelante Plan) propuesto por PEP, involucró la participación de cuatro direcciones administrativas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión): la Dirección General de Dictámenes de Extracción (en adelante, DGDE), Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, Dirección General de Reservas y la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica. Además, 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, así como la Secretaría de Economía (en adelante, SE), quien es la autoridad competente para evaluar el porcentaje de Contenido Nacional.

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto de la modificación al Plan de Desarrollo presentado por PEP para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7/3/47/2019 DICTAMEN TÉCNICO DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO CAMPO BOLONTIKÚ de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

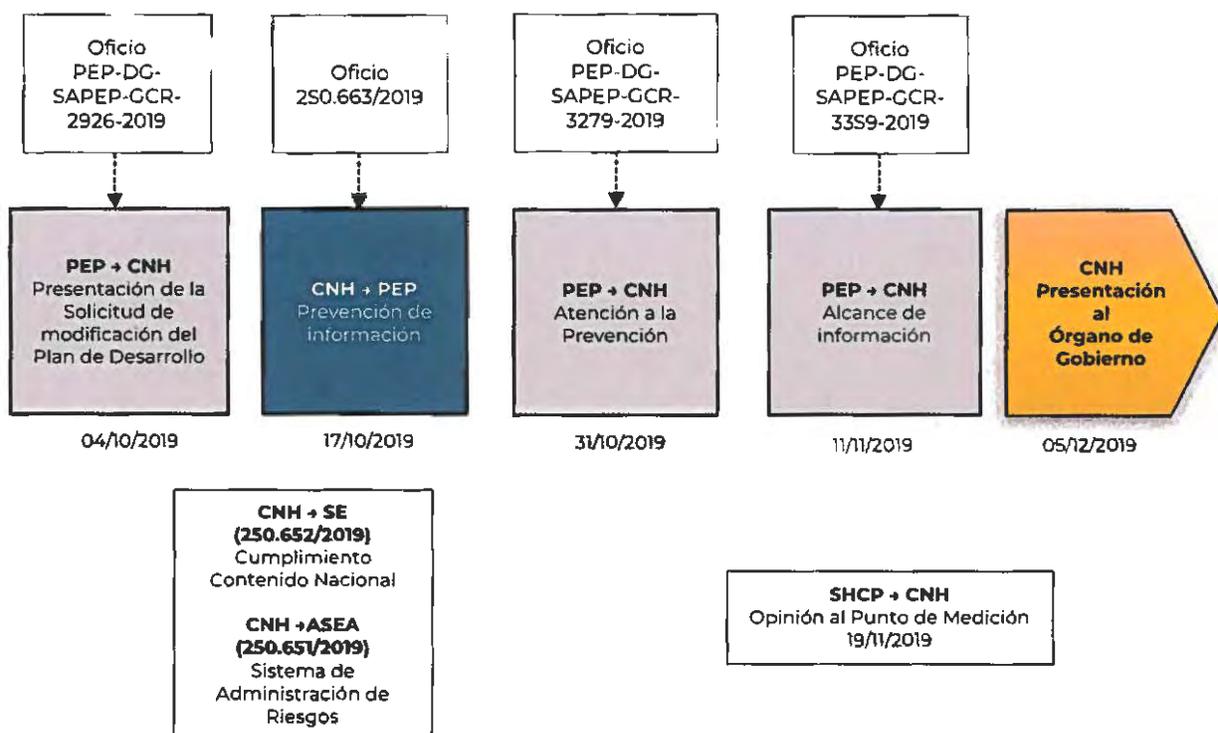


Figura 2. Etapas del proceso de evaluación, dictamen y resolución.
(Fuente: Comisión)

III. Criterios de evaluación utilizados

Se verificó que las modificaciones propuestas por PEP fueran congruentes y se alinearan a 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 la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción propuesto permitan maximizar el Factor de Recuperación, en condiciones económicamente viables, el programa de aprovechamiento de Gas Natural y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.

[Handwritten signatures and marks]

La Comisión consideró los principios y criterios previstos en los artículos 19, 22, 25, 26, 59, 62, fracción III y IV de los "LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos " (en adelante, Lineamientos) publicados en el DOF el 12 de abril de 2019.

Adicional a la modificación del Plan de Desarrollo, se realizó el estudio de la propuesta al amparo de las consideraciones establecidas en los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH), así como también con respecto de las Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos (en adelante, Disposiciones para el aprovechamiento de gas).

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo presentado por el Asignatario 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 19, 22, 25, 26, 59, 62, fracciones II, III, IV y VII de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en la propuesta de modificación al Plan de Desarrollo dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Título de Asignación, ya que la vigencia es de 20 años contados a partir del 13 de agosto de 2014.

En consecuencia, 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 Asignatario 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) 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.

IV. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan
a) Características generales

Las principales características del campo Bolontikú se muestran en la Tabla 3.

<i>Características Generales</i>	<i>Yacimiento Cretácico (K)</i>	<i>Yacimiento Jurásico (JSK)</i>
Área (km²)	16.2	14.2
Año de descubrimiento	1995	
Porosidad (%)	7.08	8.6
Permeabilidad (mD)	163	30
Relación espesor neto-bruto	0.22	0.47
Temperatura (°C)	159	163
Presión inicial (kg/cm²)	868	776
Presión actual (kg/cm²)	445	236
Presión de saturación (kg/cm²)	146	330
Tipo de hidrocarburos	Aceite Ligero (33°API)	Aceite Volátil (39°API)
Bo inicial y actual (m³/m³)	1.29 / 1.338	2.08 / 1.72

Tabla 3. Características generales de la Asignación. (Fuente: Comisión /PEP)

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

El Asignatario presenta la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, donde señala que, en el desarrollo de la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú durante el periodo de agosto de 2014 al 1º de enero de 2019, se ha tenido variación del volumen original del campo, así como también de las reservas de hidrocarburos estimadas al 1º de enero de 2014, con las que documentó el Plan Vigente. Lo anterior como consecuencia del comportamiento dinámico de los yacimientos.

Derivado de lo anterior, La presente Modificación del Plan se realiza en virtud de cumplir los supuestos II, III, IV y VII del artículo 62, Capítulo II de los Lineamientos por existir:

- Una variación del número de Pozos a perforar con respecto de aquellos contenidos en el Plan aprobado (...)
- Un incremento o decremento del quince por ciento o más de la inversión a ejecutar respecto de la inversión aprobada en el Plan vigente (...)
- Una variación del treinta por ciento o más del volumen de Hidrocarburos a producir en un año respecto del volumen pronosticado para el mismo año.

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

- El Operador Petrolero contemple la implementación de algún método de recuperación secundaria o mejorada o bien, considere la implementación de algún método diferente al que está aprobado en el Plan vigente.

i. Volumen original y Reservas de hidrocarburos

En la Tabla 4 se presentan los volúmenes originales de hidrocarburos de los dos yacimientos de la Asignación, así como también las reservas estimadas al 31 de julio de 2019. Del valor de volumen original total de aceite de 496.5 mmb, se distingue el hecho de que el 65% corresponde al yacimiento de edad Jurásico.

Yacimiento	Categoría de reserva	Volumen original		Factor de recuperación final esperado		Reserva Remanente al límite económico			Producción Acumulada	
		Aceite MMB	Gas MMMpc	Aceite %	Gas %	Aceite MMB	Gas MMMpc	PCE MMB	Aceite MMB	Gas MMMpc
JSK	1P = 2P = 3P	320.8	772.7	38.3	38.6	7.47	26.59	12.7	115.3	272.1
K	1P = 2P = 3P	175.7	126.9	34.6	32.5	0.10	0.08	0.1	60.8	41.2

Tabla 4. Reservas propuestas con fecha de corte al 31 de julio de 2019. (Fuente: PEP)

Como se mencionó anteriormente, una de las justificaciones para la modificación al Plan son los cambios en los volúmenes originales, los cuales se muestran en la Figura 3. Dichos cambios se presentan a partir de 2015, cuando se estimaron volúmenes originales de 849.8 mmb de aceite (crudo) y 1379.3 mmmpc de gas natural, que en comparación con los presentes volúmenes originales en 2019, de 496.6 mmb de aceite (crudo) y 899.6 mmmpc de gas natural, representa una reducción de 28.8% para aceite (crudo) y 20.6% para gas.

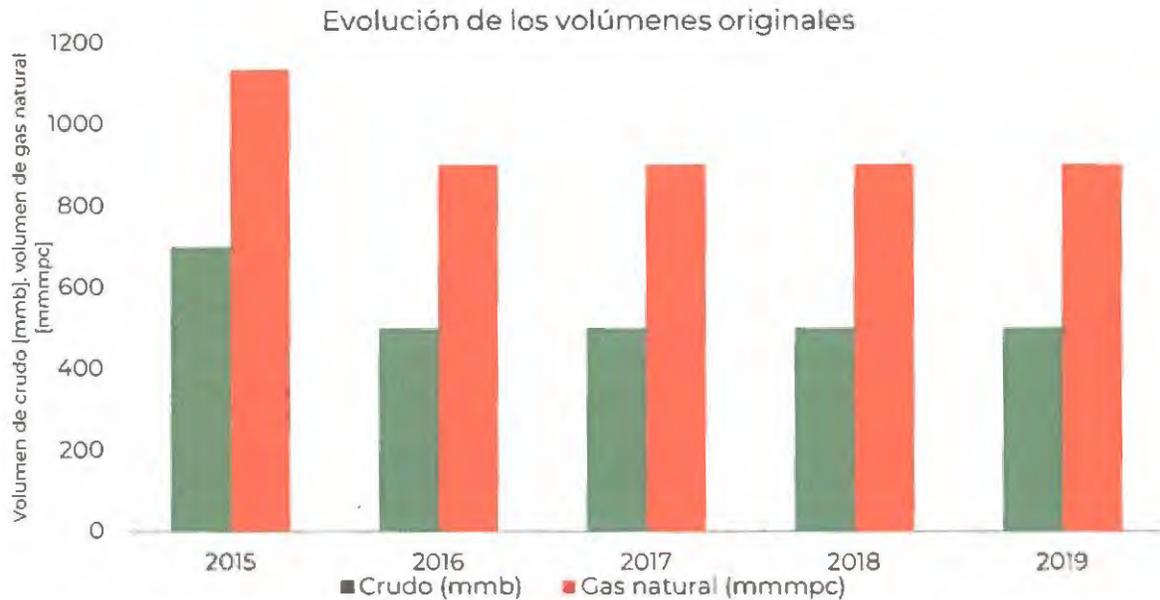


Figura 3. Evolución de los valores de volúmenes originales de la Asignación en el periodo 2014-2019. (Fuente: Comisión).

La reducción de los volúmenes originales se debe principalmente a los resultados de la perforación del pozo Bolontikú-73 en el yacimiento JSK, dado que se conceptualizaba la extensión lateral del yacimiento hacia la porción sur del Campo, sin embargo, con dicha perforación se comprobó que la cima de la formación se encontraba 210 mv más profunda de la prognosis geológica con el que fue documentado el Plan Vigente, por lo que se actualizó en 2016 el volumen original en sitio, contemplando una reducción de 28.8% para aceite y 20.6% para gas, por lo que el proyecto de inyección de agua, así como las instalaciones, infraestructura y pozos asociados perdieron viabilidad económica.

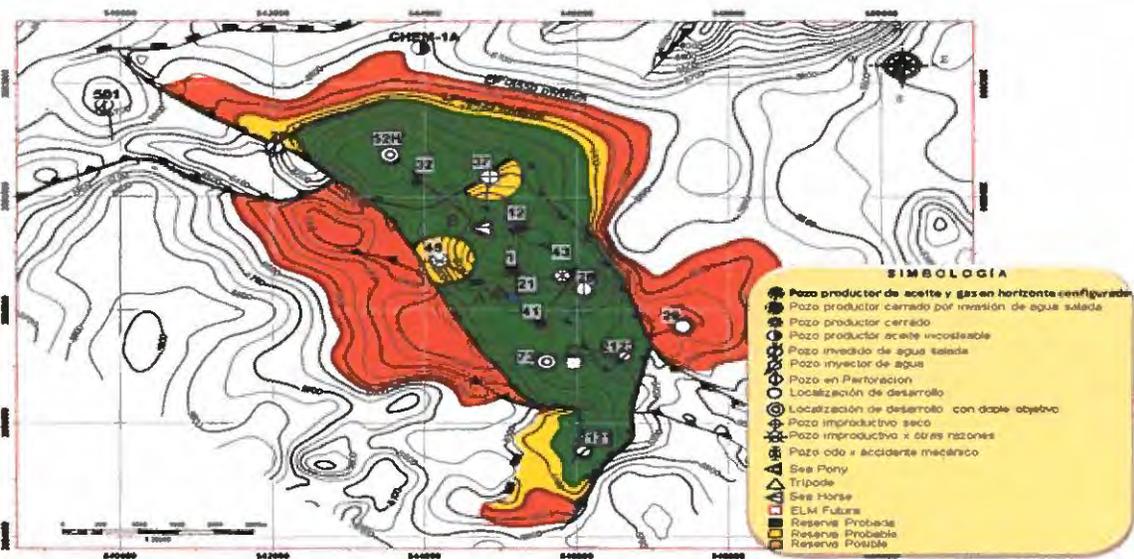


Figura 4. Configuración Estructural Asignación A-0049-M Campo Bolontikú JSK documentada en Plan vigente (Ronda cero). (Fuente: PEP).

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

Dado el anterior suceso, el cual actualizó la concepción geológica del campo Bolontikú, así como el volumen original del yacimiento, se ajustó la ley de velocidades en las formaciones de edad mesozoica, y se generó un nuevo modelo estructural. Lo anterior, se puede apreciar en las Figuras 4 y 5.

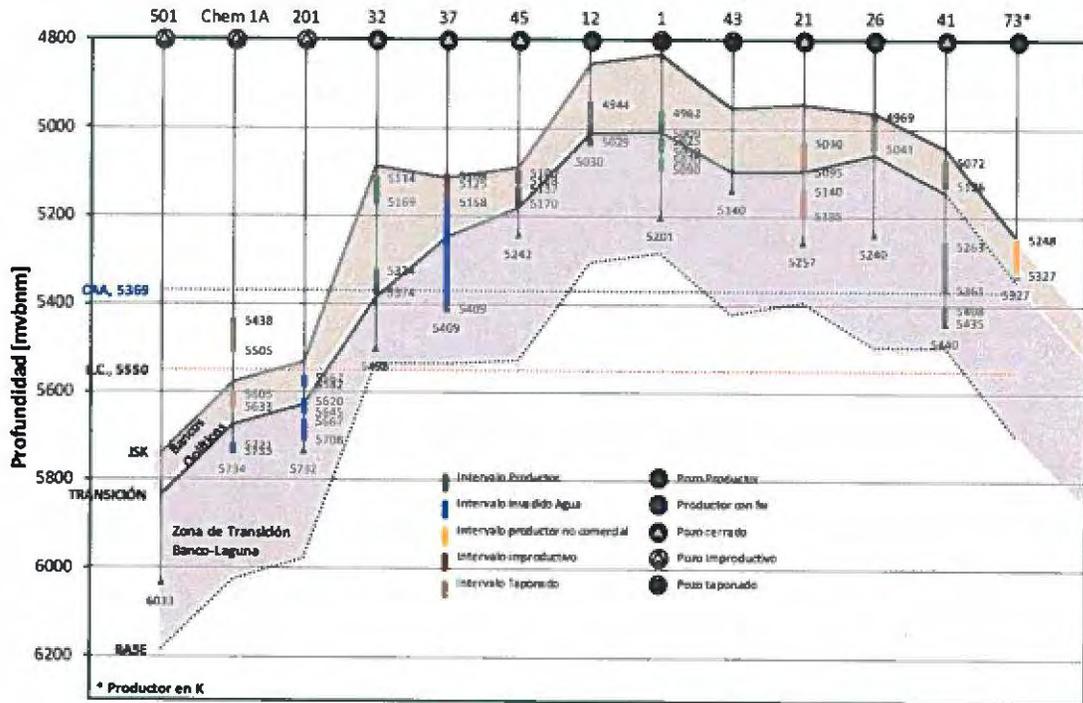


Figura 5. Diagrama de cimas de Bolontikú JSK. (Fuente: PEP).

Ahora bien, con respecto a las reservas de hidrocarburos, como se observa en las Figuras 6 y 7, los principales cambios son debidos entre otros factores, a los cambios en los volúmenes originales de hidrocarburos, aunado al comportamiento de presión y producción presentado por los pozos durante el desarrollo de la formación Cretácico y al aumento de flujo fraccional de agua en el yacimiento, principalmente Cretácico.

[Handwritten signatures and marks]

777

10

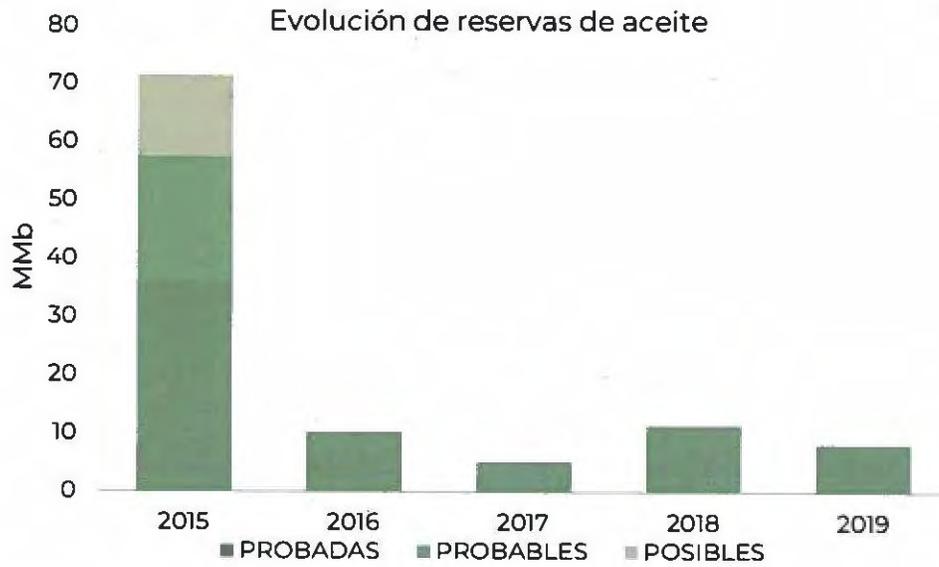


Figura 6. Evolución de las reservas de aceite de la Asignación en el periodo 2015-2019. (Fuente: Comisión).

