

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción
Asignación AE-0019-M-Okom-02
Campo Koban

Pemex Exploración y Producción

Agosto 2019



Handwritten signatures and initials in blue ink are present over the CNH logo and the text 'Comisión Nacional'. The signatures include 'MAG' and 'F y 4'. There are also some numbers, such as '777' and '4', written in blue ink.

The logo for the Comisión Nacional (CNH) is displayed. It consists of the letters 'CNH' in a bold, white font inside a dark grey square, with the words 'Comisión Nacional' written in a smaller font below it.

CONTENIDO 2

I. DATOS GENERALES DEL ASIGNATARIO 3

II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN 6

III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS 7

IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN 8

A) CARACTERÍSTICAS GENERALES 8

B) PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN 8

C) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DEL PLAN DE DESARROLLO 11

D) ANÁLISIS ECONÓMICO 23

E) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS 28

F) COMERCIALIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS 37

V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO 39

VI. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS 41

VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL 43

VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO 44

A) ACELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS 44

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 ..45

C) LA REPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS, COMO GARANTES DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DE LA NACIÓN 45

D) PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS 45

E) LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES 45

F) EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL 45

G) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS 46

I. RECOMENDACIONES 49

VAPG

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

777

[Handwritten mark]

[Handwritten mark]

I. Datos generales del Asignatario

El Asignatario promovente del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación AE-0019-M-Okom-02 (en adelante, Asignación); correspondiente al Campo Koban, es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP o Asignatario), por medio de la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio adscrita a la Subdirección de Administración del Portafolio de Exploración y Producción, con facultades para representar a PEP en términos de los artículos 44, fracción I y 46, fracción XIII del Estatuto Orgánico de PEP publicado en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF) el 5 de enero de 2017.

El Campo Koban fue descubierto con la perforación del pozo Koban-1 EXP que resultó productor de gas y condensado en bancos oolíticos de rampa interna (encontrados también en los campos Xux, Tsimín y Tizón) del Play Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK).

El Campo se encuentra dentro de la Asignación AE-0019-M-Okom-02. En la Tabla 1, se muestran los datos generales.

Asignación	AE-0019-M-Okom-02
Estado y municipio	Tabasco, Frontera
Superficie	965.75 km ²
Fecha de emisión	27 de agosto de 2014
Vigencia	22 años a partir del 27 de agosto de 2017
Tipo de Asignación	Exploración y Extracción de Hidrocarburos
Profundidad para extracción	Todas las formaciones geológicas
Profundidad para exploración	Todas las formaciones geológicas
Yacimientos y/o Campos	Jurásico Superior Kimmeridgiano
Colindancias	AE-0008-4M-Amoca-Yaxché-06 y AE-0023-M-Okom-06
Otras Características	Campo propuesto para desarrollo.

Tabla 1. Datos generales de la Asignación.
(Fuente: PEP)

El campo Koban se localiza en aguas territoriales del Golfo de México frente a las costas del estado de Tabasco a 13.7 km al NW de Frontera, Tabasco, en un tirante de agua entre 11 a 12 m dentro de la Asignación de Exploración AE - 0019 - M - Okom - 02, Figura 1.

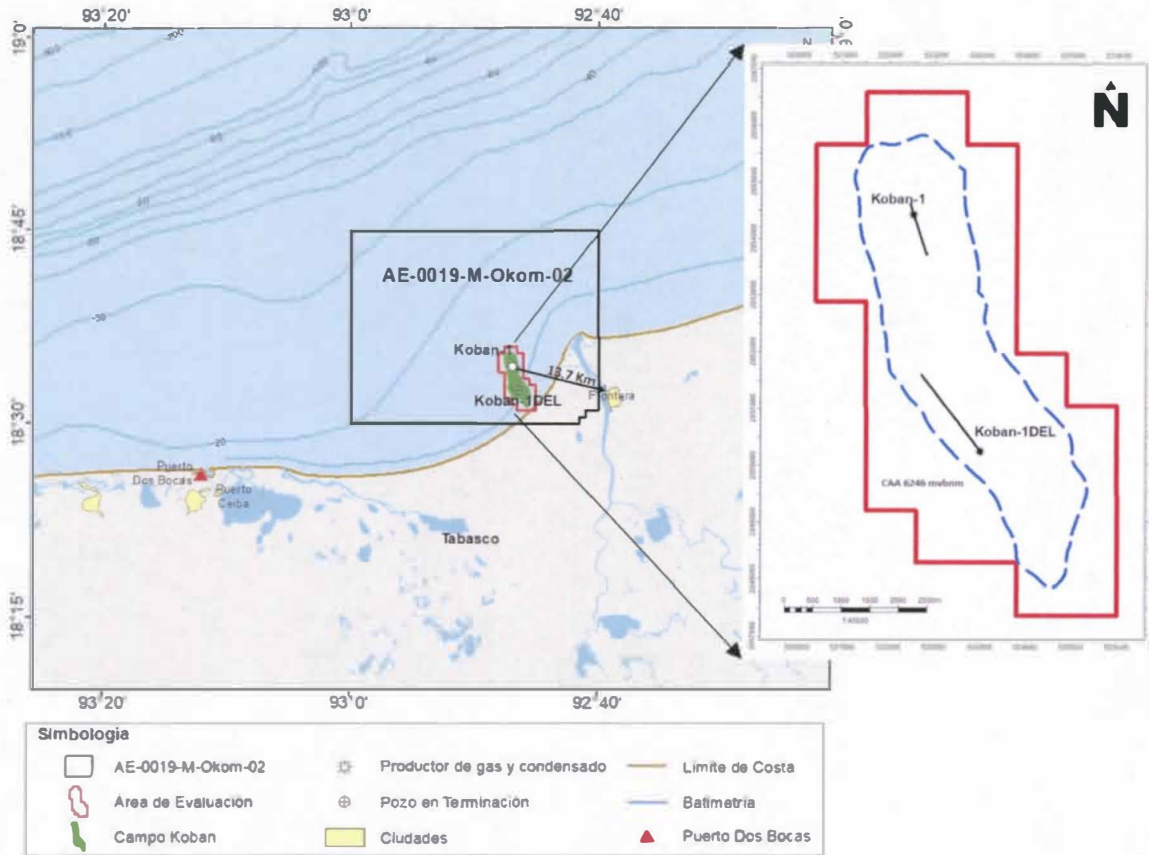


Fig. 1. Ubicación del polígono de evaluación.
(Fuente: PEP)

En la Tabla 2 se muestran las coordenadas geográficas de la Asignación AE-0019-M-Okom-02, abarcando un área de 965.75 km².

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93°00'00"	18°30'00"
2	93°00'00"	18°45'00"
3	92°40'00"	18°45'00"
4	92°40'00"	18°31'00"
5	92°41'00"	18°31'00"
6	92°41'00"	18°30'30"
7	92°41'30"	18°30'30"
8	92°41'30"	18°30'00"

Tabla 2. Coordenadas de los vértices de la Asignación AE-0019-M-Okom-02.
(Fuente: PEP)

MAG

Handwritten signatures and initials in blue ink.

Adicionalmente, en la Tabla 3 se muestran las coordenadas del polígono de evaluación, el cual se encuentra dentro de la Asignación y contiene en su totalidad al campo. Abarcando un área de 29.9196 km².

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	92°45'30"	18°33'00"
2	92°45'00"	18°33'00"
3	92°45'00"	18°31'00"
4	92°46'00"	18°31'00"
5	92°46'00"	18°31'30"
6	92°47'00"	18°31'30"
7	92°47'00"	18°32'00"
8	92°47'30"	18°32'00"
9	92°47'30"	18°34'00"
10	92°48'00"	18°34'00"
11	92°48'00"	18°35'30"
12	92°47'30"	18°35'30"
13	92°47'30"	18°36'00"
14	92°46'30"	18°36'00"
15	92°46'30"	18°35'30"
16	92°46'00"	18°35'30"
17	92°46'00"	18°33'30"
18	92°45'30"	18°33'30"

Tabla 3. Coordenados de los vértices del polígono de evaluación del campo Kobon.
(Fuente: PEP)

Cabe hacer mención que las Actividades Petroleras materia del presente dictamen deberán estar acotadas al polígono que delimita el campo conforme al Término y Condición Quinto, inciso C) del Título de Asignación; PEP podrá continuar realizando actividades de Exploración y Evaluación conforme al Plan de Exploración o Programa de Evaluación aprobado por esta Comisión en el resto del Área de la Asignación hasta la terminación del periodo correspondiente durante los cuales podrá declarar un nuevo descubrimiento.

[Handwritten signature]
777

[Handwritten signature]

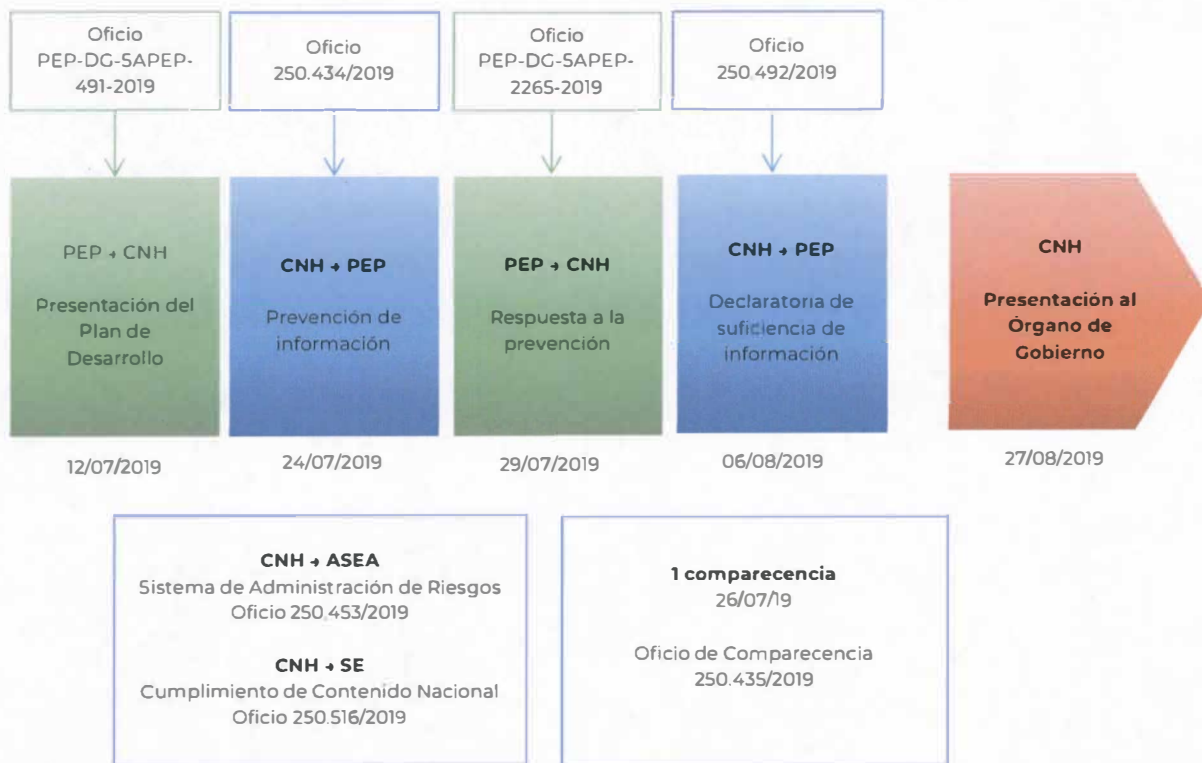
[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

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

El proceso de evaluación técnica y económica, así como la elaboración del Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo realizado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión), involucró la participación de cuatro Direcciones Generales: la Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Reservas, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción 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 y la Secretaría de Economía (en adelante, SE), quien es la autoridad competente para evaluar el porcentaje de Contenido Nacional.

En la Fig. 2 se muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto del Plan de Desarrollo presentado por PEP para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:SS.7/3/32/2019 de la DGDE de esta Comisión.



*Fecha de presentación del Informe de Evaluación y Manifiesto de Comercialidad: 25/06/2019 mediante el Oficio PEP-DG-SAPEP-CGR-1946-2019

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

III. Criterios de evaluación utilizados

De conformidad con el Título de Asignación el plazo para la presentación del Plan de Desarrollo para la Extracción es de 1 año contado a partir de la declaración de cualquier Descubrimiento Comercial el cual fue presentado a la Comisión el 25 de junio de 2019. Se verificó que el Plan de Desarrollo presentado por PEP diera cumplimiento al artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, considerando que la tecnología y el Plan de Desarrollo 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.

También, la Comisión consideró las bases previstas en el artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (en adelante, LORCME) y los principios, criterios y elementos contenidos en los artículos 7 y 8 de los "LINEAMIENTOS que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones" (en adelante, Lineamientos), para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades programadas y montos de inversión propuestos en el Plan de Desarrollo, (en adelante, Plan).

Asimismo, se realizó el análisis de la información considerando los requisitos establecidos en los artículos 7, 8, fracción II, 11, 12, fracción II, 19, 20 y el Anexo II de los Lineamientos.

Cabe señalar, que el presente Dictamen se emite en atención a que PEP manifestó expresamente presentar el Plan de Desarrollo para la Extracción de conformidad a lo establecido en el Transitorio Séptimo de los LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, publicados en el DOF el 12 de abril de 2019.

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

y
I
777

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

IV. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

a) Características Generales

Las principales características generales, geológicas, petrofísicas y de propiedades de los fluidos del yacimiento JSK del Campo se muestran en la Tabla 4.

Características Generales	JSK
Área (km ²)	13.66
Profundidad promedio (mvbnm)	6175
Porosidad (%) y tipo	5.7 / Efectiva promedio
Tipo de hidrocarburos	Gas y condensado
Densidad condensado (°API)	42.9
Viscosidad gas (cP) @ c.y. / c.s.	0.025 / 0.009
Bg (m ³ /m ³) inicial y actual	0.00364
Presión de rocío (kg/cm ²)	386.5
Presión inicial (kg/cm ²)	609.6
Presión actual (kg/cm ²)	609.6
Gasto máximo de gas (MMpcd) / condensado (Mbd)	11 / 3.276 (aforo 19/Mar/2017)

Tabla 4. Características generales del Campo Koban.
(Fuente: PEP)

Los volúmenes originales de aceite (condensado) y gas, así como las reservas propuestas para 2020, que son estimados por PEP y presentados en el Plan de Desarrollo del Campo se muestran en la Tabla 5.

Yacimiento	Categoría	Volumen original		Reservas		
		Aceite (MMb)	Gas (MMMpc)	Aceite (MMb)	Gas natural (MMMpc)	PCE (MMb)
JSK	1P	19.2	91.20	8.17	46.95	17.66*
	2P	45.5	216.20	19.80	114.37	42.93*
	3P	45.5	216.20	19.80	114.37	42.93

*Factor de conversión empleado igual a 4.9443 (Mpc/b).

Tabla 5. Volúmenes originales y reservas de aceite y gas propuestas para 2020 presentados en PDE.
(Fuente: PEP)

b) Plan de Desarrollo para la Extracción

PEP evaluó tres diferentes alternativas de desarrollo para la extracción de hidrocarburos del campo. Estas alternativas consideran producir el yacimiento con diferente número de pozos y reparaciones menores, terminación sencilla y fluyentes con energía propia del yacimiento. La definición del número de pozos óptimo para producir el volumen de hidrocarburos del yacimiento está basada en los resultados de la evaluación económica, buscando la mejor combinación entre rentabilidad y mayor recuperación de hidrocarburos y considerando el menor riesgo operativo durante la perforación.

Para explotar el volumen de hidrocarburos contenido en el yacimiento se plantea por estrategia producir la reserva con 3, 4 y 5 pozos direccionales. Así mismo, se incluye la construcción de una plataforma tipo ELM (Estructura Ligera Marina), perforación con equipo autoelevable y la construcción de un oleogasoducto de 20" Ø x 18 km.

Alternativa 1

Contempla la perforación y terminación de 3 pozos direccionales tipo "J", perforados con equipo de perforación de tipo autoelevable instalado sobre una plataforma tipo Estructura Ligera Marina (ELM). Los 3 pozos serán terminados con tubería de producción de 3 ½" Φ y la producción será enviada de la plataforma Koban-A a la plataforma Tsimín-A a través de un oleogasoducto, de 20" Ø x 18 km.

Alternativa 2

Contempla la perforación y terminación de 4 pozos direccionales tipo "J", perforados con equipo de perforación de tipo autoelevable instalado sobre una plataforma tipo Estructura Ligera Marina (ELM). Los 4 pozos serán terminados con tubería de producción de 3 ½" Φ y la producción será enviada de la plataforma Koban-A a la plataforma Tsimín-A a través de un oleogasoducto, de 20" Ø x 18 km.