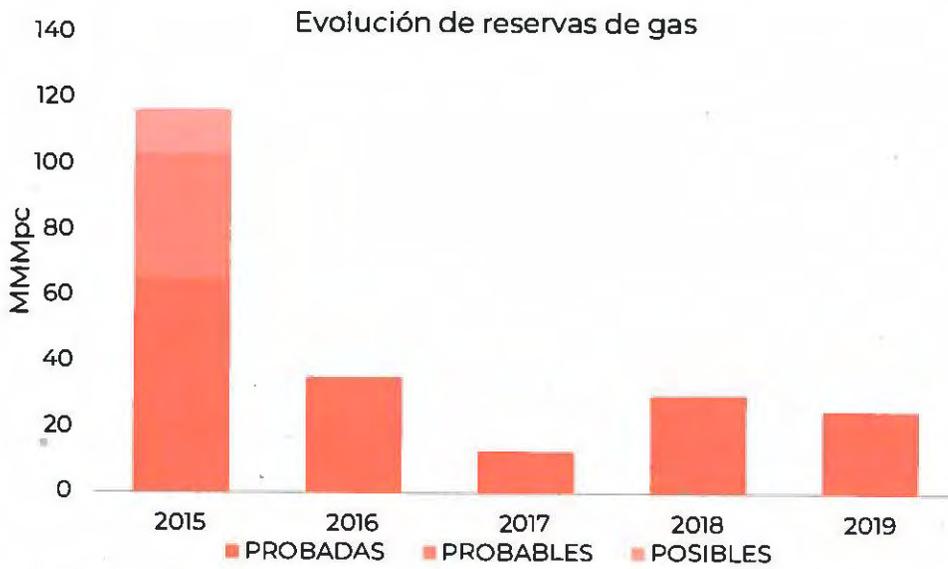


Figura 7. Evolución de las reservas de gas de la Asignación en el periodo 2015-2019. (Fuente: Comisión).

Los volúmenes a recuperar propuestos en la presente modificación del Plan de Desarrollo para la extracción se encuentran asociados a la categoría Probada.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

c) Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción

Con base en la información remitida por el Asignatario se distingue el hecho de que los criterios que llevaron a la selección de la alternativa de la presente modificación fueron elegidos considerando la siguiente matriz de evaluación de las 4 categorías técnicas; yacimientos, perforación, productividad e instalaciones, como se muestra en la siguiente figura:

Asignación	Formación	YACIMIENTOS		PERFORACIÓN			PRODUCTIVIDAD		INSTALACIONES		
		TIPO DE RECUPERACIÓN	TIPO DE EQUIPO	PERFORACIÓN	TIPO DE POZO	TERMINACIÓN	METODO DE PRODUCCIÓN	PLATAFORMA		DUCTOS	INFRAESTRUCTURA SISTEMA ARTIFICIAL
								INSTALACIONES	TIPO		
Bolontiku	JSK-K	Primaria	N/A	N/A	Existentes	N/A	Flujo Natural	Existente	Sea Horse	Existente	N/A
		Secundaria	Autoelevable	Pozo Intermedio	Desviado	Líner disparado	BN	Nueva	Tripode	Nuevo	Gasoducto
		Mejorada	Fijo	Pozo Desarrollo	Horizontal	Líner ranurado	BEC	Adecuación	Sea Pony		BN existente
						Agujero descubierto					Plataforma de apoyo BEC

-----> Alternativa 1
 - - - - -> Alternativa 2

Figura 8. Matriz de evaluación de las alternativas de desarrollo. Flecha verde discontinua: alternativa seleccionada. (Fuente: PEP).

Se presentaron 2 alternativas analizadas para la modificación del presente Plan de Desarrollo, mismas que comparten la intención de Asignatario de mantener la producción de los yacimientos Cretácico Superior y JSK.

Alternativa 1 (seleccionada)

Se propone continuar con la explotación de la Asignación A-0049-M – Campo Bolontikú en ambos yacimientos, tanto JSK como Cretácico Superior mediante el mantenimiento de la producción base, realizando **7 reparaciones menores** con el objeto de recuperar la reserva remanente, **taponamiento de 11 pozos, 6 actividades de abandono**, a saber; 3 actividades de abandono de estructuras marinas y 3 oleogasoductos. Así mismo, se contempla el mantenimiento operativo de las instalaciones.

Alternativa 2

Esta Alternativa considera mantener la producción base en ambos yacimientos; Cretácico y JSK, recuperando el volumen de reservas en menor tiempo con **la perforación de un pozo**, utilizando las mismas instalaciones existentes, y **6 reparaciones menores**, como actividad para dar mantenimiento a la producción base. Adicionalmente, incluye el **taponamiento de 12 pozos y 6 actividades de abandono**.

Handwritten notes and signatures in blue ink, including the number "777" and several illegible signatures.

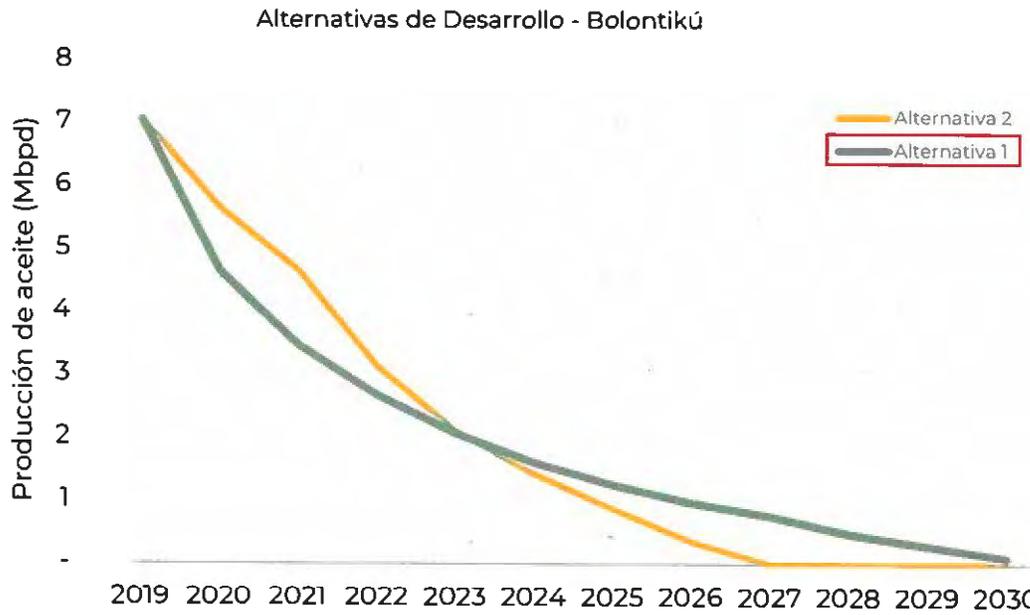


Figura 9. Análisis de alternativas de producción de aceite para la Asignación A-0049 - M - Campo Bolontikú. Rectángulo rojo: alternativa seleccionada. (Fuente: CNH/PEP).

La Asignación A-0049-M - Campo Bolontikú agota su vida productiva en el año 2030 y se espera concluir las actividades de abandono del campo en el año 2032, sin embargo, el horizonte de evaluación de la Asignación A-0049-M - Campo Bolontikú está considerado hasta el año 2040 debido a que aporta recursos bajo el esquema de "Otros Egresos" para actividades de operación, mantenimiento y abandono del Centro de Proceso Litoral-A, mismo que brinda servicios de separación, compresión y bombeo a los hidrocarburos asociados al campo.

Alternativa 1 (Seleccionada)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Producción de aceite (mbpd)	7.04	4.63	3.46	2.67	2.07	1.61	1.25	0.98	0.77	0.49	0.29	0.11
Producción de Gas Natural (mmpcd)	21.83	16.28	12.66	9.84	7.60	5.86	4.50	3.45	2.64	1.38	0.51	0.18

Tabla 5. Costos de producción de Alternativa seleccionada. (Fuente: PEP)

Como se puede observar en la Tabla 6, la alternativa 1 obtiene mejores indicadores económicos de los dos escenarios evaluados, a decir del Asignatario, con un VPN después de impuestos de 180.5 millones de dólares y una relación VPN/VPI de 2.37 después de impuestos. Es por ello por lo que el Asignatario optó por llevar a cabo la Alternativa 1.

Características	Alternativa 1 (seleccionada)	Alternativa 2
	Continuidad operativa	Continuidad operativa + 1 pozo
Perforación y terminación de pozos	-	1
Reparaciones menores	7	6
Taponamiento a pozos	11	12
Producción Aceite (MMb)	7.57	7.53
Producción Gas (MMMpc)	26.67	26.57
Gastos de operación (MMusd)	25.20	25.07
Inversiones (MMusd)	135.83	175.76
VPN AI (MMusd)	434.3	408.3
VPN DI (MMusd)	180.5	142.3
VPI (MMusd)	76.2	127.6
VPN/VPI AI	5.70	3.20
VPN/VPI DI	2.37	1.12

Tabla 6. Características de las alternativas de desarrollo para la Asignación. (Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

La propuesta de modificación al Plan de Desarrollo para el periodo 2019-2034 plantea una inversión de \$135.83 MMusd y un gasto de operación de \$25.2 MMusd. En la Tabla 7 se muestra el cronograma de actividades y metas físicas en el periodo de 2019 a 2032.

Actividad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total
RME a)		3			2			2							7
Taponamiento de pozos													11		11
Abandono b)													1	5	6

a) Incluye estimulaciones, b) Considera plataformas y ductos

Tabla 7.- Actividad física de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción. (Fuente: Pemex)

d) Análisis técnico de la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo

Comportamiento Presión y Producción

Con base en la información remitida por el Asignatario, así como información del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, se procedió al análisis del comportamiento histórico de presión y producción del campo Bolontikú, como se muestra en la Figura 10 y 11 para el periodo que abarca la vida productiva del campo, esto es, de 2004-2019 en donde se precisa lo siguiente:

En la historia de producción del campo Bolontikú, se define el descubrimiento en 1995 a través del pozo Bolontikú-1. Posteriormente casi 10 años después del descubrimiento, se dio el inicio de la producción del yacimiento JSK en abril del 2004. Se incorporó a la corriente de producción aproximadamente 1 pozo anual de 2004 a 2006, incorporando 3 pozos más en 2006 para llegar a 6 pozos

operando. Por último, se llegó al máximo de pozos operando en el 2009, con 7 pozos en producción para el campo.

La producción de la Asignación ha sido en promedio de aproximadamente 30 Mbd de aceite y 56 mmppcd de gas asociado, a lo largo de su vida productiva. Como producción acumulada al 31 de julio de 2019 se ha logrado alcanzar 176.1 MMb de aceite y 313.3 mmmppc de gas, por lo que el factor de recuperación del Campo se encuentra en un estado avanzado de explotación. Al 31 de julio de 2019 el Campo Bolontikú tiene un factor de recuperación de 35.46 % para el aceite y de 34.83% para el gas.

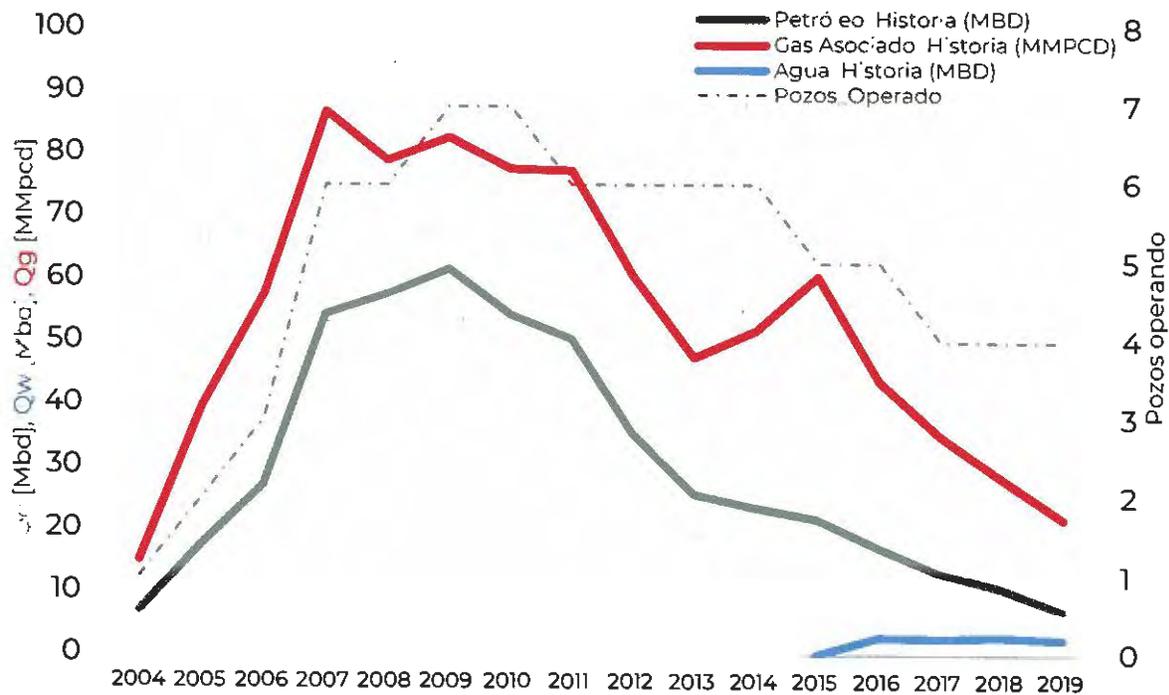


Figura 10. Historia de producción del campo Bolontikú. (Fuente: CNH)

Con respecto al comportamiento histórico de la presión, en la Figura 11 se puede observar que, para el yacimiento JSK se tiene una caída de presión aproximada de 540 kg/cm² a julio 2019, derivada de la producción a razón de 35 kg/cm²/año. Para el yacimiento Cretácico Superior se tiene una caída de presión de 423.4 kg/cm² a julio 2019 derivado de la producción, a razón de aproximadamente 30 kg/cm²/año. Los datos anteriores evidencian la presencia de un mecanismo de mayor soporte energético para el Cretácico, comparando con el JSK.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

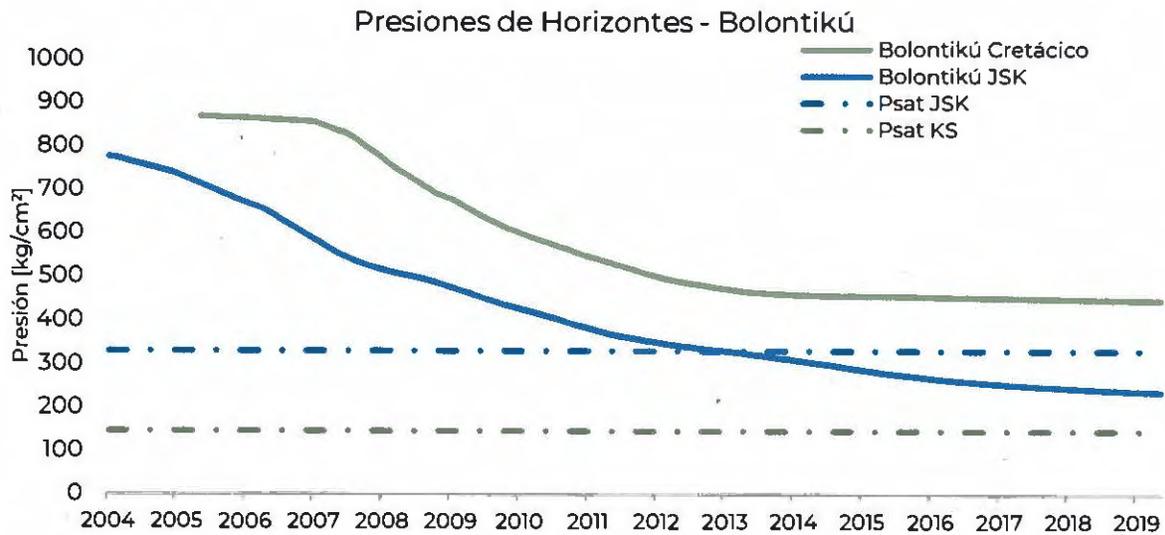


Figura 11. Comportamiento de presiones de los horizontes del campo Bolontikú. (Fuente: CNH)

Mecanismo de empuje de los yacimientos

Cabe destacar que, en lo referente al mecanismo de empuje del yacimiento Cretácico, el Asignatario define al empuje hidráulico como el mecanismo de producción del yacimiento. La presión inicial estimada es de 868.4 kg/cm², la presión actual estimada es de 445 kg/cm², por lo que dicha presión actual se encuentra por encima de la presión de saturación, la cual es de 146 kg/cm². El mantenimiento de presión originado por el tipo de empuje caracterizado ha coadyuvado a que el yacimiento se encuentre bajosaturado, así mismo, el Asignatario pronóstica que durante su vida productiva no alcance dicha presión.

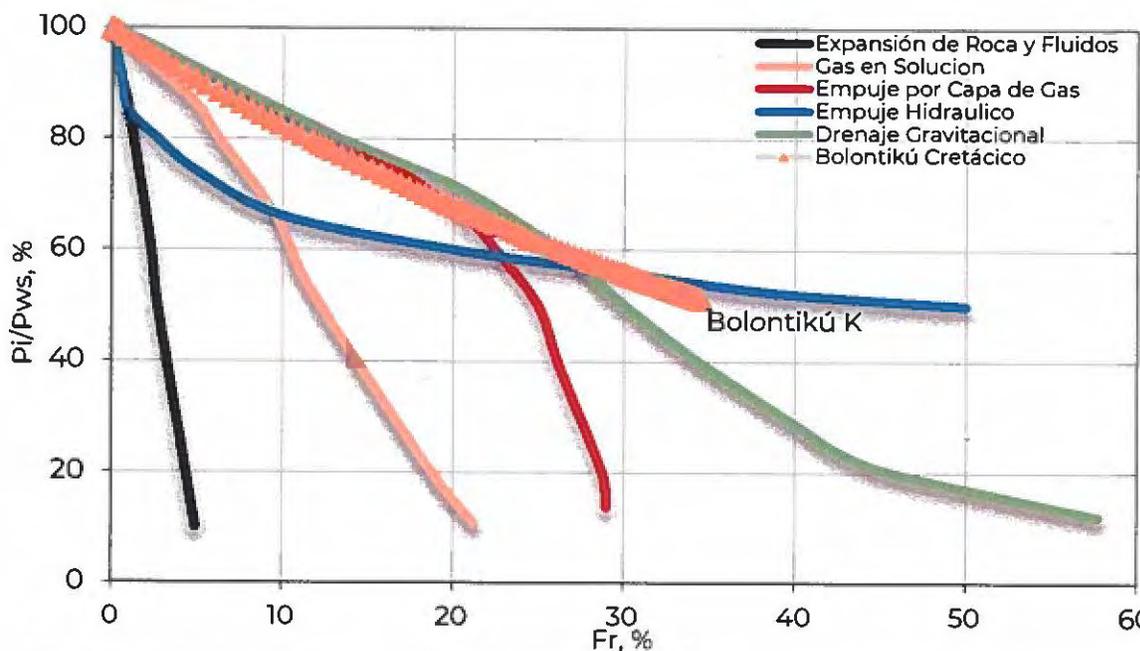


Figura 12. Mecanismo de empuje, yacimiento Cretácico campo Bolontikú. (Fuente: PEP)

Handwritten notes and signatures on the right side of the page, including the number 16 and a signature.