Alternativa 3

Contempla la perforación y terminación de 5 pozos direccionales tipo "J", perforados con equipo de perforación de tipo autoelevable instalado sobre una plataforma tipo Estructura Ligera Marina (ELM). Los 5 pozos serán terminados con tubería de producción de 3 ½" Φ y la producción será enviada de la plataforma Koban-A a la plataforma Tsimín-A a través de un oleogasoducto, de 20" Ø x 18 km.

En la tabla 6 se comparan las tres alternativas de desarrollo presentadas por PEP.

Características	Alternativa 1	Alternativa 2 (Seleccionada)	Alternativa 3
Metas Físicas (Número)			
Perforación de pozos de desarrollo	3	4	5
Terminación de pozos de desarrollo	3	4	5
Reparaciones mayores	0	0	0
Reparaciones menores	18	22	20
Estructuras Marinas	1	1	1
Ductos	1	1	1
Producción			
Condensado (MMb)	16.44	19.8	19.77

Gas (MMMpc)	97.01	114.37	116.59
Gastos de operación (MMusd)	95.54	113.95	114.84
Inversiones (MMusd)	351.11	401.02	444.53
Otros egresos		86.86	
Indicadores económicos			
VPN AI (MMusd)	783.83	956.18	972.07
VPN DI (MMusd)	175.12	226.9	225.62
VPI (MMusd)	285.31	327.65	370.11
VPN/VPI AI (usd/usd)	2.75	2.92	2.63
VPN/VPI DI (usd/usd)	0.61	0.69	0.61

*Producción al límite económico.

Tabla 6. Alternativas analizadas por PEP.
(Fuente: PEP)

De las 3 alternativas analizadas por PEP, la número 2 se eligió como la mejor para desarrollar el campo. Dicha alternativa presenta mejores indicadores económicos, ya que maximiza el VPN después de impuestos y obtiene la mejor eficiencia de inversión respecto a las otras alternativas.

Los pronósticos de producción de condensado y gas asociados al yacimiento JSK indican que se iniciará producción en 2020 y se alcanzará el límite económico en 2033, 6 años antes de que se cumpla la vigencia de la Asignación en 2039; el volumen a recuperar es de 19.80 MMb de condensado y 114.37 MMMpc de gas. En la Fig. 3 y 4 se comparan los pronósticos de producción de condensado y gas de las 3 alternativas.

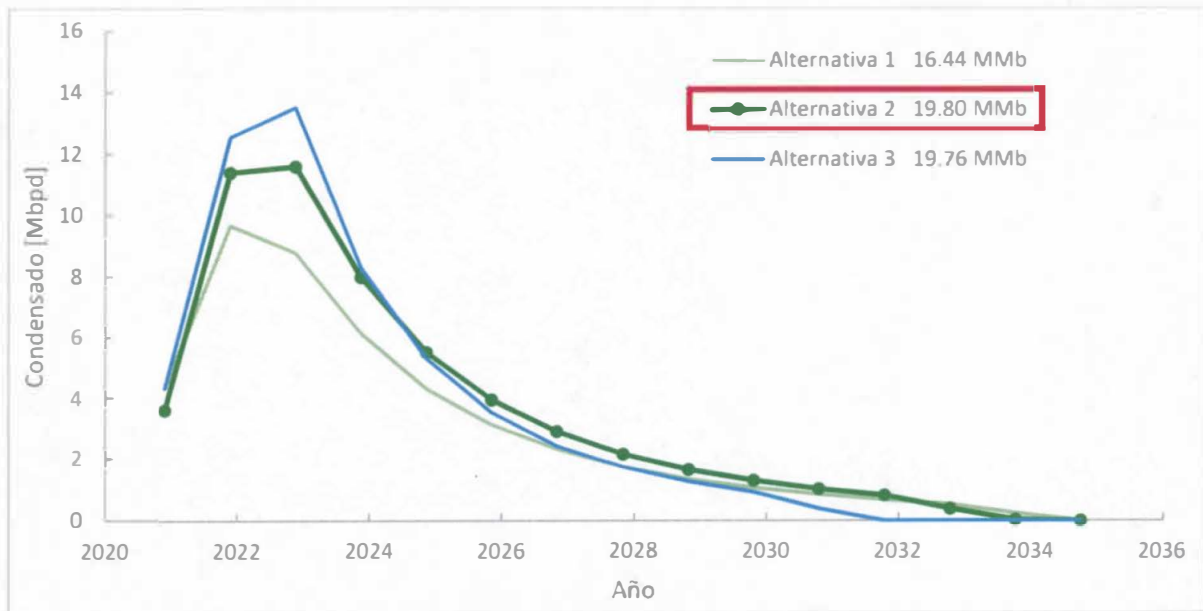


Fig.3. Pronóstico de producción de condensado de las alternativas analizadas por PEP.
(Fuente: por PEP)

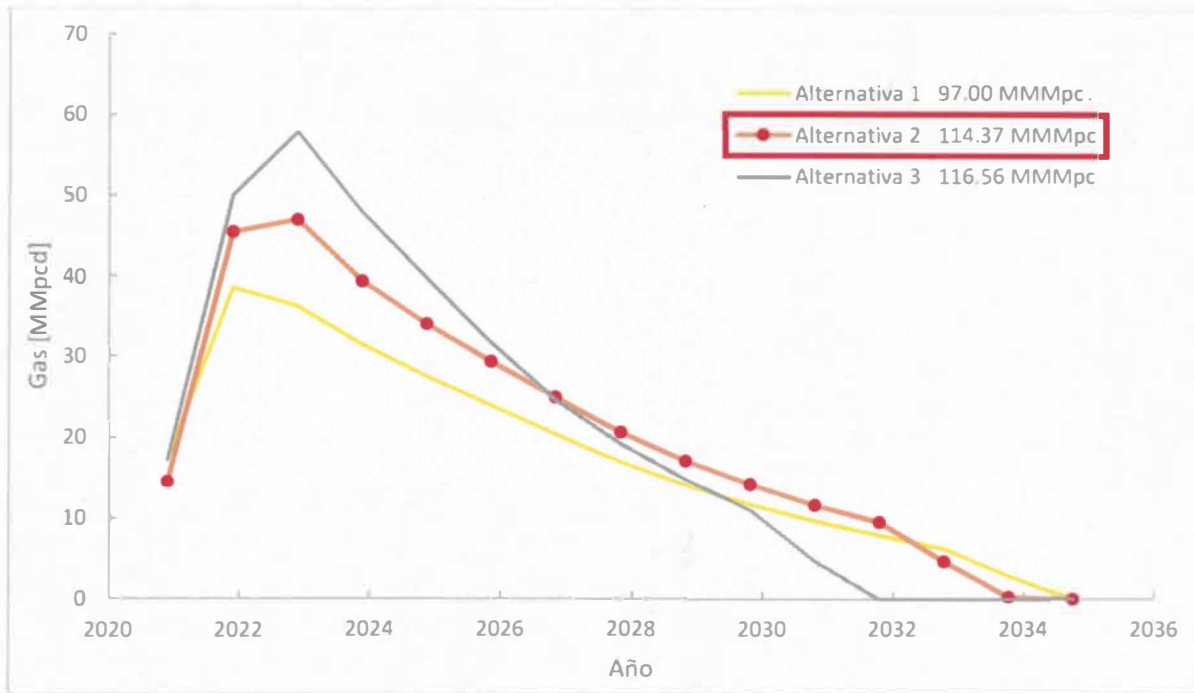


Fig.4. Pronóstico de producción de gas de las alternativas analizadas por PEP.
(Fuente: PEP)

c) Análisis técnico de la solicitud del Plan de Desarrollo

Comportamiento Presión - Producción

El primer aspecto que se analiza es el comportamiento de presión-producción del campo, específicamente del yacimiento JSK, Fig. 5.

El Asignatario contempla iniciar con la producción del Campo en el 2020 y estima tener un pico de producción de 11.55 (Mbd) de condensado y 47 (MMpcd) de gas en el año 2022, presentando una declinación de tipo exponencial hasta el año 2033 en el que se alcanza el límite económico.

La presión inicial del yacimiento JSK al nivel del plano de referencia de 6175 mvbnm es de 609.6 kg/cm² y la presión de rocío de 386.5 kg/cm². De acuerdo con el comportamiento de presión, se estima alcanzar la presión de rocío en agosto de 2022, razón por la cual la liberación de condensado iniciaría a partir de esa fecha, para posteriormente abandonar el campo con una presión de yacimiento de 149.79 kg/cm².

Un aspecto importante es que el Asignatario propone producir los pozos a un ritmo por debajo del gasto crítico, ya que esto origina que haya una disminución del volumen de hidrocarburos líquidos condensados a condiciones de yacimiento, minimizando así el riesgo de obstruir los intervalos productores e incrementando la recuperación total de hidrocarburos en superficie.

Handwritten signature

Handwritten signature

Handwritten signature
777
Handwritten signature
Handwritten signature

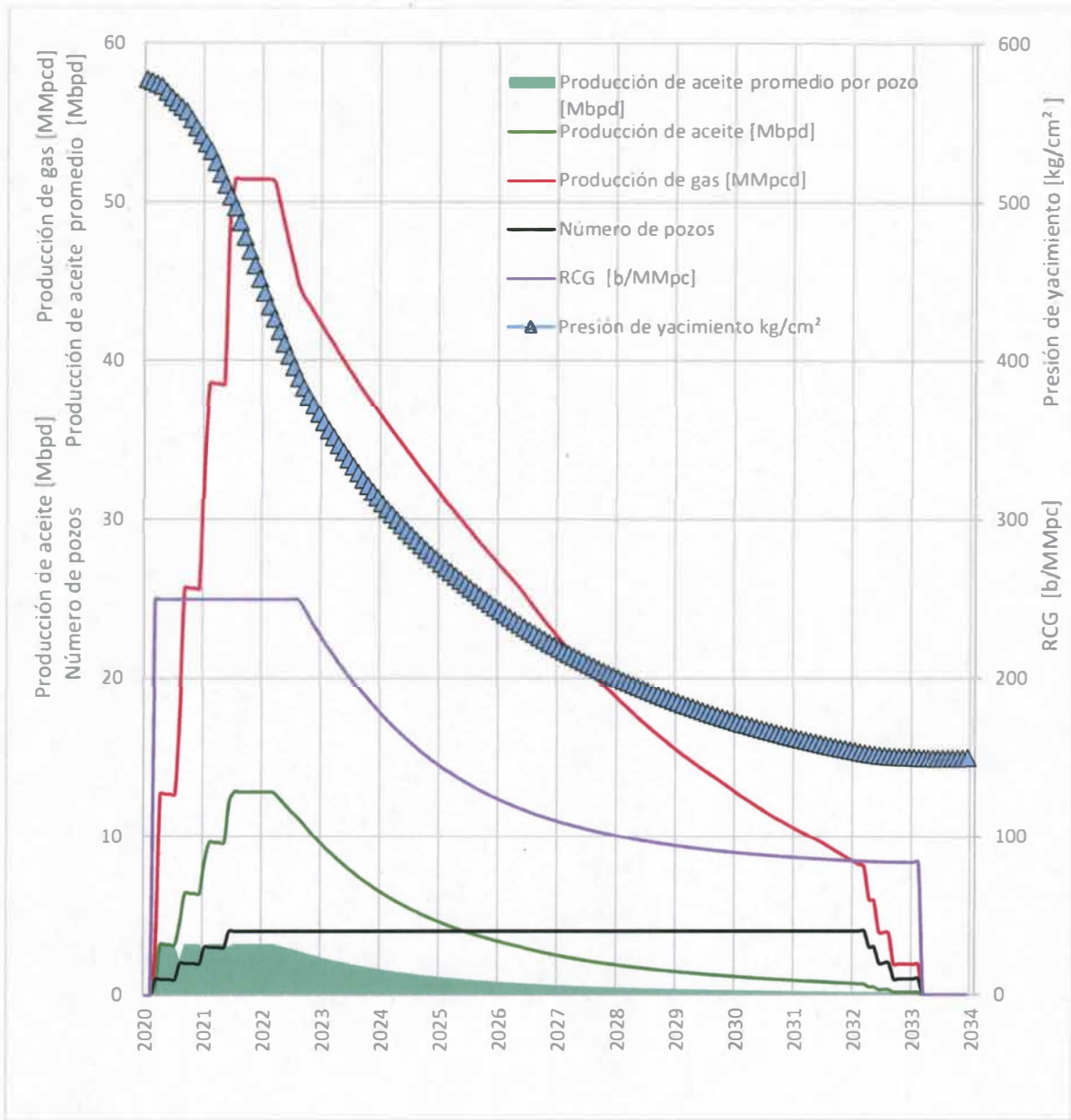


Fig. 5. Comportamiento de presión del Campo.
(Fuente: PEP)

Mecanismo de empuje en el yacimiento JSK

De acuerdo con la información presentada por PEP, el flujo de fluidos en el yacimiento está influenciado principalmente por la expansión del fluido (gas); a este mecanismo de empuje que actúa desde el inicio de la explotación del campo se suma la entrada de agua y la expansión roca-fluido, cuyo aporte de energía en el yacimiento JSK resulta insuficiente para mantener la presión por arriba de la presión de rocío, derivando en un decremento en la RCG a condiciones superficiales (Relación Condensado Gas), Figura 6.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]
 777
[Handwritten signature]
[Handwritten signature]

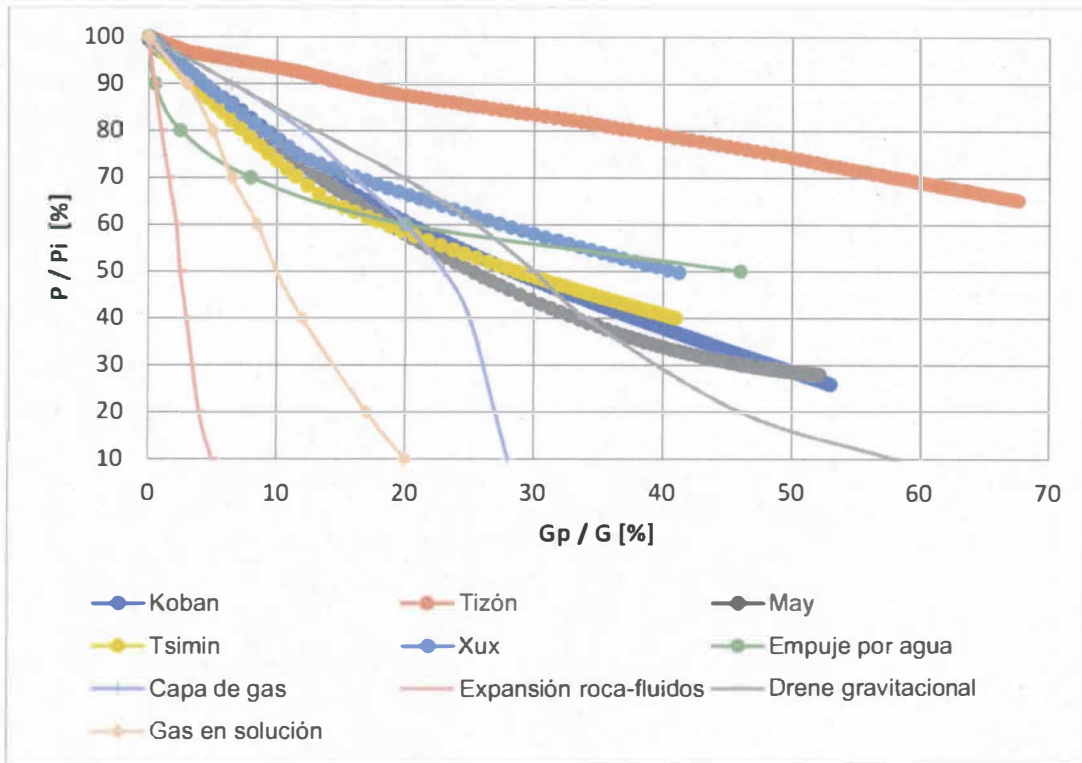


Fig. 6. Mecanismo de empuje del Campo (Fuente: PEP).

Pronósticos de producción

Derivado del comportamiento de presión-producción y de la identificación de los mecanismos de producción, el Asignatario presenta los pronósticos de producción de condensado y de gas en las Figs. 7 y 8. Se observa que de la actividad de perforación y terminación de pozos existirá un incremento de la producción en los primeros años.