Respecto al yacimiento JSK, éste está constituido principalmente de bancos oolíticos dolomitizados. Respecto al mecanismo de empuje, el Asignatario considera capa de gas, sin embargo, la aportación energética de éste es relativamente pequeña dado que la presión de yacimiento declinó más allá de la presión de saturación desde 2013, permitiendo la liberación del gas disuelto y el desarrollo de una saturación de gas libre en la zona de aceite, derivado de lo anterior, el mecanismo de desplazamiento se aproxima a un empuje por gas disuelto, por lo cual, se tiene una combinación de mecanismos de empuje en el yacimiento JSK.

En el Plan vigente, se tenía programado el desarrollo de un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua en el campo Bolontikú, definido dados los estudios de simulación numérica y pruebas de desplazamiento en núcleos de diámetro completo.

Dicho proyecto involucraba la instalación de una estructura marina tipo octápodo, una planta de tratamiento de agua de mar, conversión de 3 pozos a sistema BEC, un oleogasoducto y la perforación de siete pozos; cinco pozos productores de desarrollo y dos pozos inyectoros en el yacimiento JSK. Sin embargo, derivado de los resultados del pozo Bolontikú-73, se ha determinado la cancelación del método de recuperación secundaria.

Por lo anterior, PEP ahora propone implementar un método de recuperación diferente al aprobado en el Plan Vigente, a través de una recuperación por comportamiento primario. Así, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción VII, de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

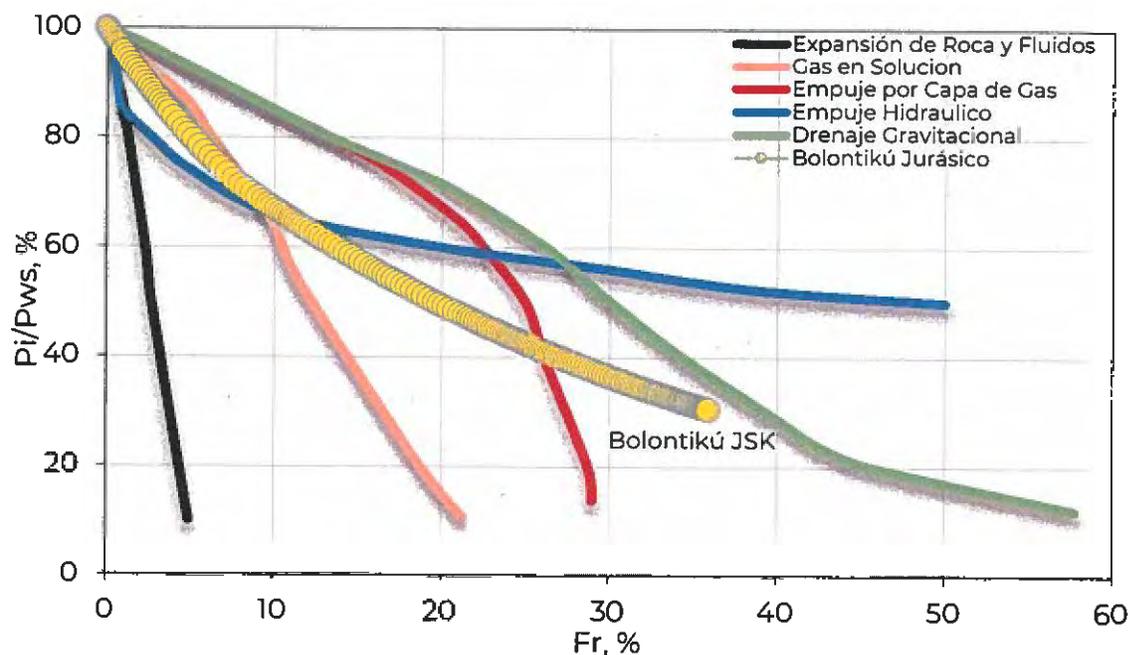


Figura 13. Mecanismo de empuje, horizonte Jurásico campo Bolontikú. (Fuente: PEP)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including the number '17' at the bottom.

Comparación del Plan Vigente con respecto a la Modificación Propuesta

Como se ha presentado anteriormente, el Plan Vigente contemplaba la realización de actividades basadas en la prognosis geológica que se tenía en 2014. Sin embargo, a partir de la perforación del pozo del pozo Bolontikú-73 en 2016 con objetivo en el yacimiento JSK, se actualizó el modelo geológico, lo cual, derivó en la inviabilidad técnica de la actividad documentada en el Plan Vigente. En la siguiente tabla, se muestra una comparativa de la actividad real llevada a cabo en 2015 – 2019, la actividad contemplada en el Plan Vigente 2015 – 2034 y la misma contemplada en la presente propuesta de modificación.

Concepto	Unidades	Plan Vigente	Real ¹	Plan Propuesto
		2015-2034	2015-2019	2019-2034
Perforación y Terminación	Número	7	1	0
Reparación mayor (RMA)		0	1	0
Reparación menor (RME)		-	14	7
Taponamientos		-	0	11
Abandono		3	-	6
Inversión	MMusd	1393*	392.01	135.8
Gasto de operación	MMusd	147.6*	21.85	25.2

Tabla 8. Comparativo de actividades entre Planes. (Fuente: CNH). *tipo de cambio 19.255

Con respecto a la actividad de perforación de pozos, en la Tabla 9 se presenta la comparación del plan vigente, real 2015-2019 y el plan propuesto, donde se puede observar que para los años 2019 y 2020, existe una variación a la baja de dos pozos. Así, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción II, de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023-2030	Total
Plan Vigente			1	1	2	2		1		7
Real (2015-2019)	-	1								1
Plan Propuesto										0

Tabla 9. Comparativo de actividad de perforación entre Planes. (Fuente: CNH).

¹ Actividad real ejecutada al 31/07/2019

La inversión total documentada en la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de 2019 al 2034 a decir del Asignatario equivale a 135.8 MMUSD, que comparada con 1393 MMUSD del Plan Vigente para el periodo 2015 al 2034 refleja un decremento importante; el cual es debido principalmente a la derogación de Actividad como la construcción de una plataforma de tipo octápodo en la cual se conceptualizaba una planta de tratamiento de agua de mar, perforación de 7 pozos (5 productores y 2 inyectores), construcción de oleogasoducto de 16" de diámetro x 5.7 Km de longitud y la conversión de 3 pozos a sistema de levantamiento artificial tipo BEC.

Con respecto al gasto de operación del Plan Nuevo para el período de 2019 al 2030 (horizonte de producción del proyecto), se tiene un monto de 25.2 MMUSD decrementándose con respecto al Plan Vigente que tenía programado 147.6 MMUSD para el periodo 2015 al 2034.

Capacidad de manejo de la producción

De acuerdo con el pronóstico de producción de gas de la Asignación A-0049-M Campo Bolontikú y la capacidad instalada presente y futura de equipos para manejo de gas en el Centro de Proceso Abkatún-D, se cuenta con disponibilidad para el manejo futuro de la producción de dicha Asignación, como se muestra en la Figura 14. En el Centro de Proceso Abkatún-D se cuenta con 4 módulos de compresión con una capacidad total de manejo de 540 MMpcd (Línea anaranjada en la Figura 14).

Considerando el pronóstico de producción de aceite y gas en todo el horizonte de extracción de la Asignación A-0049-M Campo Bolontikú y del resto de las asignaciones manejadas en dicho Centro de Proceso, se observa que la capacidad instalada es suficiente para el manejo de la producción de gas para el resto del pronóstico de producción del campo Bolontikú.

En el Centro de Proceso Abkatún-D se dispone con la capacidad suficiente para aprovechar el 98% del gas manejado de la Asignación A-0049-M Campo Bolontikú, las acciones para mantener el aprovechamiento de gas en el 98%, durante el resto de la vigencia de la Asignación A-0049-M Campo Bolontikú, están orientadas a cumplir con los programas de mantenimiento de los equipos de compresión de gas, a fin de garantizar la disponibilidad de la infraestructura actual para el aprovechamiento de gas.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

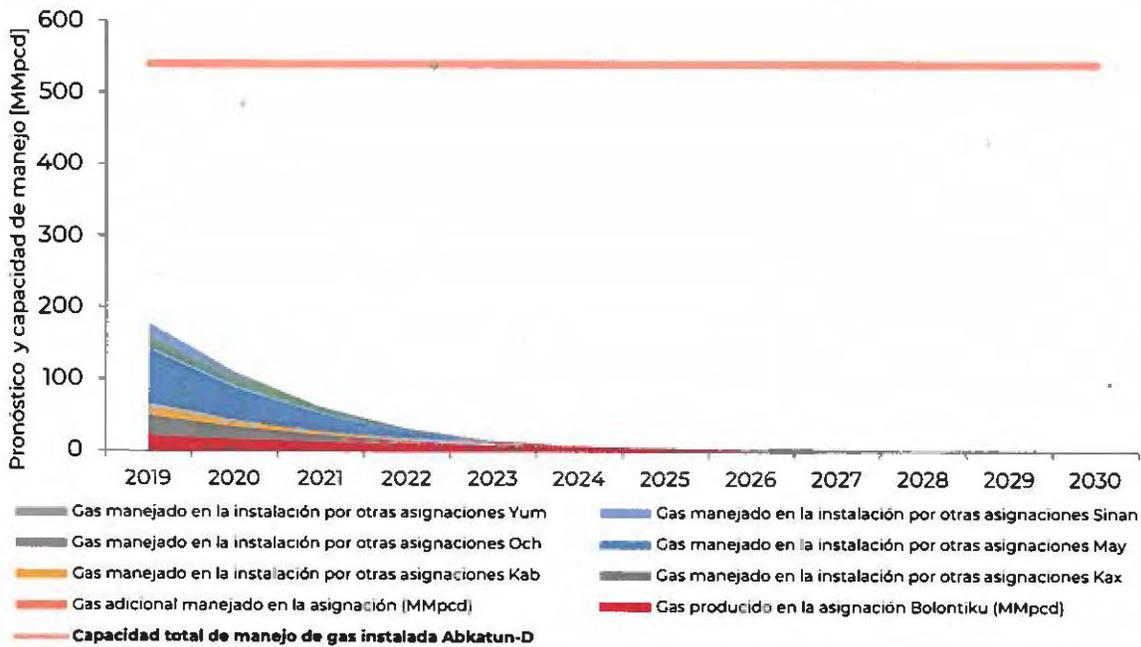


Figura 14. Pronóstico de producción de Gas de la Asignación A-0049-M Campo Bolontikú y otras Asignaciones vs capacidad de Compresión Instalada. Fuente PEP

Esquema de explotación propuesto

El título de Asignación vigente considera como Compromiso Mínimo de Trabajo (CMT): 5 perforaciones y terminaciones, de las cuales solamente se ejecutó 1 en 2015. Asimismo aunque el título no considera reparaciones mayores, se ejecutó 1 en 2018.

La presente modificación, apunta al desarrollo de la totalidad de las reservas (1P=2P=3P) de la Asignación para ambos yacimientos, tanto para el JSK como para el Cretácico. Se consideran 7 reparaciones menores las cuales incluyen estimulaciones, así mismo, el posterior abandono (6 actividades) de las instalaciones como plataformas y ductos, por último, 11 taponamientos a los pozos del campo en 2031, así como el abandono de ductos y plataformas entre 2031 y 2032. En las figuras siguientes, se observa de manera comparativa los perfiles de producción de aceite (Figura 15) y gas (Figura 16) del Plan Vigente y lo contemplado como parte de la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

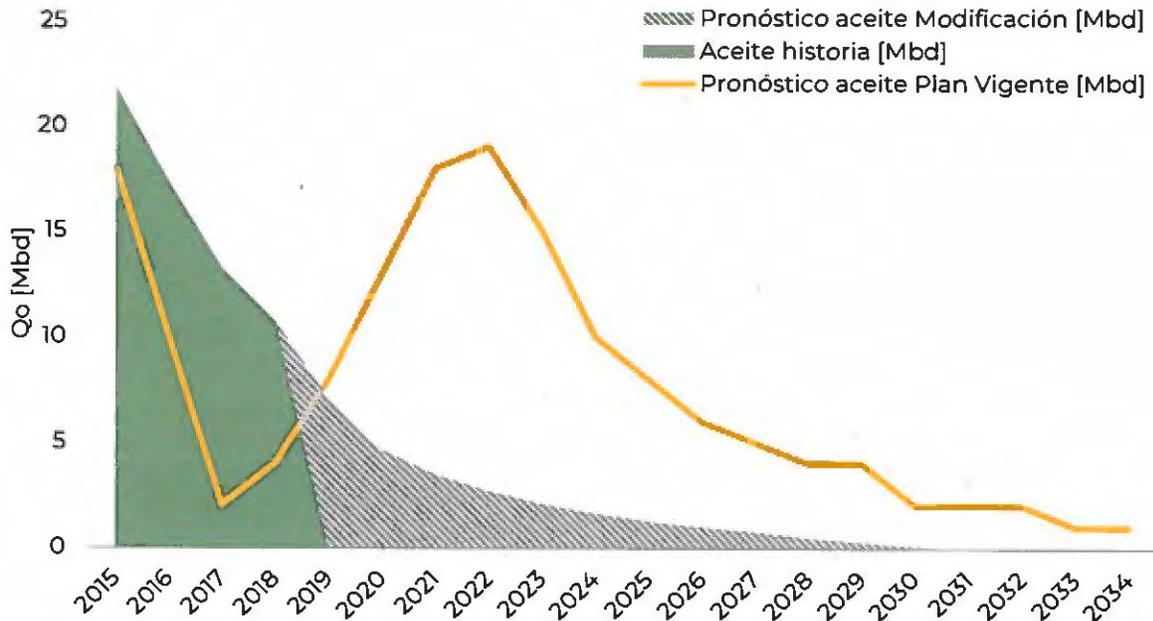


Figura. 15. Producción histórica, comparativo con Plan vigente y pronóstico de producción de la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo, Asignación A-0049-M- Campo Bolontikú.

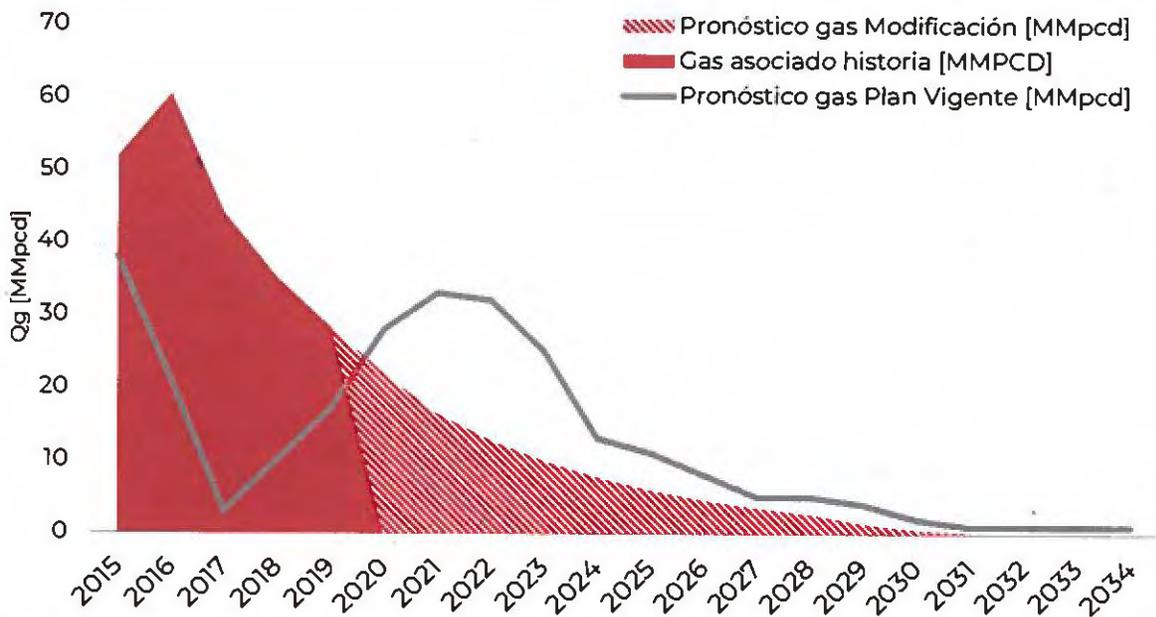


Figura. 16. Producción histórica, comparativo con Plan vigente y pronóstico de producción de la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo, Asignación A-0049-M- Campo Bolontikú.

En la Tabla 10 se presenta la comparación del volumen de hidrocarburos a producir anualmente para el plan vigente y el plan propuesto, donde se puede observar que para los años de 2020 a 2030, existe una variación mayor al treinta por ciento. Así, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción IV, de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

Handwritten signatures and initials in blue ink on the right margin.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Plan Vigente (MMbpce)	4.1	6.7	8.9	9.2	7.2	4.6	3.7	2.8	2.2	1.8	1.7	0.9
Plan Propuesto (MMbpce)	4.1	2.9	2.2	1.7	1.3	1.0	0.8	0.6	0.5	0.3	0.1	0.1
Variación (%)	-1	-58	-76	-82	-82	-78	-79	-78	-79	-85	-92	-94

Tabla 10. Comparativo de producción entre Planes. (Fuente: CNH). Factor de conversión a BPCE: 5.15 MPC/BPCE.

Comparativa del Campo Bolontikú con Campos Análogos.

Con el objeto de determinar si el Asignatario propone una modificación al Plan del campo Bolontikú procurando la maximización del factor de recuperación, la Comisión realizó una comparación de los factores de recuperación con campos nacionales e internacionales de características y propiedades similares a las del campo Bolontikú. En la Tabla 11 se muestran las características y propiedades utilizados para la selección de los campos análogos.

Criterio de búsqueda de campos análogos	Rango / Valor
Tipo de hidrocarburo	Aceite
Ubicación	Marino
Densidad API	32-42
Ambiente deposicional	Carbonatos – alta y baja energía
Roca yacimiento	Carbonatos
Mecanismos de empuje	Acuífero
Edad del yacimiento	Cretácico

Tabla 11.- Criterios de selección para los campos análogos. Fuente: CNH

De esta misma forma, en la Tabla 12 se integraron aquellos campos nacionales e internacionales a manera de recolección de experiencias de explotación en yacimientos análogos con características similares.