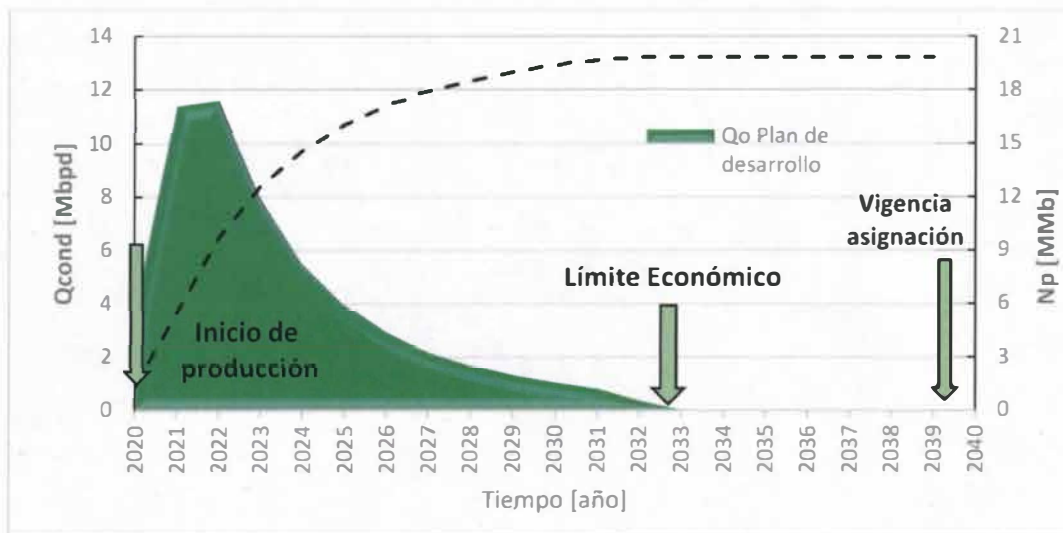


Fig. 7. Producción de condensado del Campo. (Fuente: PEP)

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

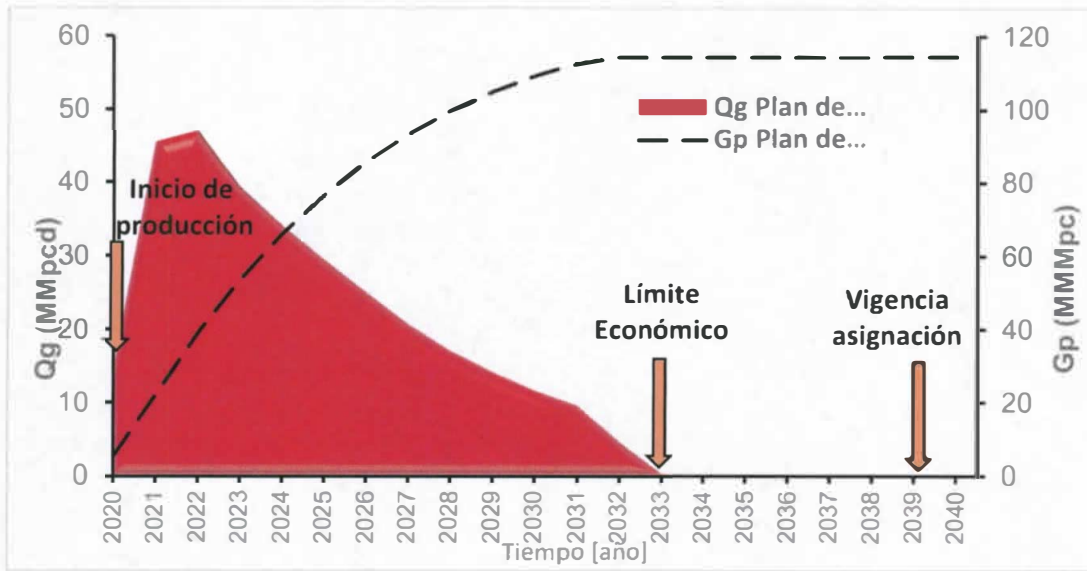


Fig. 8. Producción de gas del Campo.
(Fuente: PEP)

Derivado de las figuras anteriores, se observa que el Asignatario estima recuperar un volumen aproximado de 19.8 MMb de condensado y 114.37 MMMpc de gas natural para la fecha de límite económico en 2033.

Capacidad de manejo de hidrocarburos

La capacidad de manejo de la producción del campo Koban por medio del ducto de 20" Ø X 18 km hacia Tsimín-A es de 85 MMpdc de gas. En la Figura 9 se muestra el gasto de producción de las corrientes de gas y condensado en el horizonte del proyecto Koban; como se observa, se tiene capacidad de transporte suficiente.

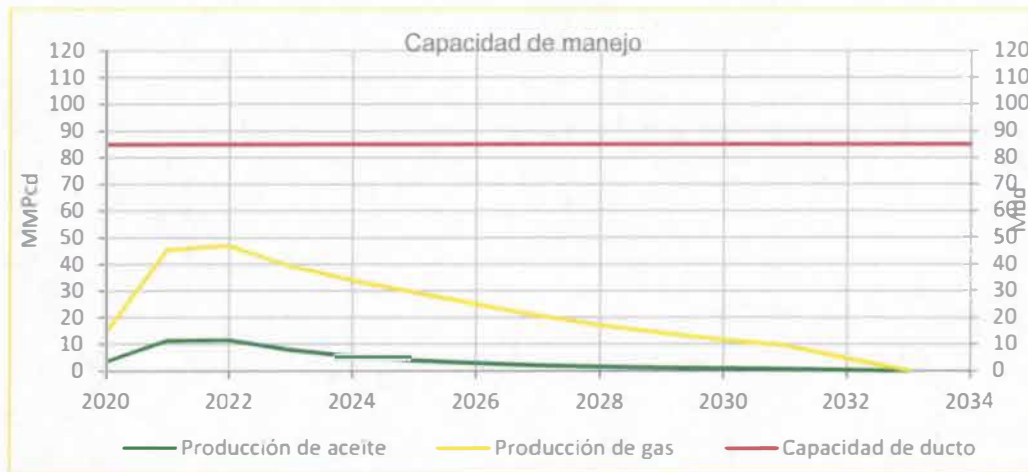


Fig. 9. Capacidad de manejo de los fluidos del Campo (Fuente: PEP).

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten notes and signatures]

Comparativa del Campo Koban

Partiendo de la base de información de campos nacionales, se realizó la búsqueda de campos análogos para el campo Koban yacimiento JSK, para ello se seleccionaron los campos con yacimiento Mesozoico que presentan condiciones similares a nivel roca y fluido, tomando en cuenta sus factores de recuperación y propiedades promedio de porosidad, saturación de agua inicial, calidad API, factor de volumen del gas y relación condensado gas, considerando los tipos de yacimiento de gas y condensado, el comportamiento dinámico que identifica la magnitud de energía del yacimiento comparando la presión inicial de los campos y comportamiento durante su vida productiva, concluyendo que los campos análogos para el yacimiento JSK son: May, Tsimín, Xux, Luna - Palapa y Tizón. La figura 10 y las tablas 7 y 8 muestran la comparativa.

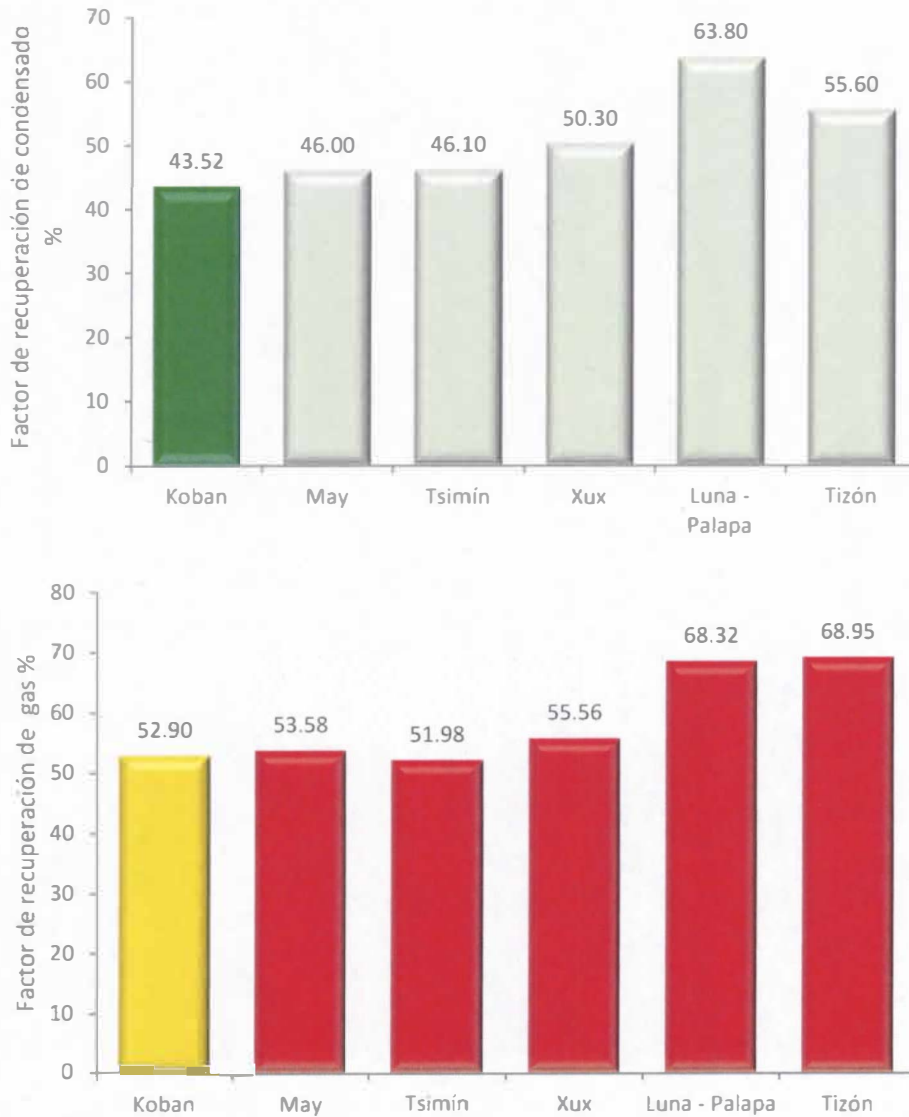


Fig. 10 Comparativo de Factores de recuperación análogos al yacimiento JSK del Campo Koban
(Fuente: PEP)

Campo	Yacimiento	FR final % Condensado	FR final % Gas
Koban	JSK	43.52	52.90
May	JSK	46.0	53.58
Tsimín	JSK	46.1	51.98
Xux	JSK	50.3	55.56
Luna - Palapa	JSK	63.8	68.32
Tizón	JSK	55.6	68.95

Tabla 7. Factores de recuperación análogos al yacimiento JSK del Campo Koban.
(Fuente: PEP)

Propiedad	Unidades	Koban	May	Tsimin	Xux	Luna - Palapa	Tizón
Porosidad	%	5.7	6.00	5.12	5.43	6.00	4.41
Saturación de Agua (Sw)	%	12.1	12.70	15.48	13.93	15.00	30.45
Espesor Neto	m	32.2	110.69	185.01	171.64	131.36	212.01
Presión inicial	kg/cm2	609.6	857	768	777	860	879
Temperatura	°C	181.7	177	170	178	160	180
Plano de Referencia	mvbnm	6175	5860	5700	6219	5479	6243
Presión rocío	kg/cm2	386.5	405	390	370	412	366
Bgi separador	m3/m3	0.00364	0.00360	0.00344	0.00360	0.00352	0.00310
RGA	m3/m3	845.5	1133.76	831.77	824.50	935.93	1045.33
Densidad	API	42.9	41.37	43.90	45.50	45.00	45.00
Permeabilidad efectiva	mD	171	22	210	111	200	70

Tabla 8. Factores de recuperación análogos al yacimiento JSK del Campo Koban.
(Fuente: PEP)

Adicionalmente, como parte del análisis, en las Figuras 11 y 12 se presenta la comparativa de producción de los campos análogos y el pronóstico de producción del yacimiento JSK del campo Koban.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

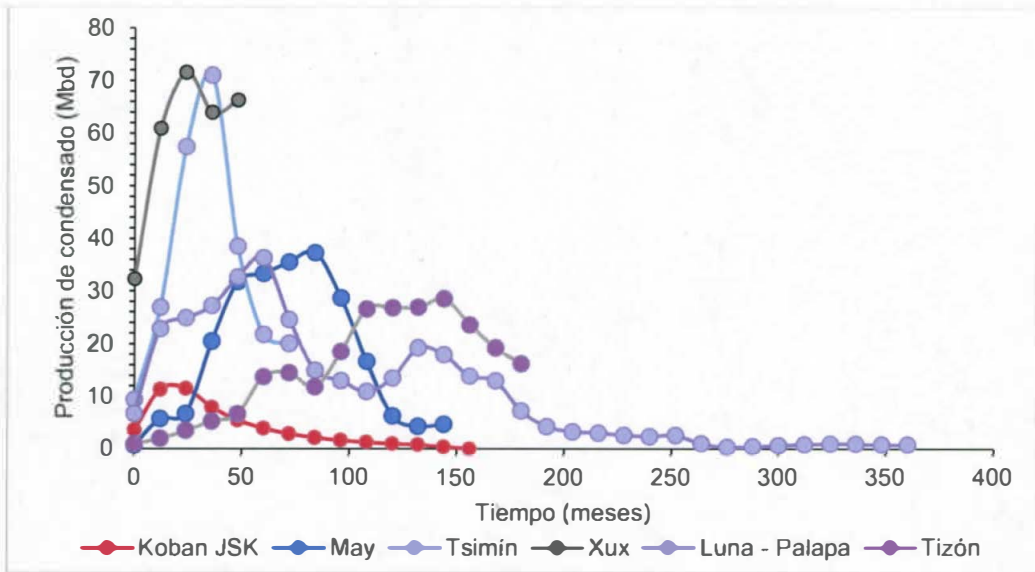


Fig. 11. Comparativa del comportamiento de producción de condensados de campos análogos.

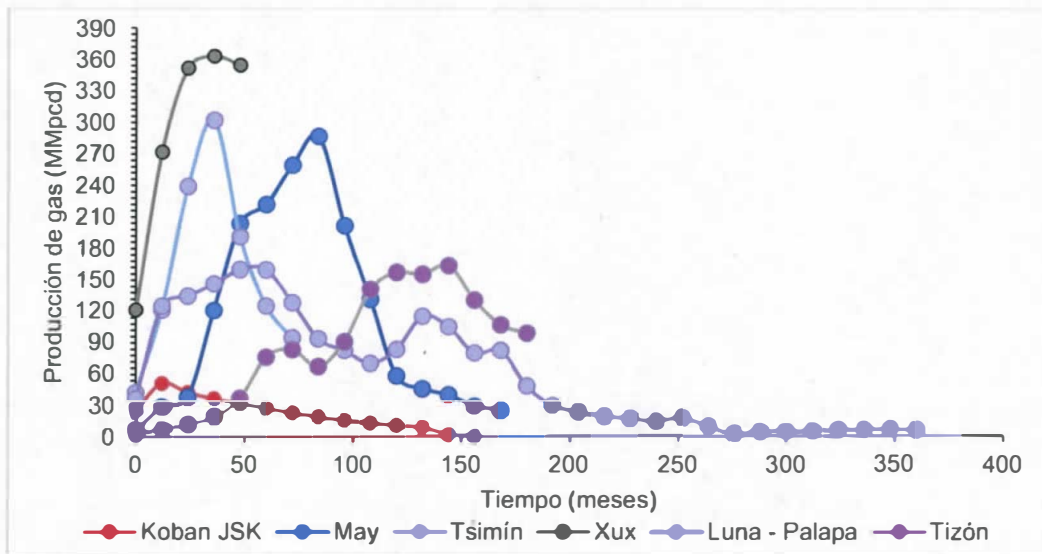


Fig. 12. Comparativa del comportamiento de producción de gas de campos análogos (Fuente: PEP).

De las figuras anteriores se puede identificar que el pronóstico de producción concuerda con las producciones de los campos análogos. Un parámetro importante que rige en el comportamiento de producción de un yacimiento son los mecanismos de empuje presentes (Figura 13), en los campos análogos se identificó la influencia de dos mecanismos principales, la expansión roca-fluido y el empuje hidráulico (este último en mejor proporción), los cuales se considera, también se presentarán en el yacimiento JSK del campo Koban.