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

Concepto	Bolontikú	Sinan	Yum	Kitina (Congo)	Zakum (Emiratos Árabes Unidos)
Tipo de Fluido	Aceite Ligero	Aceite Negro	Aceite Volátil	Aceite Ligero	Aceite Ligero
°API	36	27.5	41	34	36
Ubicación	Marino	Marino	Marino	Marino	Marino
Litología	Carbonatos	Carbonatos	Carbonatos	Carbonatos	Carbonatos
Porosidad Promedio [%]	7.84	4.5	5.8	23	25
Recuperación	Primaria	Primaria	Primaria	Secundaria	Secundaria
Edad de yacimiento	Cretácico y Jurásico	Cretácico	Cretácico	Cretácico	Cretácico

Tabla 12. Propiedades generales de los campos análogos. Fuente: CNH

Como parte de la comparativa nacional, se eligieron los campos Sinan y Yum, ambos a menos de 5 km de distancia entre los vértices más cercanos a la Asignación A-0049-M- Campo Bolontikú.

Así mismo, se integraron campos internacionales con información de base de datos especializada, disponible para fines comparativos de factor de recuperación y propiedades petrofísicas de yacimiento. Dicho análisis efectuado es útil para distinguir la efectividad de la estrategia de explotación del campo respecto de campos análogos, con un criterio de búsqueda detallado en Tabla 11.

Se definieron los campos Kitina en la República Democrática del Congo y el campo Zakum en Emiratos Árabes Unidos, ambos se describen a continuación.

El campo Kitina se localiza en la cuenca inferior del Congo, en un tirante de agua de ~ 300 m, se ha logrado alcanzar un factor de recuperación de ~ 35% a través del desarrollo del campo con levantamiento artificial de la producción, fracturamiento hidráulico e inyección de gas en la cresta de la estructura, así como inyección de agua periférica para mejorar el factor de recuperación.

Por su parte el campo Zakum se localiza en las costas del Golfo Pérsico, en Emiratos Árabes Unidos. se ha logrado llegar a un factor de recuperación de 37.8% a través de inyección de agua apenas 5 años después del inicio de la producción, así como la perforación de pozos de desarrollo con arquitectura horizontal e inyección de gas en la cresta de la estructura. Así mismo, las prácticas de estimulación de la formación en la terminación de los pozos productores, incluyeron prácticas como estimulaciones ácidas, fracturamiento hidráulico y fracturamiento ácido.

Se distingue el hecho de que el valor del promedio aritmético del factor de recuperación de los campos análogos internacionales, seleccionados con base en los criterios establecidos en la Tabla 11, provenientes de datos especializada,

así como aquellos tomados de campos análogos nacionales vecinos de la Asignación en cuestión, considerados en la presente evaluación, arroja un promedio aritmético de 33.44 %, el cual es menor al factor de recuperación proyectado para la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción del campo Bolontikú (36.98%), con lo que se determina que el soporte de presión ejercido por parte del acuífero en el horizonte de edad Cretácica, así como la naturaleza multiestratigráfica, jugaron un papel fundamental para lograr tal Factor de Recuperación, así como el mecanismo de empuje combinado en el horizonte de edad Jurásica.

Del análisis realizado por esta Comisión, se observa que el factor de recuperación final estimado para el campo Bolontikú, está acorde con otros campos similares a nivel nacional e internacional, y por lo tanto, las actividades propuestas en esta modificación procuran la maximización del Factor de Recuperación.

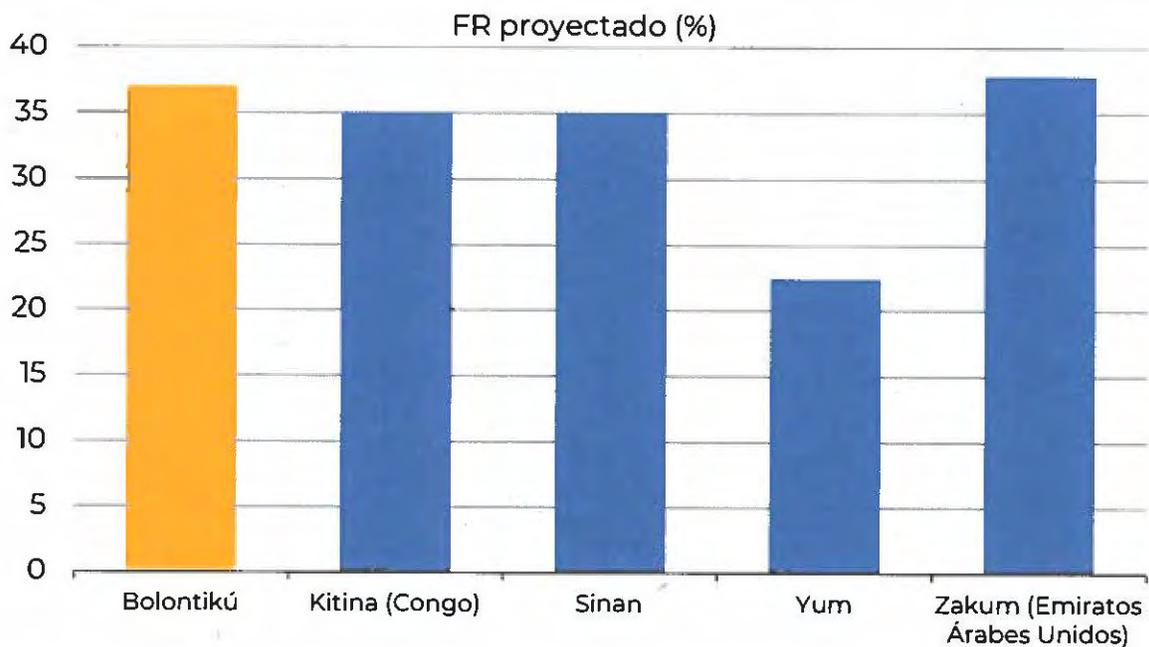


Figura 17. Factores de recuperación de campos análogos. (Fuente: Comisión)

Campo	País	Época Geológica	Factor de Recuperación [%]
Bolontikú	México	Mesozoico	36.98
Sinan	México	Mesozoico	35
Yum	México	Mesozoico	22.4
Kitina (Congo)	República Democrática del Congo	Mesozoico	35
Zakum (Emiratos Árabes Unidos)	Emiratos Árabes Unidos	Mesozoico	37.8

Tabla 13. Factores de recuperación análogos para el campo Bolontikú. (Fuente: PEP/Comisión)

e) Medición de Hidrocarburos

La Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú, se localiza en aguas territoriales del Golfo de México sobre la Plataforma Continental a 75 km al NE de Paraíso Tabasco

El campo Bolontikú cuenta con un total de 20 pozos perforados, de los cuales 14 son de desarrollo y 6 exploratorios, mencionando que al cierre del 31 de julio de 2019, solo 4 son productores (6,578 bpd de petróleo, 21.52 MMpcd de gas y 2,753 bpd de agua, datos del mes de agosto del año en curso) de manera natural, ya que no se manifiesta el uso de Sistemas Artificiales de Producción, planeando recuperar un volumen total de 7.57 MMB de aceite y 26.67 MMMpc de gas.

La Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú agota su vida productiva en el año 2030, esperando que se concluyan las actividades de abandono para el año 2032; sin embargo, el horizonte de evaluación está considerado hasta el año 2040. Cabe señalar que no se considera desarrollo de nueva infraestructura por lo que Pemex Exploración y Producción dará mantenimiento y continuará operando la infraestructura existente, la cual consiste en tres plataformas, una Sea Pony, un Trípode y un Sea Horse III, así como tres Oleogasoductos de diferentes diámetros para el transporte de la producción.

La producción de hidrocarburos de la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú se dirige hacia el CP-Litoral-A, mediante la siguiente filosofía, la producción de las plataformas Bolontikú-A, Bolontikú-B y Bolontikú-1 fluyen hacia el oleogasoducto de 24" Ø x 29 km mediante tres interconexiones submarinas para cada una de las plataformas previamente mencionadas, en dicho ducto la producción del Campo Bolontikú en conjunto con los fluidos producidos de la Asignación A-0309-M- Campo Sinan y la Asignación A-0358-M-Campo Uech fluyen hacia la plataforma de Enlace Litoral del CP-Lit-A. Adicionalmente a lo anterior, se tiene la flexibilidad operativa para manejar la producción de la Asignación-M-0049-Campo Bolontikú en el Centro de Proceso Abkatún-D, fluyendo a través de la línea de 24" Ø x 29 km en sentido inverso hacia la plataforma Uech-A y a través de las líneas de 20" Ø x 1.997 km, 24" Ø x 11.5 km, 24" Ø x 0.05 km, 24" Ø x 24.142 km y 24" Ø x 9 km con destino al CP-Abk-D.

Una vez que la producción de la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú llega al CP-Litoral-A, por medio de la plataforma Enlace Litoral, la corriente se mezcla con aquella correspondiente a los campos May, Yum, Sinan, Kab y Uech, dirigiéndose al separador FA-3102 TX de primera etapa, instalado en la plataforma PB-LIT-T.

El gas obtenido de la primera etapa de separación se envía hacia el CP-ABK-D vía CP-POL-A a través del gasoducto de 36" Ø x 53 km y oleogasoducto de 24" Ø x 9 km para ser rectificado, comprimido y medido, para su posterior envío hacia el Centro Procesador de Gas Atasta vía Abkatún-A/Pol-A.

Mientras que el líquido separado de las corrientes previamente señaladas se envía hacia los separadores trifásicos FA-3100 y FA-3101 para una segunda y tercera etapa de separación, dichos separadores se encuentran ubicados en la plataforma PB-LIT-A, el agua se envía al sistema de tratamiento de agua congénita para su tratamiento y disposición; sin embargo, el aceite deshidratado y desalado se dirige a las turbobombas GA-3154 para enviarse al cabezal de salida de crudo de la plataforma Enlace Litoral, ya en Enlace Litoral, el aceite en calidad se envía hacia la plataforma rebombeo por el Oleoducto de 24" Ø x 8km (L-238), concluyendo su trayecto en la interconexión submarina 96, donde dependiendo de la alineación de válvulas y condiciones operativas puede fluir hacia el CP-Akal-J vía Plataforma Rebombeo o hacia la TMDB.

En condiciones normales de operación, el aceite estabilizado ubicado en la Plataforma Rebombeo se dirige hacia el CP-Pol-A por medio del oleoducto de 36" Øx53 km, posteriormente a través del oleoducto de 36" Ø x 9km se envía la corriente hacia el CP-Abkatún-D, después mediante el oleoducto de 24" Ø x 3.6km se transporta hacia el CP-Abkatún-A, consecuentemente a través del Oleoducto de 36" Ø x 21 km se envía hacia el CP-Akal-J, una vez en el CP-Akal-J el crudo ligero marino (CLM) tiene tres destinos: uno es hacia el punto de comercialización FPSO Yüum K'ak'náab y/o Terminal Marítimo Cayo Arcas (CA), donde el CLM es utilizado para su mezcla con crudo pesado proveniente de los campos Ku, Maloob y Zaap, con el fin de conformar crudo tipo Maya con fines de exportación vía FPSO y/o Cayo Arcas. Por otra parte, desde Akal-J el CLM también es destinado para el envío hacia el campo Ayatsil, el cual produce un crudo de alta viscosidad con aproximadamente 10° API esto con la finalidad de aligerar la corriente de crudo para obtener un mínimo de 16° API, y finalmente enviarse hacia TMDB vía el corredor Ku-H / Ku-S / Ku-A / Akal-J.

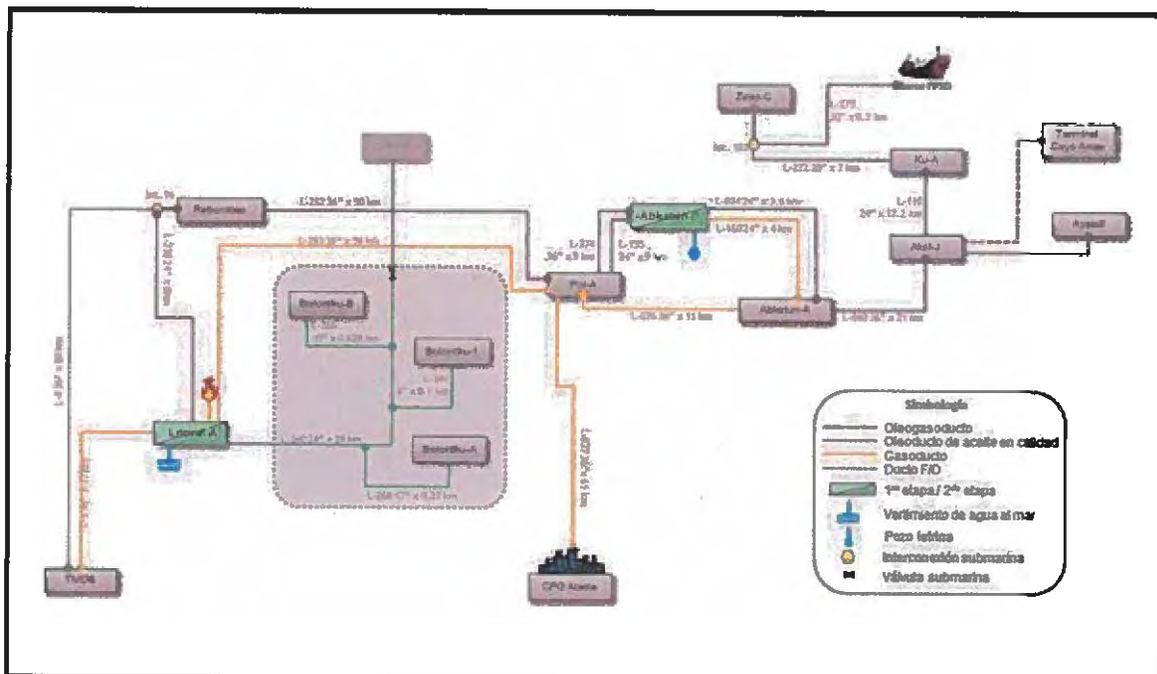


Figura 18. - Red de recolección de la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú.

[Handwritten signatures and marks in blue ink on the right side of the page.]

En complemento de lo anterior el Asignatario realiza la siguiente propuesta para los Puntos de Medición para el Aceite, Gas y Condensado de la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú:

Medición de Petróleo

Para la cuantificación del aceite, el Asignatario contempla mediciones de tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal (Puntos de Medición), ver Figura 19 la cual es un esquema en el que se identifica la medición correspondiente a esta Asignación.

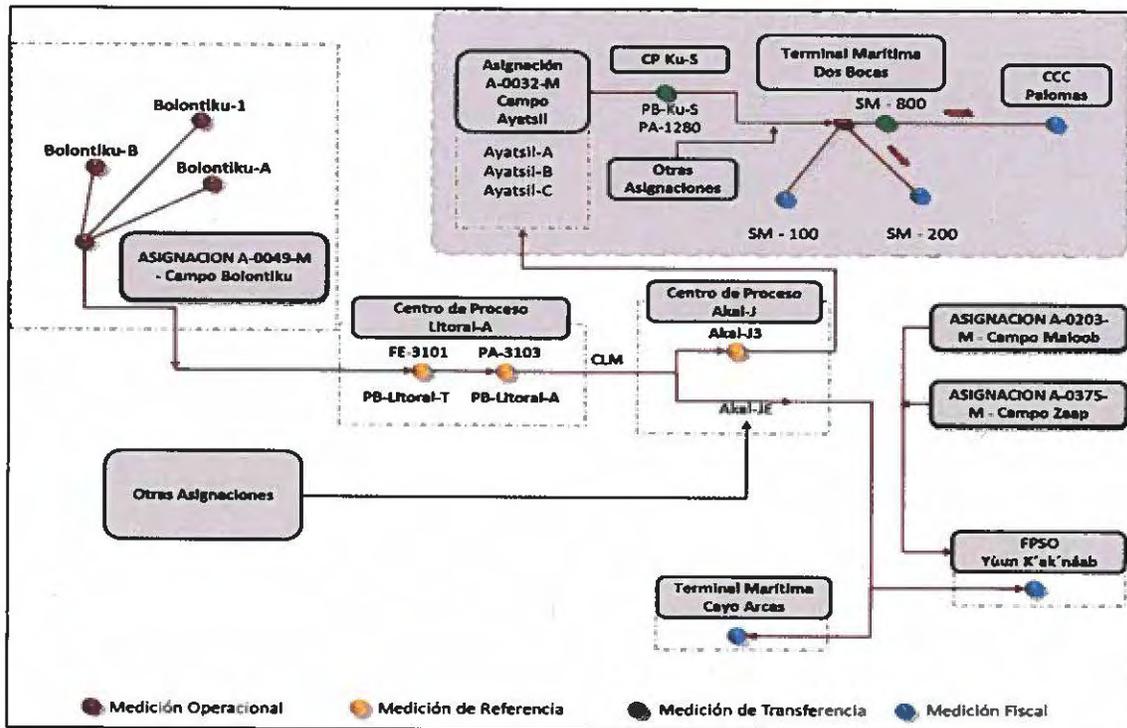


Figura 19.- Manejo y Medición de aceite de la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú, fuente PEP.

La medición de tipo operacional correspondiente a la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú, se lleva a cabo en las plataformas Bolontikú A, Bolontikú B y Bolontikú 1 por medio de medidores multifásicos, los cuales no necesitan la separación de las fases de la mezcla de hidrocarburos, cabe señalar que se menciona que el medidor multifásico instalado en la plataforma Bolontikú-B se encuentra en rehabilitación, a lo cual el Asignatario deberá notificar una vez que dicho medidor multifásico entre en operación, conforme a lo establecido en los LTMMH, resaltando que debido a las dimensiones de las plataformas, no es factible la instalación de un separador de prueba, por lo tanto se llegó a la conclusión de utilizar tecnologías de medición de flujo multifásico.

La medición del tipo referencial se realiza en el CP-Litoral-A empleando el sistema de medición referencial PA-3101 ubicado en la plataforma PB-Litoral-T;

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including '777', 'A', and other illegible marks.]

además de utilizar el sistema de medición PA-3103 ubicado en la plataforma PB-Litoral-A, ambos contando con tecnología de medición de flujo másico tipo Coriolis, adicionalmente en el CP-Akal-J J3 se cuenta con el paquete de medición PA-5000 el cual cuenta con tecnología de medición de flujo tipo ultrasónico. La medición de transferencia se realiza en la TMDB mediante el Sistema de Medición SM-800, que tiene como elemento primario medidores de flujo tipo turbina, en el caso de la PB-Ku-S se cuenta con el Sistema de Medición de Transferencia PA-1280, con medidor de tipo ultrasónico como elemento primario de medición. Los Puntos de Medición de aceite propuestos para la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú son cuatro, los cuales son los siguientes:

- **Terminal Marítima Cayo Arcas:** Sistemas de Medición PA-100 y PA-200 con medidores de Desplazamiento Positivo como elemento primario de medición.
- **FPSO Yùum K'ak'náab:** Sistema de Medición M14 con medidores de tipo Ultrasónico como elemento primario de medición.
- **Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB):** Sistemas de Medición SM-100 y SM-200 con medidores tipo Turbina como elemento primario de medición.
- **Centro Comercializador de Crudo Palomas (C.C.C. Palomas):** Sistemas de Medición PA-100, PA-200 y PA-300 con medidores de tipo Ultrasónico como elemento primario de medición.