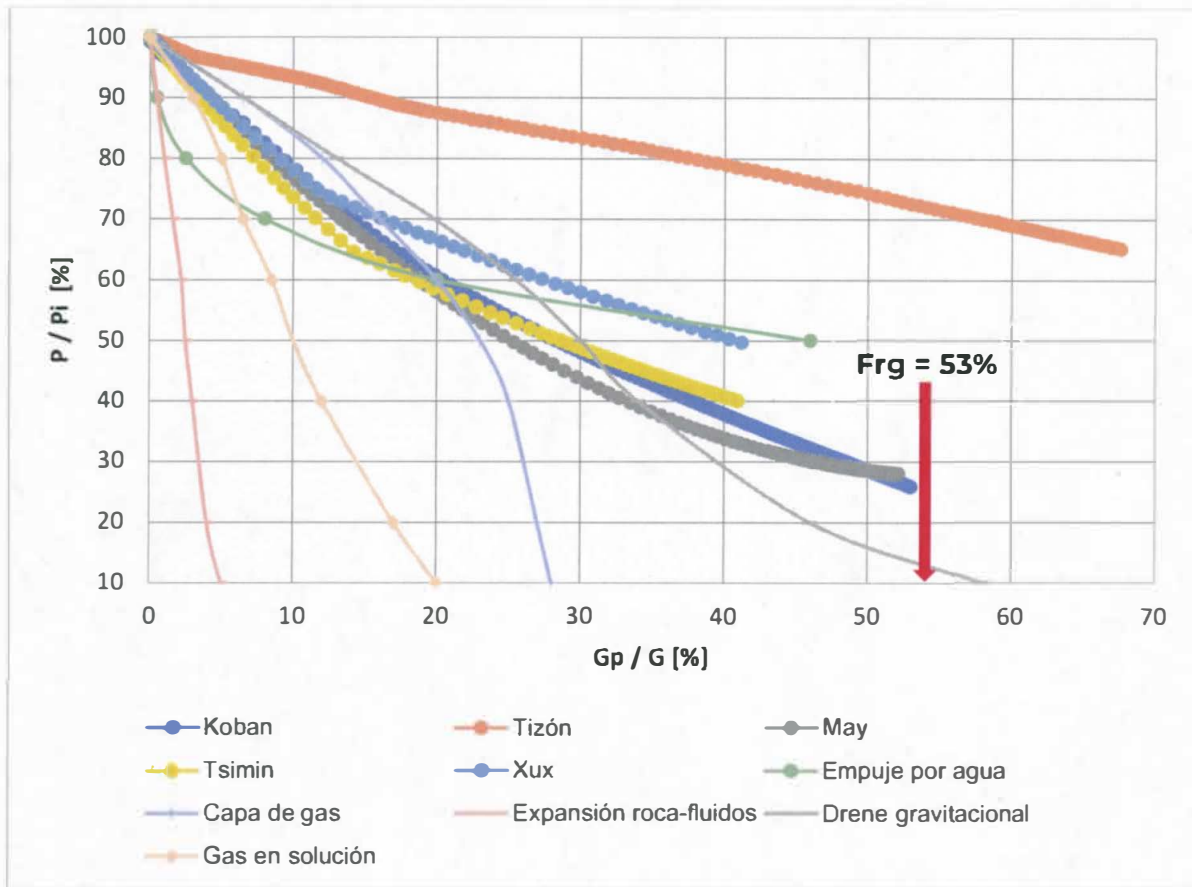


Fig. 13. Mecanismo de empuje del Campo (Fuente: PEP).

Se observa que el factor de recuperación de gas final estimado para el yacimiento JSK, es consistente con otros campos a nivel nacional que tienen características petrofísicas y un comportamiento de presión-producción similares a las del Campo Koban.

Perforación y terminación de pozos

La alternativa de desarrollo seleccionada contempla la explotación del yacimiento JSK del campo Koban, mediante la perforación y terminación de 4 pozos de desarrollo tipo J, una plataforma de perforación tipo Estructura Ligera Marina (ELM), acondicionada para operar con equipo de perforación tipo auto elevable, así como la construcción e instalación de un oleogaseoducto de 20" \varnothing x 18 km de Koban-A a Tsimín-A.

El Asignatario realizó un análisis de la configuración mecánica de los pozos Koban-1 y Koban-IDEL, con la finalidad visualizar aspectos que pudiesen contribuir a la optimización del estado mecánico de los pozos tipo, definiendo una opción de acuerdo con el objetivo de cada pozo. Las siguientes consideraciones fueron tomadas en cuenta para la configuración de las diferentes opciones:

- Presencia de formaciones de baja presión en la zona superficial a nivel del Mioceno.
- Problemas de inestabilidad de agujero y pérdidas de circulación total en la etapa de 14 ½" x 16".
- Presencia de influjo en la formación de Cretácico y pérdidas de circulación en la etapa de 8 ½".
- Perdidas parciales durante la perforación de la etapa de 6 ½" en la formación JSK y JST.
- Configuración mecánica que permita la selectividad de los intervalos a producir, durante la etapa inicial y vida productiva del pozo.

Con base en lo anterior, se definió un pozo tipo en función de sus características como objetivo general, formación, profundidad, geometría, diseño de tuberías, terminación, tecnologías, costo, tiempo de ejecución, equipo necesario, y otros parámetros de importancia. Esta información se resume en la Tabla 9.

Características	Tipo I
Objetivo general	Desarrollo / Productor
Formación	JSK
Geometría	Direccional tipo J
Profundidad	6,239 mv / 6,600 md
Diseño de tuberías	30" x 20" x "16 x 13 5/8" x 9 7/8" x 7 5/8" x 5 ½"
Terminación	Agujero entubado, cementado y disparado con aparejo de producción convencional de 3 ½"
Tecnologías	Sistema MPD-Perforación con sistema rotatorio y sección de poder/ registros geofísicos básicos en tiempo real
Distancia entre pozos	400 m – 500 m
Costo	Perf 37.35 MMUSD
	Term 6.63 MMUSD
Tiempo de ejecución	116 días de Perforación
	28 días de Terminación
Equipo	Autoelevable

Tabla 9. Descripción del pozo tipo direccional considerado en el Plan de Desarrollo (Fuente: PEP).

En la figura 14 se muestra la configuración estructural del yacimiento JSK del campo Koban y las localizaciones propuestas para los pozos tipo de desarrollo. Se puede apreciar que el espesor neto impregnado decremanta en dirección NW-SE y es importante hacer notar la presencia de una falla inversa que podría inferirse de manera inmediata (derivado del análisis de la prueba de presión producción), como una frontera cerrada al flujo.

El desarrollo del campo permitirá la reducción de incertidumbre en el modelado estático, dinámico y en los cálculos volumétricos pertinentes.