Medición de Gas Natural

Para la cuantificación del gas, el Asignatario contempla mediciones de tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal (Puntos de Medición), ver Figura 20 la cual es un esquema en el que se identifica la medición correspondiente a la Asignación.

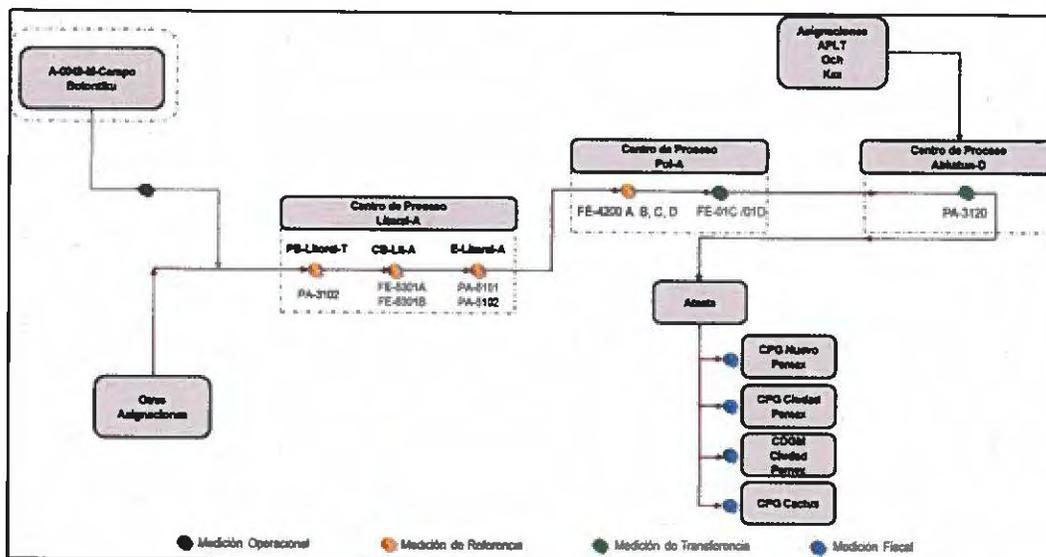


Figura 20.- Manejo y Medición de Gas de la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú, fuente PEP.

La medición del tipo referencial se realiza en el CP-Litoral-A, empleando el sistema de medición PA-3102 con medidores de flujo tipo V-Cone ubicados en la plataforma PB-Litoral-T; además se utiliza el sistema de medición FA-5301-A que tiene como elemento primario de medición un medidor de flujo de placa de orificio instalado en la plataforma CB-Litoral-A, los sistemas de medición PA-5101 y PA-5102 que cuentan con medidores ultrasónicos como elemento primario de medición, ubicados en la plataforma E-Litoral-A, por último se mencionan los sistemas de medición FE-4200 A, B, C, D que cuentan con medidores de flujo tipo ultrasónico como elemento primario de medición ubicados en el CP-Pol-A.

La medición de transferencia se realiza en el CP-POL-A, se cuenta con el paquete de medición FE-01C/01D, adicionalmente se realiza otra medición de transferencia en el CP-Abkatún-D (PA-3120), los Sistemas de Medición de Transferencia previamente mencionados cuentan con medidores tipo ultrasónico como elemento primario de medición.

Los Puntos de Medición de gas propuestos para la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú son cuatro, los cuales son los siguientes:

- **Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex:** Sistemas de Medición PM-11 con medidores de placa de orificio como elementos primarios de medición
- **Centro Procesador de Gas Cactus:** Sistema de Medición PM-66 con medidores de placa de orificio como elementos primarios de medición.
- **Centro Procesador de Gas Ciudad Pemex:** Sistemas de Medición PM-25 con medidores de placa de orificio como elementos primarios de medición.
- **Centro Distribuidor de Gas Marino Ciudad Pemex:** Sistemas de Medición PM-101 con medidores de placa de orificio como elementos primarios de medición

Condensado

Los Puntos de Medición propuestos para realizar la medición de condensados líquidos para la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú son dos, los cuales son los siguientes.

- **Centro Procesador de Gas Cactus:** Sistema de Medición FE-420 con medidores másicos tipo Coriolis como elemento primario de medición, y Sistema de Medición FE-1420 con medidores de placa de orificio como elemento primario de medición.
- **Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex:** Sistema de Medición FE-4420 I y FE-4420 II con medidores del tipo placa de orificio como elemento primario de medición, y Sistema de Medición FE-4420 III y FE-4420 IV con medidores tipo Másico Coriolis como elemento primario de medición.

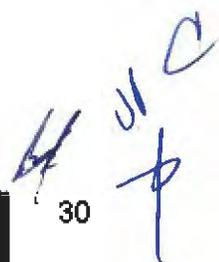
Manejo del Agua



En cuanto al manejo y medición del agua congénita, una vez separada y obtenida del proceso de deshidratación en las instalaciones del CP-Litoral-A, la determinación del volumen de agua se hace a través de muestreos manuales, mediante una toma normada para que sea representativa al gasto, posteriormente se alimenta al tanque acumulador de agua congénita (FA-3600), dicha agua congénita se envía al sistema de tratamiento de agua congénita de CB-Litoral-A para mayor tratamiento o para ser bombeada con inyección de químicos previamente a difusor marino, dicho volumen se determina por prorrateo conforme a los volúmenes de agua medidos debido a que la producción es mezclada con las asignaciones Yum, Tsimin, Xux, Sinan, Kab, May y Uech. Por su parte en la PB-Ku-S, la determinación del volumen de agua se obtiene a través de un patín de calidad con un muestreador automático y un medidor de corte de agua, los datos obtenidos son recibidos por los computadores de flujo asociados a sistemas de medición y verificados por resultados del análisis del contenido de agua obtenidos en el muestreador.

1. Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos

Una vez revisada la información e identificada la propuesta de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición para la A-0049-M-Campo Bolontikú se llevó a cabo la siguiente evaluación:



Datos Generales:

Nombre del Asignatario o Contratista:
 No. de Contrato o Asignación:
 Nombre de la Asignación o Área Contratada:
 Tipo de Plan a evaluar:

Petroler Exploración y Producción
 A-0095-M-Campo Bolonibu
 Campo Bolonibu
 Plan de Desarrollo



No.	Artículo de los L.TMMH/Contrato/Guía	Requerimiento	Criterio de evaluación	Presentó SI/No	Cumplió/No SI/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta el P.M	L.TMMH, Capítulo II y IV	determinación y asignación de volumen y calidad de los hidrocarburos	Si	Si	El Asignatario presenta y describe la propuesta para el manejo de los hidrocarburos del Área para lo cual, la producción de las plataformas Bolonibu-A, Bolonibu-B y Bolonibu-1, fluyen hacia el oleogusano de 24" Ø x 29 km mediante tres interconexiones submarinas con dirección al CP-Litoral-A donde se mezclara la producción de los campos May, Uech, Yum y Saran, siguiendo la filosofía de operación para llegar los Puntos de Medición propuestos.	Cabe resaltar que la producción se maneja de manera múltiple hasta los centros de proceso, en donde se estabilizarán y acondicionarán los hidrocarburos, en donde llegaran con los contenidos de campos como May, Uech, Yum y Saran
2	Propuesta de Puntos de Medición	L.TMMH, Capítulo II	De los sistemas de medición	Si	Si	Presenta como propuestas y puntos de medición aceite los ubicados en la TMDB, CCC Palomas, FPSO YON y TM Cayo Arcas, para el Gas los ubicados en el CDGM Cd. Pemex, CPG Cd. Pemex, CPG Nuevo Palmas y CPG Cactus, en cuanto a los condensados los puntos propuestos son CPG Nueva Esperanza y CPG Cactus.	Presentó la descripción e información relacionada con los sistemas de medición ubicados en los Puntos de Medición, y adicionalmente lo relacionado con mediciones de transferencia, referencia y operacional.
3	42, fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los L.TMMH	Si	Si	El Asignatario presenta su política de medición la cual se encuentra basada en la aplicación y cumplimiento a la normatividad aplicable, así como a la adopción de un sistema de gestión basado en la norma ISO-CC-10012-MNC-2004	De acuerdo a la información presentada se identifica que la política de medición se encuentra sustentada en un documento conocido como plan rector, con la finalidad de implementarla y difundirla al interior de la empresa, información ubicada en el documento Mecanismos de Medición.
4	42, fracción II	Procedimientos:					
		Mantenimiento	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración, de conformación metrológica, de mantenimiento	Si	Si	Presenta el Procedimiento Operativo para Mantenimiento de Medición de Hidrocarburos (PO-MA0002-2017), el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta de anexos del art 42 L.TMMH y con el cual se dará el mantenimiento adecuado y preventivo a los sistemas de medición lo cual puede influir directamente en los resultados de medición	Presenta los programas de mantenimiento para los Puntos de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de los procedimientos
		Conformación metrológica		Si	Si	Presenta el Procedimiento Operativo para Realizar Conformación Metrológica a Sistemas de Medición (PO-PO-OP-0144-2017), el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta de anexos del art 42 L.TMMH, proceso con el cual se asegurará que los instrumentos se mantienen para el uso previsto	Presenta los programas de conformación metrológica para los Puntos de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de estos procedimientos
		Elaboración de balance		Si	Si	Presenta el Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Producción de Aceite (PO-MC-OP-0002-2017), así como el Procedimiento Operativo para Elaborar el Balance de Producción de Gas (PO-MC-OP-0003-2017), el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta de anexos del art 42 L.TMMH	Ver apartado de producción y balance
Calibración de los instrumentos de medida	Si	Si		Presenta el Procedimiento Operativo para Calibrar Sistemas de Medición de Hidrocarburos (PO-PO-OP-0134-2017), el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta de anexos del art 42 L.TMMH, con lo cual recibirá la trazabilidad a través de patrones propios o de un tercero acreditado	Presenta los programas de calibración para los Puntos de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de estos procedimientos		
5	42, fracción II	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DTT's, isométricos), se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición, indicando los sistemas de medición operacional, referencial y de transferencia existentes	Si	Si	El Asignatario presenta el diagrama general del proceso donde se identifican los diferentes tipos de medición a realizar, así mismo también se presenta los diagramas correspondientes a las instalaciones que conforman los Mecanismos de Medición desde el pozo hasta el Punto de Medición, esta información se encuentra en el documento Mecanismos de Medición.	Adicionalmente a los diagramas en el documento Mecanismos de Medición se presenta la descripción de la conformación de los sistemas de medición tanto para hidrocarburos líquidos como para gas
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los L.TMMH	Si	Si	Se presenta la ubicación de los sistemas de medición mediante coordenadas geográficas, además de su categoría o uso, información ubicada en el documento Mecanismos de Medición y en el documento Ubicación de los Instrumentos de Medición contenido en la carpeta artículo 42 L.TMMH	Estas ubicaciones y cambios deberán mantenerse actualizados y deberán formar parte del censo que se entrega anualmente de conformidad con los L.TMMH y utilizando los formatos correspondiente
7	42, fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DTT's, isométricos). Adicionalmente especificar se se cuenta con patrones de referencia en sitio o bien los a utilizar en caso de no contar con ellos, de conformidad con el artículo 22 de los L.TMMH	Si	Si	Se identifican los diagramas isométricos correspondientes a los sistemas de medición existentes, en los cuales se observa la conformación de los sistemas de medición, información ubicada a lo largo del documento Mecanismos de Medición en los anexos de la carpeta art 42 L.TMMH	Se presentan algunos DTT's, estos diagramas deberán mantener actualizados ya que forman parte de la información documental de los Mecanismos de Medición

[Handwritten signatures and initials]

31

8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a los establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre operadores	Si	Si	De acuerdo a la información presentada no se identifica el uso compartido de los puntos de medición propuestos	Sin Observaciones
9	42, fracción VII	Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	Si	Si	El asignatario presenta los programas correspondientes a la implementación de los requisitos para el cumplimiento de los LTM&H. Información ubicada en el documento Mecanismos de Medición, así como en la carpeta de los anexos artículo 42 LTM&H	Los programas se encuentran los relacionados con la implementación de los procedimientos, así como el desarrollo de actividades para el cumplimiento a los requerimientos de implementación de los Mecanismos de Medición de la Asignación
10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTM&H, y se deberán reportar los valores de incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conforman el Mecanismo de Medición de la Asignación, incluyendo los presupuestos de incertidumbre y evidencia de la trazabilidad de los sistemas de medición correspondientes como soporte	Si	Si	Se presenta presupuestos de incertidumbre correspondientes a los Puntos de Medición, así como los programas relacionados para su actualización, con la finalidad de mantener una mejora continua a los sistemas, información ubicada en los anexos, carpeta artículo 42 LTM&H	Es importante resaltar que no todos los valores están dentro de lo establecido, sin embargo se identifica el compromiso de mejora a corto plazo para tener un mejor aseguramiento de la medición, y con la cual se mantendrá la trazabilidad y mantenimiento a los sistemas de medición que influyen directamente en el resultado de medición.
11	42, fracción IX	Evaluación económica	Presentar las inversiones económicas relacionadas con las actividades de implementación, mantenimiento y aseguramiento de la medición durante el Plan de Desarrollo, las cuales tendrán como finalidad el dar cumplimiento a los valores de incertidumbre establecidos en los LTM&H.	Si	Si	De acuerdo a la información presentada por el Asignatario se identifica un análisis técnico-económico, en el cual se incluyen las inversiones y gastos operativos relacionados con medición hasta el año 2030, información ubicada en el documento Mecanismos de Medición y anexos de la carpeta artículo 42 LTM&H	Estos gastos e inversiones de acuerdo a lo observado garantizarán los parámetros de incertidumbre solicitados en los LTM&H, siempre y cuando se lleve a cabo el correcto seguimiento a los mismos
12	42, fracción X	Programas de implementación de la Bitácora de registro	Deberá dar cumplimiento el artículo 7, fracción IV artículo 10, artículo 42 fracción X, artículo 50	Si	Si	De acuerdo a la información presentada, el proceso de adiestramiento del personal encargado de administrar los sistemas de medición se llevó a cabo durante el periodo del 31 de octubre al 10 de noviembre del 2016 y el periodo para el registro de información en su primera etapa (censo de sistemas de medición), se estableció del 7 de noviembre de 2016 al 7 de marzo de 2017 información presentada en los anexos carpeta artículo 42 LTM&H	Cabe resaltar que la información a contener de cumplimiento a lo solicitado en los LTM&H
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	Si	Si	El Asignatario presenta los programas de diagnósticos a los sistemas de medición que conforman los Mecanismos de Medición, información que se encuentra ubicada en los anexos, carpeta artículo 42 LTM&H	Sin Observaciones
14	42, fracción XII	Competencias técnicas	Se tendrán que incluir certificados, reconocimientos, evidencias que demuestran que las competencias son acordes con los sistemas de medición instalados o a instalar. Adicionalmente se debe incluir el organigrama y CV's del personal involucrado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación	Si	Si	Se presenta evidencia de las competencias técnicas del personal relacionado con medición, incluyendo los CV's correspondientes	Adicionalmente presenta el programa de capacitación del personal en el cual se encuentra incluido el Responsable Oficial propuesto
15	42, fracción XIII	Indicadores de desempeño	Cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33	Si	Si	Se presenta propuesta de cinco indicadores de desempeño el cual está contenido en el documento Indicadores de Desempeño, en los anexos de la carpeta Art. 42 LTM&H, los cuales cumplen con la información mínima a contener de acuerdo a lo establecido en los LTM&H	Se identifica que manifiesta con estos indicadores del cumplimiento a lo solicitado en los LTM&H para los indicadores, sin embargo una vez implementados estos deberán ser evaluados en su ejecución y cumplimiento dándole seguimiento
16	42, fracción IV	Responsable oficial	Cumplimiento al artículo 9, incluyendo sus datos generales como es el puesto que ocupa en la empresa y sus datos de contacto	Si	Si	Presenta la designación del Responsable Oficial	Se identifica a la Mtra. Blanca Estela González Valera S.P.A. del activo integral de producción bique ASQ2-04 como responsable oficial
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería, verificar en diagramas	Si	Si	De acuerdo a los diagramas presentados no se identifican derivaciones en los sistemas de medición	Sin Observaciones
18	19, fracción III	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemétricos con que se cuentan o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos	Si	Si	El Operador Petrolero presenta la descripción de los sistemas telemétricos con que cuenta en los Puntos de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, y manifiesta que actualmente se encuentran operando	Sin Observaciones
19	19, fracción IV	Calidad	El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los presentes Lineamientos	Si	Si	Con base a los procedimientos presentados para la determinación de calidad y su asignación al Operador Petrolero asegura su determinación en los Puntos de Medición	Se identifica de acuerdo a los documentos presentados en la carpeta de procedimientos se manifiesta que para el aceite, gas y condensado los puntos propuestos cumplirán con la calidad, utilizando la infraestructura existente de pernos.
20	19, fracción V	Computador de flujo	El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de resguardar la información	Si	Si	Los Puntos de Medición propuestos cuentan con elementos terciarios de medición (computador de flujo), los cuales cuentan con seguridad para su acceso y contienen los algoritmos de cálculo para la determinación de los volúmenes netos	Sin Observaciones

21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	Si	No	Se presentan certificados de calibración como evidencia de la trazabilidad de los instrumentos de medida. Información ubicada en los anexos, carpeta B - VII. Incr. de Med. Ubicada en la carpeta artículo 42 LTAMH	Se identifica que hay programas asociados a la calibración con lo cual el Operador Petrolero asegura la trazabilidad de los instrumentos medidos, y aplicados en algunos casos a la brevedad para mantener en condiciones y dentro de los parámetros de incertidumbre
22	22	patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición	Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los condensados, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permanente. En casos excepcionales, Patrones portátiles	Si	Si	Se identifican algunos patrones tipo tubería instalados en sitio, para algunos de los sistemas instalados en los Puntos de Medición.	No presenta la descripción e identificación de los patrones solo se mencionan, por lo que será importante que esta información se encuentre respaldada mediante su sistema de gestión y generamiento, por otra parte se resalta que donde no se cuenta con estos patrones la trazabilidad se dará a través de terceros acreditados
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o cálculo para el balance del área.	Si	Si	De acuerdo con el documento Mecanismos de Medición, el agua congénita, se cuantifica a través de muestreos manuales en el CP-Litoral-A, por su parte en la PB-Ku-S se obtiene a través de un patrón de calidad con muestreador automático y un	Se menciona en el documento Mecanismos de Medición.
24	24	De la medición múltiple, fracciones I, II y III	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores múltiples en su plan de desarrollo para la Extracción	Si	Si	De acuerdo con el documento Mecanismos de Medición se presenta propuesta con la utilización de medidores múltiples en todas las plataformas pertenecientes a la Asignación, empleándose como medición operacional	De acuerdo con el documento Mecanismos de Medición, justifican el uso de los medidores múltiples de manera general
25	VI 9 anexo I guía de planes	Medición en pruebas de pozo	Presentar la descripción breve de los puntos de medición, tipo y especificaciones de medidor e incertidumbre asociada, y calidad de los hidrocarburos, adicional la ubicación en la que se entregarán al comercializador los hidrocarburos.	No	No	No presenta propuesta para pruebas de pozo de conformidad con el artículo 30 de los - TAMH	Sin Observaciones

Producción y Balance

El operador petrolero presentó los procedimientos para la medición y asignación de la producción, de petróleo y gas con base en las mediciones fiscales, de transferencia, de referencia y operacionales. Estos procedimientos describen los pasos para asignar la producción a la asignación A-0049-M- Campo Bolontikú y sus respectivos pozos considerando el porcentaje de aportación de cada una de las corrientes que confluyen al Centro de Proceso Litoral-A donde se tiene la medición de referencia. Las corrientes que confluyen al CP Lit-A corresponden a los campos Sinan y Uech.

El proceso de balance se realiza con los datos diarios de producción, de distribución y los puntos de venta, al fin de mes se verifica la información operativa y oficial, haciendo una nueva iteración en el cálculo de las redes con los datos oficiales se determina la asignación de la producción en función de los resultados provenientes de los sistemas de medición fiscal, los cuales son el CCC Palomas, la TM Cayo Arcas y el FPSO para el petróleo, así como, los CPG´s Nuevo Pemex, Ciudad Pemex, Cactus y el CDGM Ciudad Pemex para el gas.

El punto de toma de muestra para determinar la calidad de los hidrocarburos correspondiente a la asignación A-0049-M- Campo Bolontikú será en la bajante de los pozos, con una frecuencia quincenal para para aceite y mensual para gas. La determinación de la calidad de los hidrocarburos líquidos y gaseosos para efectos operacionales se realiza en los laboratorios del Activo, los cuales no están acreditados ante la EMA, para la determinación de la calidad con certificado se dispone de un Servicios de análisis, caracterización y evaluación de las corrientes de hidrocarburos y productos químicos en pozos, sistemas de proceso y transporte de la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste.

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 mediante el Oficio No. 250.740/2019 de fecha 14 de noviembre de 2019, respectivamente a lo cual mediante el Oficio No. 352-A-I-050 recibido en esta Comisión el 21 de noviembre de 2019, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Operador y correspondiente a la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú "...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 CNH 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 Lineamientos, 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 con lo señalado en el artículo 28 de los Lineamientos, 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.
- 5) Dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan.

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Mecanismos de Medición y el Punto de Medición 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 de Asignación, en términos del presente análisis técnico y la evaluación de los Mecanismos de Medición correspondiente.

Obligaciones de PEP:

1. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en el Plan de Desarrollo por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen.
2. Dar aviso a esta Comisión – Dirección General de Medición cuando se finalice con cada una de las actividades relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo.
3. Los volúmenes y calidades del Petróleo, Gas Natural y Condensado producidos, así como los medidos en el Punto de Medición, deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los formatos del anexo I de los LTMMH y normatividad vigente. Asimismo el Asignatario deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balance alguno.
4. El Asignatario deberá adoptar un sistema de Gestión y Gerenciamiento de la medición basado en la norma ISO 10012, de conformidad con lo establecido en los LTMMH, el cual contendrá y resguardará la información relacionada con los sistemas de medición y los Mecanismos de Medición.
5. Para el cumplimiento del artículo 10 de los LTMMH, deberá proporcionar el balance de los autoconsumos y características de los equipos generadores de autoconsumos, así como de los equipos que bombean y miden el agua de inyección.
6. Actualizar y mantener actualizado en censo de los sistemas de medición usados en los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición operacional, referencia y transferencia, conforme a lo establecido en el presente Dictamen.
7. El Asignatario deberá mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias, habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición.
8. El Asignatario deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de los hidrocarburos en el Punto de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH.
9. El Asignatario deberá reportar la producción de condensados en el formato CNH_DGM_VHP de los LTMMH. En el formato CNH_DGM_VHPM de los LTMMH, PEP reportará los condensados líquidos medidos en los Puntos de Medición, así mismo se deberán de reportar los condensados equivalentes calculados, mismos que se deberán de calcular tomando como base el estándar API MPMS 14.5 utilizando como insumo los resultados de análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificado para el área de asignación.
10. El Asignatario deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico en laboratorio del Gas Natural producido, así como un análisis cromatográfico en el Punto de Medición para la determinación de la calidad, mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH.
11. El Asignatario deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los LTMMH en su versión más reciente, atendiendo en tiempo

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

y forma cada uno de los requerimientos, así como de lo establecido en el presente Dictamen.

12. Así mismo es necesario que el Asignatario cuente con información actualizada sobre los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre del volumen medido estimado sobre el volumen a condiciones de referencia, monitoreo y transmisión de los datos en tiempo real y de cada una de las variables asociadas a los sistemas de medición de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición y por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.
13. Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Asignatario deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción, 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.

f) Comercialización

El Operador establece como estrategia principal de comercialización del aceite producido en la Asignación el satisfacer el requerimiento del Sistema Nacional de Refinación (en adelante, SNR) de crudo tipo maya y crudo tipo Istmo; así mismo, en caso de existir excedente en la producción se exportará a través de Petróleos Mexicanos Internacional (PMI).

Por otra parte, la estrategia comercial para comercializar el gas húmedo producto de la separación y estabilización establece que el gas será vendido a Pemex Transformación Industrial (PTRI) para la carga de sus Centros de Proceso de Gas a través de contratos de compraventa.

En cuanto a las calidades y pronósticos de los hidrocarburos a ser comercializados, el Operador establece que el campo estará produciendo hasta el año 2030, con una calidad aproximada de 37 [API] y contenido de azufre del 0.32 [% masa], mientras que la calidad del gas se visualiza en la siguiente tabla:



Plataforma		Bolontiku-1	Bolontiku-B
Pozo		12	13
Fecha de muestra		05/07/2019	03/08/2019
Componentes en % de mol	Ácido Clorhídrico	0	0
	Ácido sulfhídrico	1.0141	0.8329
	Agua	0	0
	Contenido de Condensados	0	0
	Decanos+	0	
	Dióxido de Azufre	0	0
	Dióxido de Carbono	2.8447	3.4672
	Etano	11.9471	19.159
	Hexanos	0.4546	0.6033
	Heptanos	0	0
	Hidrógeno	0	0
	i-Butano	0.7428	0.9167
	i-Pentano	0.3879	0.4951
	Metano	74.5545	62.0081
	Monóxido de Carbono	0	0
	n-Butano	1.756	2.6385
	Nitrógeno	0.3184	0.1928
	Nonanos	0	0
	n-Pentano	0.5165	0.6116
	Octanos	0	0
Oxígeno	0	0	
Propano	5.4605	9.0725	
Total		100	100
Peso Molecular (g/mol)		22.17	24.99
Poder Calorífico (BTU/FT3)		1252.6	1395
Presión (Kg/cm2)		40.78	25.38
Temperatura (°C)		42.4	98.5
Densidad (kg/m3)		0.94	1.06

Sin embargo, se considera necesario recalcar que debido a que la producción del campo Bolontikú es mezclada con la producción de diversas asignaciones, la calidad en los puntos de medición es diferente a la calidad de los hidrocarburos producidos en el campo Bolontikú, por lo cual se señala que el aceite se estará comercializando como crudo Maya (21-22 API y un 3.4 S%) o Istmo (32-33 API y un 1.8 S%)

En lo que respecta a los precios de cada tipo de petróleo que componen la canasta mexicana de crudos de exportación (Maya, Istmo, Olmeca y Altamira) se obtienen tomando en cuenta el diferencial histórico entre el precio de cada uno de ellos y los marcadores Brent Dated o el WTI, incluyendo un ajuste en su comportamiento por las estimaciones de diferentes analistas del mercado.

Por otro lado, a partir de la última versión disponible del portafolio de proyectos de inversión de exploración y producción, y su correspondiente balance volumétrico, se obtiene la estimación de producción nacional, el consumo nacional y la exportación por tipo de crudo.

Finalmente, ponderando los precios para cada tipo de crudo y su volumen correspondiente de exportación, se obtiene la estimación de precio para la Mezcla Mexicana de Exportación (MME).

Por otra parte, para la determinación del precio del Gas se consideran tres referencias nacionales del gas (RNG). Las referencias nacionales consideradas son el gas natural de Reynosa, Gas Húmedo Amargo y Gas Húmedo Dulce cuyos poderes caloríficos son de 1,000; 1,120 y 1,248 btu/mpc, respectivamente, para obtener el precio del Gas producido en la Asignación se realiza una interpolación a los precios de estas RNG realizando un comparativo entre el Poder Calorífico del Gas producido en la Asignación y el Poder Calorífico de las RNG.

En cuanto a la tarifa de transporte del Aceite esta es igual a 0.81 usd / barril, mientras que el Gas producido no tiene costos asociados al transporte, almacenamiento o logística.

En lo que respecta a las instalaciones de comercialización a ser utilizadas y a construir se señala que la Asignación utiliza infraestructura compartida con otras asignaciones (FPSO YKN, TMDDB, Terminal Pajaritos, Terminal Salina Cruz, CPG CD Pemex, Nuevo Pemex y Cactus) y no se consideran en instalaciones de venta adicionales.

Por último, se señala que el Operador da cumplimiento a los establecido en el numeral 4.2.5. de los lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

g) Análisis económico

La opinión económica relativa a la Solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú (la Solicitud de Modificación), se emite como resultado de un análisis realizado por la Comisión, observando lo siguiente:

- a. La variación de los montos de inversión y gastos operativos del Plan vigente respecto a la información presentada como parte de la Solicitud de Modificación y los costos erogados con anterioridad para el desarrollo del Campo Bolontikú.
- b. El desglose del Programa de Inversiones, contenido en la Solicitud de Modificación.
- c. La consistencia entre la información económico-financiera, incluida como parte de la Solicitud de Modificación.

- d. Una evaluación económica del proyecto de desarrollo del Campo Bolontikú, con base en la información presentada como parte de la Solicitud de Modificación al Plan de Desarrollo.

1. Variación de los montos de inversión y gastos operativos

El Plan de Desarrollo vigente para la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú, considera costos totales del orden de 1,520.62 millones de dólares², correspondientes al período 2015 a 2034³, de los cuales:

- 1,374.16 millones de dólares (90% del total) corresponden a inversiones, y
- 146.45 millones de dólares (10% del total) corresponden a gastos operativos.

Como referencia, durante los primeros 4 años de implementación del Plan de Desarrollo vigente (de 2015 a 2018), el Operador reporta⁴ costos totales erogados del orden de 381.73 millones de dólares, (368.61 millones de dólares de inversiones y 13.13 millones de dólares de gasto operativo), lo que representa un 25% de los costos totales previstos en el Plan de Desarrollo vigente.

Como parte de la Solicitud de Modificación, el Operador propone un monto total de inversiones adicionales, correspondientes al periodo de 2019 a 2034, del orden de 135.83 millones de dólares⁵, así como 25.20 millones de dólares de gastos operativos; para un presupuesto total de costos del orden de 161.03 millones de dólares.

Tal y como se muestra en la Figura 21 siguiente, lo anterior representa una disminución cercana al 64%, respecto de los montos totales esperados bajo el Plan de Desarrollo vigente, considerando los costos erogados con anterioridad.

Así, la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 62, fracción III, de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

² La totalidad de los montos contenidos en el presente apartado se presentan en dólares de octubre de 2019. En el caso de los costos erogados, éstos se calculan con base en el tipo de cambio promedio de cada año y, posteriormente, se actualizan considerando el INPP de Estados Unidos.

³ El año 2034 corresponde al fin de la vigencia de la Asignación.

⁴ De conformidad con la información presentada a la Comisión por el Operador en sus reportes mensuales.

⁵ De esta cifra, 135.83 millones de dólares, 57.82 millones corresponden a inversión y 78.01 millones de dólares relacionados a la actividad de Abandono, en el periodo 2019-2032.

**Comparativo de Inversión y Gasto Operativo
(millones de dólares)**

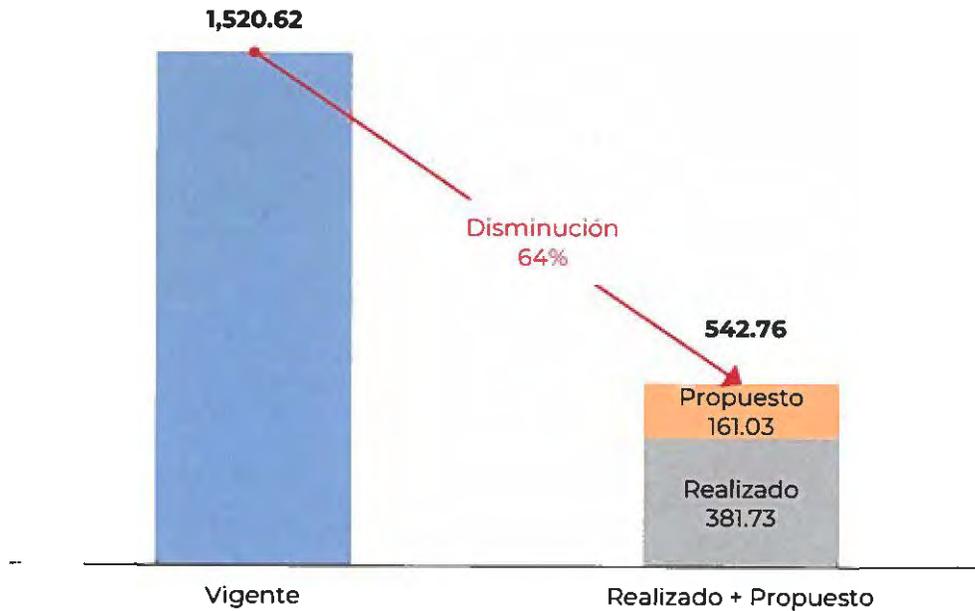


Figura 21. Comparativo de costos totales del Plan vigente respecto a la modificación del Plan

(Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por el Operador)

2. Desglose del Programa de Inversiones

A continuación, se presenta el detalle del Programa de Inversiones incluido como parte de la Solicitud de Modificación 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 161.03 millones de dólares, contenidos en el Programa de Inversiones de la Solicitud de Modificación, se distribuyen en 2 Actividades, de conformidad con lo siguiente: Producción (51.55%) y Abandono (48.45%).

Asimismo, se destaca que, como parte de la Solicitud de Modificación el Operador presupuestó un rubro denominado "Otros Egresos", por un total de 35.23 millones de dólares, mismo que se refiere a erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones externas al Campo Bolontikú.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and several initials.

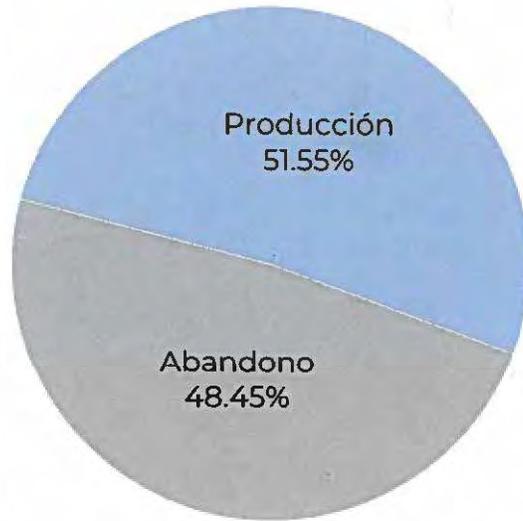


Figura 22. Distribución del Programa de Inversiones por Actividad
(Fuente: Análisis de la CNH con base en la información presentada por el Operador)

Actividad	Sub-Actividad	Total (millones de dólares)
Producción	General ^a	\$36.24
	Intervención de Pozos	\$23.34
	Operación de Instalaciones de Producción	\$19.13
	Ductos	\$3.93
	Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$0.38
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$78.01
Monto Total del Programa de Inversiones (Inversión y Gasto Operativo)		\$161.03
Otros egresos ^b		\$35.23
Costos totales		\$196.26

Tabla 14. Desglose del Costo Total del proyecto
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Notas:

Las sumas pueden no coincidir con los totales por cuestiones de redondeo.

a. Incluye, entre otras, gastos administrativos, mano de obra, materiales, servicios generales y tarifas de transporte.

b. Monto que el Operador refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones fuera de Bolontikú.

3. 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 Solicitud de Modificación es

Handwritten signatures and initials in blue ink, including the number 777.

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.

4. Evaluación económica del proyecto de desarrollo del Campo Bolontikú

4.1 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 Asignatario:

Premisas	Valor	Unidades
Producción de aceite	7.57	millones de barriles
Producción de gas	26.67	miles de millones de pies cúbicos
Gas transferido ^a	26.14	miles de millones de pies cúbicos
Precio del aceite ^b	65.65	dólares por barril
Precio del gas ^c	3.66	dólares por millón de BTU
Inversiones ^d	61.85	millones de dólares
Gasto operativo ^e	25.20	millones de dólares
Otros egresos ^f	23.13	millones de dólares
Tasa de descuento	10.00	%
Tipo de cambio	20.5	pesos / dólar

Tabla 15. Premisas de la evaluación económica
(Fuente: Información presentada por el Operador)

Notas:

- Gas producido menos volumen de autoconsumo y no aprovechado.
- Promedio simple del perfil de precios presentado por el Operador.
- Índice de Referencia de Precios de Gas Natural publicado por la Comisión Reguladora de Energía para la Región VI (donde se ubica el Campo Bolontikú) en septiembre de 2019.
- Corresponde al valor de 135.83 MMUSD, asumiendo que el Asignatario consideró durante el periodo de producción del campo una partida de Abandono, por lo que en la presente evaluación sólo se contempla el monto de abandono proporcional correspondiente a la producción remanente. Para efectos del cálculo del Derecho por la Utilidad Compartida, se asume que los montos erogados por Abandono del Campo son deducidos al 100% cada año. El resto de las inversiones se deducen a tasas del 25% y 10%.
- Considera un monto por 2.46 millones de dólares asociados al concepto "Reserva laboral" el cual, fue considerado como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.
- Otros Egresos es el monto que el Operador refiere a las erogaciones por concepto de manejo de la producción en instalaciones fuera del Campo. En tal virtud, éste se consideró como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica. Corresponde al Monto de 35.23 MMUSD, asumiendo que el Asignatario consideró durante el periodo de producción del campo una partida para el Abandono de instalaciones en otras asignaciones que manejan la producción del Campo; por lo que en la presente evaluación sólo se contempla el monto proporcional correspondiente a la producción remanente.

4.2 Resultados de la evaluación económica

Como resultado de la evaluación económica realizada por la Comisión respecto a la Solicitud de Modificación, se observa que, asumiendo una tasa de descuento del 10%, el valor presente neto (VPN) del proyecto antes del pago de derechos e

Handwritten notes and signatures in blue ink on the right side of the page, including the number '777' and several illegible signatures.

impuestos, es equivalente a un total de 403.59 millones de dólares, mientras que el valor presente de las inversiones (VPI) es equivalente a 64.99 millones de dólares. Lo anterior representa una relación de VPN/VPI de 6.21, así como una relación beneficio costo (RBC) equivalente a 6.04.

Una vez incorporado el régimen fiscal para asignaciones previsto en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH), se obtiene que, después del pago de derechos y del pago del Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos (IAEEH), el VPN para el Operador es de 139.32 millones de dólares, lo que significa que el Estado capturará cerca del 65% de los flujos remanentes asociados con el Campo Bolontikú. 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 2.14, así como una RBC de 1.40.

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 90.88 millones de dólares, lo que representa una relación VPN/VPI de 1.40, así como una RBC de 1.23.

A continuación, se muestran los resultados descritos:

Indicador	Antes del Pago de Derechos e ISR	Después del Pago de Derechos	Después del Pago de Derechos e ISR
VPN ^c (mmUSD)	403.59	139.32	90.88
VPI (mmUSD)	64.99		
VPN/VPI (USD/USD)	6.21	2.14	1.40
RBC (USD/USD)	6.04	1.40	1.23

Tabla 16. Resultados de la evaluación económica

(Fuente: Análisis de la Comisión con base en la información presentada por el Operador)

- a. *Considera el pago del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida (tasas de 65% en 2019, 58% en 2020 y 54% para el periodo restante) y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.*
- b. *Considera el cobro del Derecho de Extracción, Derecho por la Utilidad Compartida (tasas de 65% en 2019, 58% en 2020 y 54% para el periodo restante), el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como el Impuesto Sobre la Renta (ISR).*
- c. *Considera Otros Egresos por 23.13 millones de dólares.*

4.3 Consideraciones

Con base en los resultados del análisis realizado, esta Comisión considera que la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción para el Campo Bolontikú 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 2019 a 2030.

h) Programa de Aprovechamiento de Gas Natural

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural (en adelante, PAGNA) de la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú fue aprobado el 20 de junio de 2018 mediante la Resolución CNH.E.37.002/18; en dicha Resolución se refiere haber realizado un análisis técnico por la Comisión, en el que se advierte que de los 167 Programas de Aprovechamiento presentados por PEP, 131 cumplen con lo establecido en los artículos 4, 5, 10, 11, 13, 14, fracción II, 19 y 22 de las Disposiciones Técnicas, en relación con el artículo 39, fracciones II y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, los cuales se refieren a las 131 Asignaciones anteriormente citadas en el Considerando Quinto fracción II de la Resolución citada, incluida la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú.

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural (en adelante, PAGNA) de la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú fue aprobado el 20 de junio de 2018 mediante la Resolución CNH.E.37.002/18; en dicha Resolución se solicitó la actualización de los calendarios de actividades de las 70 asignaciones que a la fecha de la Resolución cumplían con la Meta de aprovechamiento de Gas en los términos referidos en el Considerando Sexto fracción II de la Resolución citada, incluida la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú.

Mediante oficio PEP-DG-SCOC-458-2018 de fecha 13 de agosto de 2018, la Comisión recibió la actualización de dicho calendario de actividades. El 12 de noviembre de 2018 mediante oficio 250.718/2018 se emitió respuesta de conocimiento por parte de la Comisión respecto la actualización del calendario de inversiones y acciones para alcanzar la Meta de Aprovechamiento de Gas.

El Asignatario presentó en la modificación al Plan, el PAGNA, el cual fue analizado por esta Comisión y se concluye que la solicitud no considera modificación respecto de dicha actualización, por lo que se mantiene en los términos aprobados por esta Comisión, por lo anterior, se presenta como referencia el contenido general del PAGNA aprobado por esta Comisión:

Referente a las acciones y proyectos requeridos para el cumplimiento de la meta de aprovechamiento del gas, no se programan inversiones y actividad física en materia de adecuación o modificaciones de instalaciones para el Aprovechamiento y Destrucción Controlada, debido a que desde el inicio de la presente modificación, se contará con un aprovechamiento de gas de 98%. En atención al artículo 39, fracción VII de la LORCME, la meta de aprovechamiento de gas (MAG), iniciará y mantendrá de manera sostenida un nivel de aprovechamiento del 98% anual a partir del año 2019 hasta el año 2030, es decir, toda la vida productiva restante del campo Bolontikú, dentro de la Asignación A-

0049-M-Campo Bolontikú. Dicho porcentaje, tal como manifiesta PEP se analizará con los indicadores de desempeño referidos dentro del Plan.

En el Centro de Proceso Abkatún-D, en donde se aprovecha el gas de la Asignación A-0049-M Campo Bolontikú, se cuenta con capacidad instalada suficiente para el manejo total del gas de la asignación y de todas las corrientes que llegan a esta instalación, no obstante, la quema se tiene programada con base en la estadística de circunstancias de caso fortuito que se han presentado por causas ajenas a la asignación, donde, en caso de no quemar en el Centro de Proceso Abkatún-D, se tendría un riesgo para la operación segura de las instalaciones y el personal de dicha instalación por la siguiente razón: sobrepresión en la batería de separación.

Lo anterior, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 6. De la Destrucción Controlada del Gas Natural Asociado, fracción II, de las DISPOSICIONES Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos. Asimismo, se hace mención que, con los valores programados de meta de aprovechamiento de gas natural asociado, se da cumplimiento al Artículo 14. Del establecimiento de la Meta de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, fracción II de las mencionadas Disposiciones Técnicas.

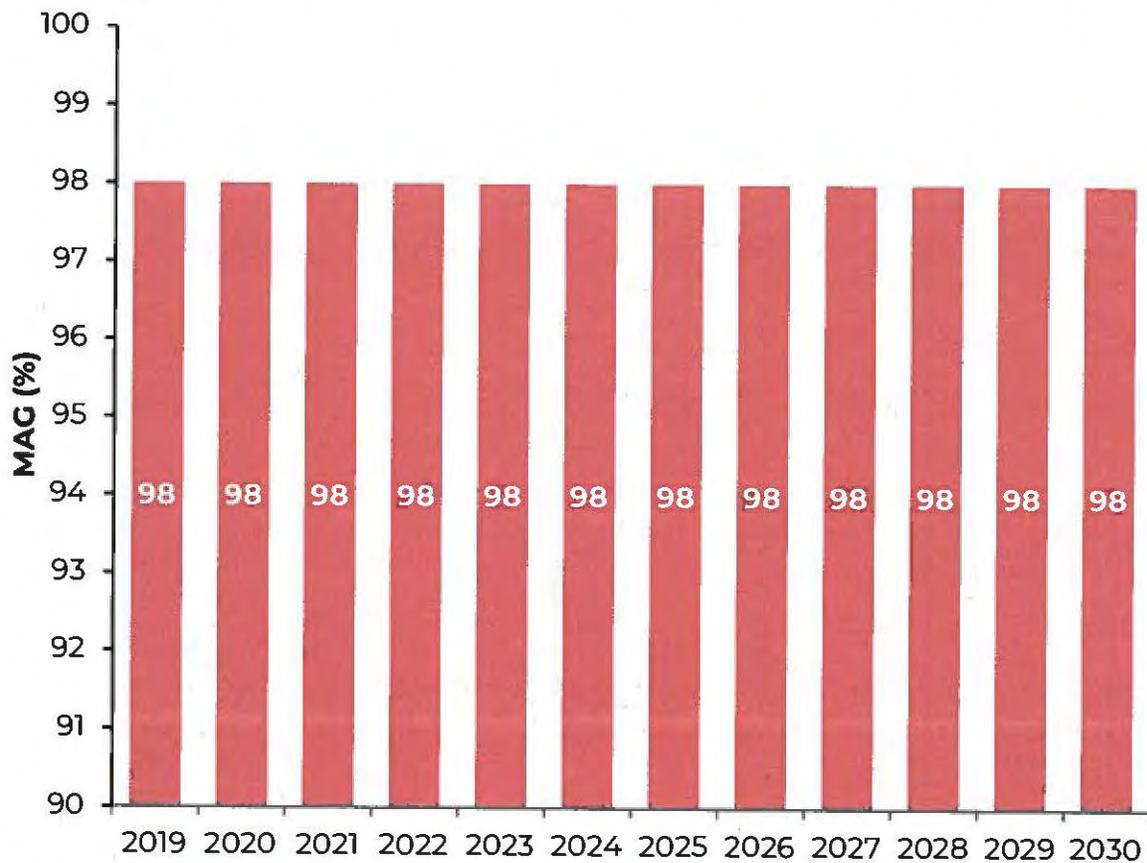


Figura 23. Meta de aprovechamiento de gas pronosticada (2019-2030). (Fuente: PEP)

El Asignatario presentó en la Modificación al PDE, el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, el cual fue analizado por esta Comisión y se concluye que la solicitud no considera modificación respecto a la MAG anual contemplada y al tiempo en el cual se alcanzaría dicha meta, por lo tanto se mantiene en los términos aprobados por esta Comisión.

i) 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 Plan de Desarrollo, a continuación, en la Tabla 17 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme al artículo 1, fracción VI 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 y el artículo 102 de los Lineamientos.



777



46

Indicador de gestión	Formula de medición	Meta	Frecuencia de evaluación	Fuente de la información
1 - Cumplimiento de la meta aprovechamiento de gas natural asociado en la Asignación A-0049-M Campo Bolontikú.	$MAG_t = \left[\frac{A + B + C + T}{G_P + G_A} \right] * 100$	98%	Mensual	MAG = Meta de Aprovechamiento Anual t = Año de cálculo A = Autoconsumo (volumen/año) B = Uso en Bombeo Neumático (volumen/año) C = Conservación (volumen/año) T = Transferencia (volumen/año) GP = Gas Natural Asociado producido (volumen/año) GA = Gas Natural Asociado adicional no producido en el Área de Asignación o Contractual (volumen/año)
2 - Relación gas/aceite por pozo	RGA= Gas Producido/Barriles de aceite (pc/bl)	Cero pozos con RGA > 1,148 PC/bl	Mensual	Base de datos oficial de información de producción
3 - Cumplimiento en obras de inversión	<u>EJECUCIÓN DE OBRAS (AVANCE)</u> PLANIFICACIÓN DE EJECUCIÓN EN OBRAS	100%	Anual	Porcentaje de avance planificación
4 - Inversión en infraestructura en programa de aprovechamiento de gas	<u>MONTO EJECUTADO (AVANCE)</u> ESTIMACIÓN DE INVERSIÓN	100%	Anual	Monto ejecutado presupuesto
5 - Índice de paros no programados	$IPWP = \frac{\sum_{i=1}^n \text{Horas totales de paro no programado de equipo}}{\sum_{i=1}^n \text{Horas totales por equipo (24 horas por día)}} * 100$ en un periodo de análisis	< 5%	Mensual	Equipos de compresión

Tabla 17. Indicadores de desempeño propuestos para la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú. Fuente: PEP.

Conforme al análisis de las actividades que se contemplan en el Plan, 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 LORCME,

la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Asignatario, con el fin de verificar que el proyecto que este último lleve a cabo, esté 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 al Plan.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 18.

<i>Actividad</i>	<i>Programadas</i>	<i>Ejercidas</i>	<i>Porcentaje de desviación</i>
RME	7		
Actividades de Abandono			
Taponamientos	11		
Abandono	6		

Tabla 18. Indicador de desempeño de las actividades a ejercer para la Asignación A-0049-Campo Bolontikú (Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 19.

Sub-actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Producción			
I General	\$ 36.24		
II Intervención de pozos	\$ 23.34		
III Operación de Instalaciones de producción	\$ 19.13		
IV Ductos	\$ 3.93		
V Seguridad, Salud y Medio Ambiente	\$ 0.38		
Abandono			
VI Desmantelamiento de instalaciones	\$ 78.01		
Total Programa de Inversiones (inversión y Gasto operativo)	\$ 161.03		
Otros egresos	\$ 35.23		
Costos totales	\$ 196.26		

Tabla 19. Programa de inversiones desglosado por subactividad petrolera (Fuente: Comisión).

- iii) Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas a la producción de hidrocarburos en la Asignación, misma que está condicionada al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de gas que se obtenga derivada de ejecución de las actividades.

Fluido	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Producción de gas programada (mmpcd)	21.83	16.28	12.66	9.84	7.60	5.86	4.50	3.45
Producción de aceite programada (mbd)	7.04	4.63	3.46	2.67	2.07	1.61	1.25	0.98
Producción de gas real (mmpcd)								
Producción de aceite real (mb)								
Porcentaje de desviación (%)								

Fluido	2027	2028	2029	2030	Volumen a recuperar de gas mmmpc (2019-2030)	Volumen a recuperar de aceite mmb (2019-2030)
Producción de gas programada (mmpcd)	0.77	0.49	0.29	0.11	26.67	
Producción de aceite programada (mbd)	2.64	1.38	0.51	0.18		7.57
Producción de gas real (mmpcd)						
Producción de aceite real (mb)						
Porcentaje de desviación (%)						

Tabla 20 Indicadores de desempeño de la producción de gas y aceite en función de los pronósticos de producción (Fuente: Comisión con información presentada por PEP).

El Asignatario deberá presentar a la Comisión aquellos reportes que permitan dar seguimiento y verificar el cumplimiento de la ejecución del Plan de Desarrollo, en los términos que establecen el artículo 43 de los Lineamientos, así como el artículo 24 de las Disposiciones.

V. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A-0049-Campo Bolontikú, sin perjuicio de la obligación de PEP de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el Plan.

En relación con el Sistema de Administración de Riesgo, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos (ASEA o Agencia) mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1603/2019 recibido el día 25 de octubre del 2019, con fundamento en lo establecido en el artículo 5, fracción XXIV de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, 4, fracciones IV y XV, 18 fracciones III, IV y XX, 25 fracción XX del Reglamento Interior de la Ley de la

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, informó, entre otras cosas lo siguiente:

“

1. La Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú, se encuentra amparada en la autorización número: ASEA-PEM16001C/AI0417 (**AUTORIZACIÓN**) del Sistema de Administración del **REGULADO**, ubicada en la Unidad de Implantación denominada: Activo Integral de Producción Bloque ASO2-O4, con número de identificación: ASEA-PEM16001C/AI0417-09.

2. Las actividades que tiene amparadas el **REGULADO** en la **AUTORIZACIÓN**, para ser realizadas dentro de la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú durante la ejecución del Plan de Desarrollo para la Extracción, son las siguientes:

Metas Físicas	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Perforaciones	0	0	2	2	0	1	0	0	0	0

3. Las instalaciones y número de pozos, que el **REGULADO** tiene amparados para realizar actividades de "operación y mantenimiento" dentro de la Asignación A-0049-M- Campo Bolontikú, y que están contemplados en la **AUTORIZACIÓN**, son los siguientes:

Instalaciones	Número de Pozos
Bolontikú-1	6
Bolontikú-A	14
Bolontikú-B	8

4. Derivado del análisis realizado a la información ingresada por la **COMISIÓN**, mediante oficio número 250.651/2019 de fecha 11 de octubre de 2019, se identifican las siguientes actividades planteadas por el **REGULADO**, para ser realizadas en la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0049-M- Campo Bolontikú:

Actividad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total
Perforación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terminación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ductos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Plataformas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RMA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RME (a)	-	3	-	-	2	-	-	2	-	-	-	-	-	-	7
Taponamientos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	-	11
Abandono(b)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	5	6

(a) Incluye estimulaciones

(b) Considera ductos y plataformas.

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

Por lo anteriormente expuesto, esta **AGENCIA** le hace de su conocimiento que, para efectos de encontrarse amparadas en la **AUTORIZACIÓN**, las actividades planteadas por el **REGULADO** para ser realizadas en la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0049-M- Campo Bolontikú, el **REGULADO** deberá realizar ante la **AGENCIA** lo siguiente:

1. Cumplir con lo establecido en el RESUELVE TERCERO del oficio resolutivo ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 de fecha 13 de julio de 2017, mismo que a la letra dice:

TERCERO Previo a la ejecución de las actividades que no cuentan con la aprobación de la COMISIÓN, la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada PEMEX Exploración y Producción, deberá presentar ante la AGENCIA, la aprobación que la COMISIÓN en su momento le atorgue.

2. Ajustarse a lo establecido en artículo 26 de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican, publicadas el 13 de mayo de 2016 en el Diario Oficial de la Federación (**LINEAMIENTOS**); ingresando ante la **AGENCIA** el trámite con homoclave ASEA-00-025 denominado "Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración", del Registro Federal de Trámites y Servicios de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria.

Aunado a lo anterior, cabe señalar que el **REGULADO** está obligado a dar cabal cumplimiento a los TÉRMINOS y RESUELVES establecidos en el oficio ASEA/UGI/DCGEERC/0664/2017 de fecha 13 de julio de 2017, ASEA/UGI/DCGEERC/1178/2017 de fecha 27 de noviembre de 2017 y ASEA/UGI/DCGEERC/1092/2018 de fecha 19 de septiembre de 2018, así como a los demás documentos oficiales que se hayan emitido con relación a las Asignaciones de Extracción, Asignaciones de Exploración y Extracción, Asignaciones para Áreas en Resguardo y al Contrato, amparados en la **AUTORIZACIÓN**.

"

777
51

VI. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú, sin perjuicio de la obligación de PEP 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.

Mediante oficio 250.745/2019 del 15 de noviembre de 2019, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía emitir opinión sobre el programa de cumplimiento de porcentaje de Contenido Nacional.

Al respecto, la SE a través de oficio UCN.430.2019.0615 del 27 de noviembre de 2019, mediante la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético respondió lo siguiente:

“

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Porcentaje de Contenido Nacional	31.32%	32.24%	34.04%	34.82%	35.57%	37.10%	37.94%

Con base en la información presentada, esta Unidad considera plausible que se cumpla con las obligaciones en materia de Contenido Nacional, establecidas en el Título, en consecuencia, se tiene una **opinión favorable** respecto a la modificación al Plan de Desarrollo presentado para la Asignación **A-0049-M-Campo Bolontikú**.

Asimismo, esta Unidad estima conveniente recomendar que, dentro de los conceptos que componen las actividades petroleras desglosadas en el Programa de Inversiones, se incluyan actividades encaminadas a detonar el desarrollo de tecnología y capital humano en los centros de investigación científica, universidades, empresas productivas del Estado y demás centros relacionados con el sector energético en el territorio nacional y, en particular, en los nodos regionales donde tenga operación la Asignación **A-0049-M-Campo Bolontikú**.

“

VII. Obligaciones de PEP

1. PEP deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas en el Plan de Desarrollo por esta Comisión, de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen,
2. Dar aviso a esta Comisión – Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, cuando se finalice con cada una de

las actividades relacionadas con la medición de los hidrocarburos presentadas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo,

3. Dar aviso a la Comisión de la entrada en funcionamiento de los Sistemas de Medición como lo estipula el artículo 48 de los LTMMH,
4. Los volúmenes y calidades del Petróleo, Gas Natural y Condensado producidos, así como los medidos en el Punto de Medición, deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los formatos establecidos en el anexo 1 de los LTMMH y normatividad vigente. Asimismo, PEP deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno.
5. PEP deberá adoptar un sistema de Gestión y Gerenciamiento de la medición basado en la norma ISO 10012, de conformidad con lo establecido en los LTMMH, el cual contendrá y resguardará la información relacionada con los sistemas de medición y los Mecanismos de Medición,
6. Para el cumplimiento del artículo 10 de los LTMMH, deberá proporcionar el balance de los autoconsumos y características de los equipos generadores de autoconsumos, así como de los equipos que bombean y miden el agua de inyección,
7. Actualizar y mantener actualizado en censo de los sistemas de medición usados en los Puntos de Medición, así como los sistemas de medición operacional, referencia y transferencia, conforme a lo establecido en el presente Dictamen,
8. El Asignatario deberá mantener y actualizar la documentación donde se demuestre y acredite que el Responsable Oficial tiene las competencias, habilidades y aptitudes para una correcta administración de los Sistemas de Medición,
9. PEP deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de los hidrocarburos en el Punto de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH,
10. El Asignatario deberá reportar la producción de condensados en el formato CNH.DGM_VHP de los LTMMH. En el formato CNH_DGM_VHPM de los LTMMH, PEP reportará los condensados líquidos medidos como aceite en el Punto de Medición del CCC Palomas, así mismo se deberán de reportar los condensados equivalentes calculados en el CPG La Venta mismos que se deberán de calcular tomando como base el estándar API MPMS 14.5 utilizando como insumo los resultados de análisis cromatográficos y volumen de gas cuantificado para el área de asignación.

11. El Asignatario deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico en laboratorio del Gas Natural producido, así como un análisis cromatográfico en el Punto de Medición para la determinación de la calidad, mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH.
12. Deberá ser evaluada y actualizada la propuesta de los Indicadores de desempeño para cumplimiento, con la finalidad de contar con evidencia de estos, para demostrar el desempeño de los instrumentos de los Mecanismos de Medición.
13. PEP deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los LTMMH en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos, así como de lo establecido en el presente Dictamen.
14. Así mismo es necesario que PEP cuente con información actualizada sobre los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre del volumen medido estimado sobre el volumen a condiciones de referencia, monitoreo y transmisión de los datos en tiempo real y de cada una de las variables asociadas a los Sistemas de Medición de las mediciones propuestas (operacionales, de referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición y por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.

Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, PEP deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción, 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.

VIII. Opinión a la modificación al Anexo 2 del Título de Asignación

El Término y Condición Quinto del Título de Asignación establece que las actividades de Extracción se llevarán a cabo en los términos que establezca el Plan y el Compromiso Mínimo de Trabajo establecido en el Anexo 2 del Título.

De igual forma indica que, el Asignatario podrá solicitar autorización para retrasar o suspender los trabajos establecidos en el Plan de Desarrollo para la Extracción, siempre y cuando se justifiquen las causas.

En ese sentido, el Anexo 2 indica que las actividades mínimas que debe realizar el Asignatario consisten en la perforación y terminación de 5 prospectos.

Al respecto se señala que la modificación al Plan de Desarrollo propuesta por PEP no es coincidente con las actividades establecidas en el mismo, esto debido a que nueva información derivada del desarrollo del campo actualizó la conceptualización estructural inicial del campo, en específico para el horizonte de edad Jurásica del Campo Bolontikú. Así mismo existe información de alta producción de agua derivada de la explotación del campo, lo cual deriva en la inviabilidad técnica del Plan de desarrollo vigente, motivo de la presente modificación al Plan de desarrollo para la extracción.

A fin de reflejar la realidad de la Asignación, PEP, requiere únicamente la continuidad operativa a través de la ejecución de 7 reparaciones menores y actividades de taponamiento y abandono.

Dado lo anterior, se advierte que resultan técnicamente viables las actividades propuestas por PEP en la modificación al Plan, motivo por el cual la Comisión analizó el recomendar a la Secretaría de Energía modificar el Anexo 2 del Título de Asignación. Lo anterior, tomando en consideración la configuración estructural de dicho horizonte, mostrado en la siguiente figura:

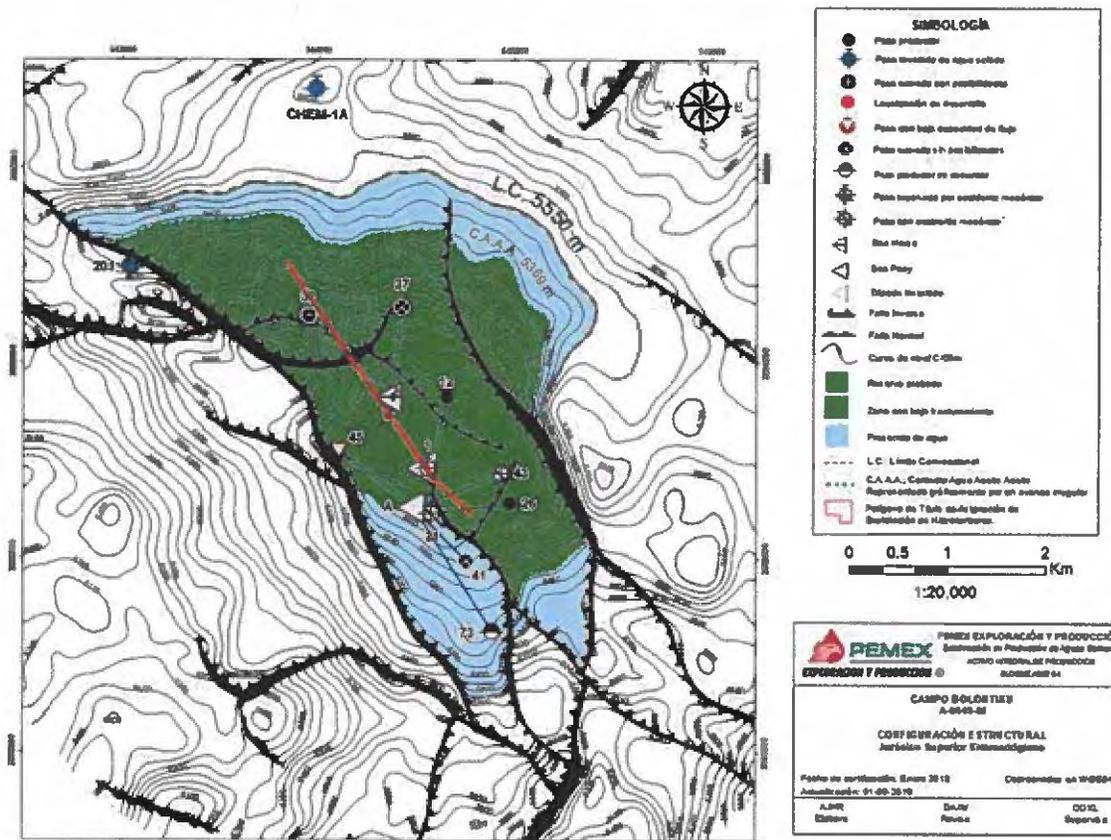


Figura 23. Configuración estructural del horizonte de edad Jurásica. (Fuente: PEP)

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

En este sentido se señala que las condiciones actuales del yacimiento no son óptimas para desarrollar los 5 prospectos de perforación y terminación que se encontraban planteados en el Plan vigente.

Por lo antes expuesto, resulta técnicamente procedente recomendar a la Secretaría de Energía la modificación del Anexo 2 del Título de Asignación, a fin de que sea coincidente con las actividades propuestas por PEP en la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción, en los siguientes términos:

a) Incluye estimulaciones, b) Considera plataformas y ductos

Actividad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Total
RME a)		3			2			2							7
Taponamiento de pozos													11		11
Abandono b)													1	5	6

Tabla 21. Actividades de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción. Fuente: PEP

La propuesta se alinea a las actividades proyectadas en la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción en el horizonte 2019-2030 las cuales consisten en 7 reparaciones menores las cuales incluyen estimulaciones, 11 actividades de taponamiento de pozos y 6 actividades de abandono las cuales consideran plataformas y ductos.

Lo anterior tomando en consideración lo expuesto acerca de los resultados derivado del desarrollo del campo, la madurez del campo y el hecho de que no se pretenden incorporar reservas de hidrocarburos.

En consecuencia, con fundamento en los artículos 6 de la Ley de Hidrocarburos y 16 de su Reglamento se somete a consideración de la Secretaría de Energía la modificación del Anexo 2 del Título de Asignación en los términos referidos con antelación, por lo que el presente deberá surtir los efectos de la opinión a que se refiere la fracción I del artículo 16 del Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

IX. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Plan presentado por el Asignatario de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la LORCME, así como los artículos 21, 22, 25, 59 fracciones I, II, III, IV, V, 62 fracciones II, III, IV y VII 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 Título de Asignación.

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

Los estudios que ha realizado el Asignatario a fin de caracterizar el yacimiento de manera estática y dinámica, así como los resultados de los pozos perforados en los horizontes de la Asignación, están destinados al

[Handwritten signatures and initials in blue ink on the right margin]

incremento del conocimiento del comportamiento durante la explotación de los yacimientos Cretácico y JSK. El conocimiento de la experiencia en el desarrollo de Bolontikú puede ayudar a reducir la incertidumbre en campos vecinos.

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*

El desarrollo de las actividades físicas propuestas en la modificación del Plan de Desarrollo por el Asignatario consiste en la realización de 7 reparaciones menores, así como actividades de abandono y taponamiento. Las actividades coadyuvarán a incrementar la producción para recuperar un volumen de 7.57 MMb de aceite y 26.67 MMMpc de gas en el periodo de agosto 2019 a mayo 2030; lo anterior permitirá un incremento en el Factor de Recuperación de la Asignación de 35.46% a 36.98% en aceite y de 34.83% a 37.79% en gas asociado.

c) *La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación*

El campo Bolontikú es un campo con importante producción de agua en el yacimiento Cretácico, asimismo, respecto a condiciones de presión, el yacimiento JSK se encuentra saturado desde 2013 aproximadamente. Se realizaron operaciones de estrangulamiento y optimización para limitar la producción de agua. En este sentido, el Asignatario plantea la recuperación del total de las reservas cuantificadas para la Asignación a través de la presente modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción, el taponamiento de pozos y el abandono de infraestructura.

d) *Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país*

Las actividades planteadas por PEP para llevar a cabo dentro de la Asignación durante la ejecución de la modificación del Plan de Desarrollo consisten en siete reparaciones menores, once taponamientos y 6 actividades de abandono. Dichas actividades están orientadas a la recuperación de la totalidad de las reservas remanentes. Por lo anterior, se determina que la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo promueve el desarrollo de las actividades de extracción y así, se considera viable continuar la producción de hidrocarburos a través de las actividades de desarrollo, producción y abandono planteadas por el Asignatario.

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 Asignatario, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar en el ámbito técnico para la consumación y abandono del campo propuesto en la presente modificación son adecuadas para realizar las actividades de Extracción de Hidrocarburos en la Asignación, las cuales, contribuirán a maximizar el factor de

Handwritten blue ink marks on the right margin, including a vertical line, a scribble, the number '777', and several initials and symbols.

recuperación, llegando a un factor final de 36.98% de aceite y 37.79% de gas natural, en condiciones económicamente viables.

f) El programa de aprovechamiento del Gas Natural

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural (en adelante, PAGNA) de la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú fue aprobado el 20 de junio de 2018 mediante la Resolución CNH.E.37.002/18; en dicha Resolución se refiere haber realizado un análisis técnico por la Comisión, en el que se advierte que de los 167 Programas de Aprovechamiento presentados por PEP, 131 cumplen con lo establecido en los artículos 4, 5, 10, 11, 13, 14, fracción II, 19 y 22 de las Disposiciones Técnicas, en relación con el artículo 39, fracciones II y VII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, los cuales se refieren a las 131 Asignaciones anteriormente citadas en el Considerando Quinto fracción II de la Resolución citada, incluida la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú.

No obstante lo anterior, se señala que en la presente modificación en materia de aprovechamiento de gas natural, el Asignatario prevé cumplir con el 98% de meta de aprovechamiento de gas natural.

Cabe hacer mención que la Solicitud no considera modificación respecto de dicho Programa de Aprovechamiento de Gas Natural, por lo que se mantiene en los términos aprobados por esta Comisión en la Resolución de referencia.

g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por el Asignatario, respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú en la solicitud de aprobación de la modificación de su Plan de Desarrollo, la cual consiste en manejar y medir la producción de los hidrocarburos desde los pozos hasta los Puntos de Medición mediante los sistemas de medición propuestos para aceite en el FPSO Yuum K'ak'náab, la T.M. Cayo Arcas, la TMDB y el C.C.C. Palomas; para gas los CPG Ciudad Pemex, Nuevo Pemex, Cactus y el CDGM Ciudad Pemex, y para Condensados los ubicados en el CPG Nuevo Pemex y CPG Cactus, los cuales fueron presentados como parte de los Mecanismos de Medición en el Plan de Desarrollo, comprometiéndose con esto a las fechas de ejecución y entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados, los cuales fueron revisados y evaluados para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, en los términos que establecen los LTMMH, cumpliendo así con la normatividad vigente para la medición dinámica de los hidrocarburos a producirse.

Por lo que, derivado de lo anterior, y como resultado del análisis y evaluación realizada a la conceptualización para la implementación de los Mecanismos de Medición y los sistemas de medición, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por el Asignatario, conforme a la evaluación de los

Mecanismos de Medición del presente Dictamen, en atención a las siguientes consideraciones:

Respecto a las actividades propuestas por el Asignatario en el Plan de Desarrollo, se concluye lo siguiente:

1. Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Asignatario para el Plan de Desarrollo, con base en el artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:
 - i. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 9, 19, 21, 22, 23, 24, 25, fracciones I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
 - ii. Se analizó la información proporcionada por PEP respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.
 - iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por PEP.
 - iv. 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 mediante el Oficio No. 250.740/2019 de fecha 14 de noviembre de 2019, respectivamente a lo cual mediante el Oficio No. 352-A-I-050 recibido en esta Comisión el 21 de noviembre de 2019, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Operador y correspondiente a la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú "...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 CNH 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 Lineamientos, 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 con lo señalado en el artículo 28 de los Lineamientos, 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.
 - 5) Dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera necesario prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de las que provengan.
2. Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:
1. En cuanto a la propuesta de los Mecanismos de Medición se concluye que es viable y adecuada en su implementación para la Asignación.
 2. Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición Operacional y de Transferencia. Se determina que deberá dar mantener y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH para los sistemas de medición instalados y a instalar, así como dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
 3. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los programas de los Diagnósticos presentados por parte de PEP, en términos del artículo 42, fracción XI de los LTMMH.
 4. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área de Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, el Asignatario deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Plan de Desarrollo presentado, por lo que ya no se deberá utilizar la metodología del Séptimo Transitorio ni considerar el Punto de Medición del Anexo III de los LTMMH.

X Recomendaciones

Derivado del análisis técnico realizado a la información presentada por el Asignatario se estima necesario realizar las siguientes recomendaciones:

Manejo de Relación gas – aceite. Dado el estado de saturación del yacimiento JSK, se recomienda definir técnicas de manejo de la producción de gas para tomar ventaja de la expansión del gas en el yacimiento y así maximizar el factor de recuperación.

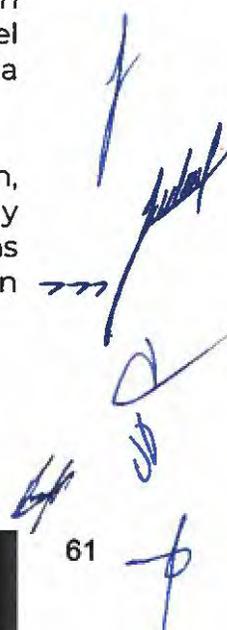
Toma de información adicional. El proyecto de modificación cuenta con un VPN favorable, el cual podría costear estudios adicionales como adquisición de sísmica de pozo para el posible desarrollo de áreas no drenadas.

Modelado estático y dinámico. Con la historia de producción y presión del campo, se recomienda actualizar los modelos de ambos horizontes en la búsqueda de oportunidades en recuperación secundaria, tomando ventaja de la infraestructura existente. Cabe mencionar, en el supuesto de que el operador decida emplear algún método de recuperación adicional, deberá observar y atender los Lineamientos técnicos en materia de recuperación secundaria y mejorada los cuales fueron publicados en el Diario Oficial de la Federación el 22 de noviembre del 2018.

Administración de energía del yacimiento. Se recomienda la toma de información de los niveles de energía del yacimiento para coadyuvar a la adecuada administración de la declinación energética del yacimiento.

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, asociado a la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú, mismo que estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características de la Asignación, 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 los principios establecidos en el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Sin menoscabo de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Asignatario 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 Título para la Extracción de Hidrocarburos emitido por la Secretaría de Energía.



ELABORÓ

ING. ALAN ISAAK BARKLEY VELASQUEZ
Director General Adjunto
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

ELABORÓ

ING. JOSE FERNANDO MONTERO VEGA
Jefe de Departamento
Dirección General de Medición y
Comercialización de la Producción

ELABORÓ

MTRA. BERTHA LEONOR FRIAS GARCIA
Directora General Adjunta
Dirección General de Prospectiva y
Evaluación Económica

REVISÓ

ING. JOSÉ ANTONIO GALLARDO MEDINA
Director General Adjunto
Dirección General de Medición y
Comercialización De la Producción

REVISÓ

MTRO. JORGE LUIS PÉREZ OLEA
Director General
Dirección General de Prospectiva y
Evaluación Económica

REVISÓ

MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PAEZ
Director General
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

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 publicado en el Diario Oficial de la Federación el 27 de junio de 2019, 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 de la Asignación A-0049-M-Campo Bolontikú.