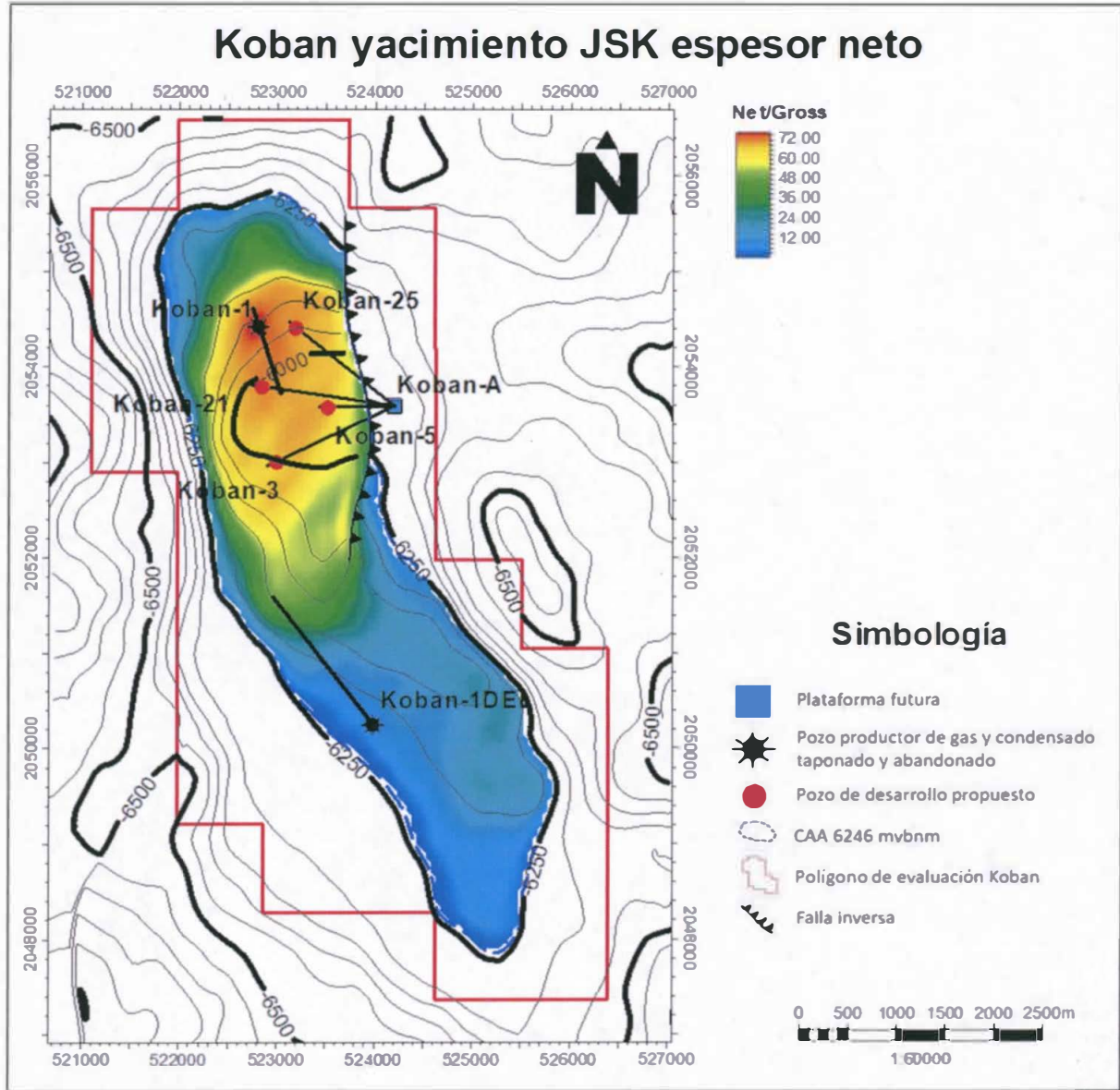


Fig. 14. Localización de pozos de Desarrollo (Fuente: PEP).

Objetivo JSK

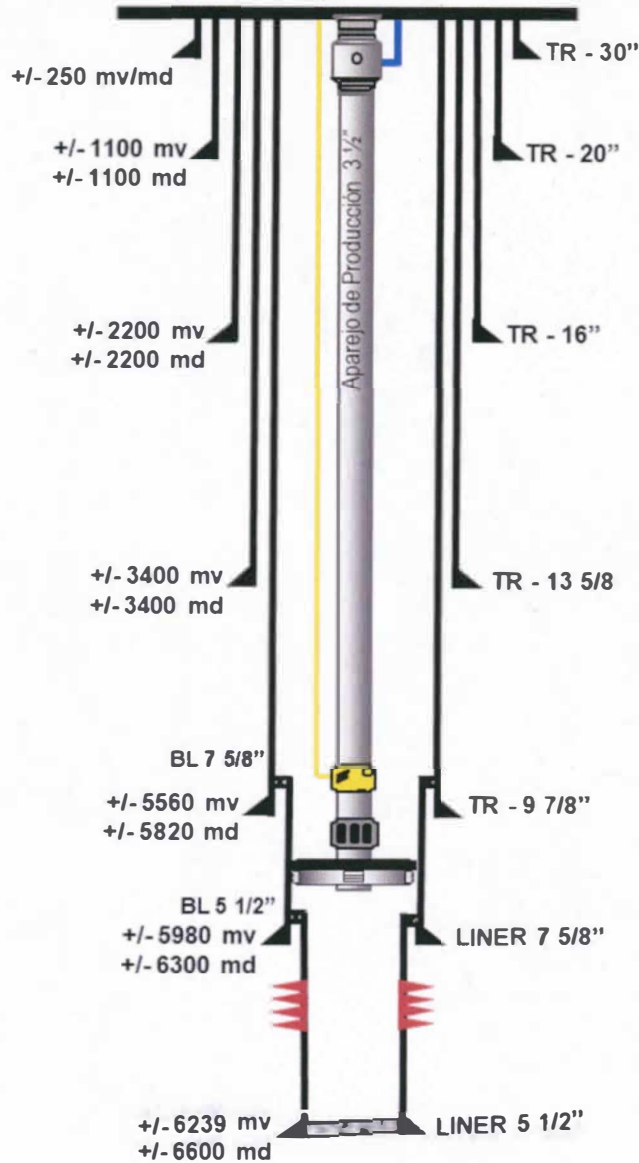


Fig. 15. Esquema mecánico de terminación para pozo tipo (Fuente: PEP).

Gastos críticos al agua

A través de la perforación del pozo Koban-IDEL, el Asignatario adquirió información de registros geofísicos, mismos que le permitieron identificar el Contacto Gas-Agua (CGA) a 6,246 mvbnm. Derivado de la identificación del CGA, la estrategia de desarrollo considera producir los pozos a un gasto por debajo del gasto crítico estimado con la correlación de Chaney, aplicable en pozos de gas. La relación del gasto crítico estimado y el gasto propuesto para los pozos de desarrollo del campo Koban, en el yacimiento JSK, se presentan en la Figura 16 y en la Tabla 10.

Cabe mencionar que los gastos iniciales propuestos se definieron con base en las prácticas recomendadas en la norma API 14E para preservar la integridad del aparejo de producción seleccionado para cada pozo del campo

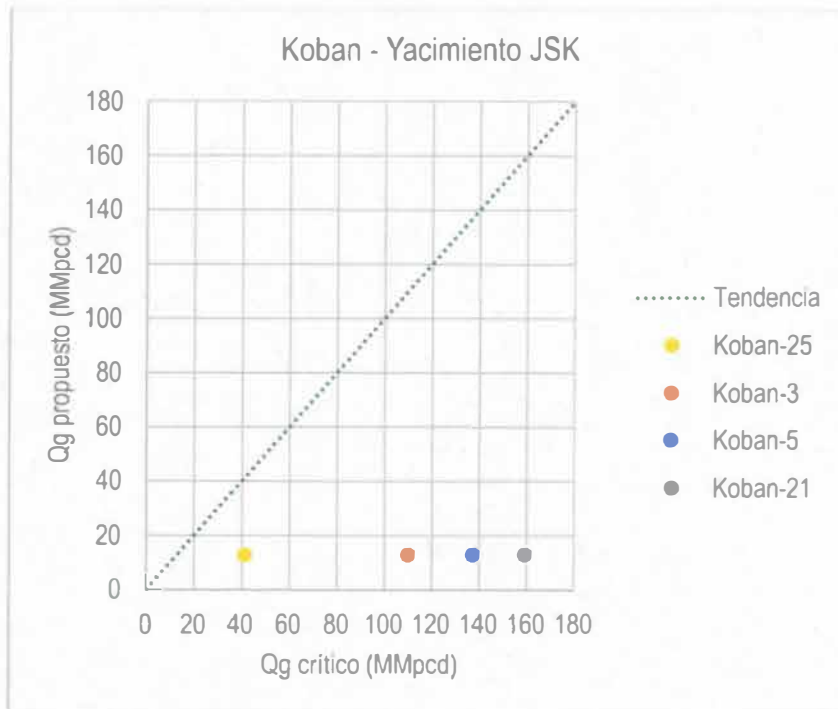


Fig. 16. Comparativo del gasto critico y gasto propuesto de los pozos de desarrollo (Fuente: PEP).

Koban - JSK		
Pozo	Qgc	Qg propuesto
	(MMpcd)	(MMpcd)
Koban-5	137.5	12.8
Koban-3	109.9	12.9
Koban-21	159.2	13.0
Koban-25	41.1	12.9

Tabla 10. Comparativo del gasto critico y gasto propuesto de los pozos de desarrollo (Fuente: PEP).

Derivado de lo anterior, se observa que los gastos iniciales de producción propuestos por el Asignatario minimizan el riesgo de producción de agua originada por conificación, asimismo, procuran la integridad de los aparejos de producción minimizando el riesgo originado por erosión.

Handwritten blue ink notes and signatures on the right side of the page, including a large signature and some scribbles.

Handwritten blue ink signature 'APG' in the bottom left corner.

Handwritten blue ink signature in the bottom center.

Handwritten blue ink signature in the bottom right corner.

d) Análisis Económico

El artículo 11 de los Lineamientos, señala que los Planes deben contar con un análisis técnico económico que sustente el cumplimiento de los objetivos establecidos en las Asignaciones, entre otros, la maximización del valor de los hidrocarburos a lo largo de la vida de los yacimientos y campos en condiciones económicamente viables, así como la selección de las mejores prácticas de la industria.

Aunado a lo anterior, los artículos 9 y 20 de los mismos Lineamientos establecen que el contenido de los Planes de Desarrollo para la Extracción se detalla en el Anexo II de los mismos.

Con base en lo establecido en los numerales I.6.3, I.6.7, III.2.7 y V de la sección 2. Contenido del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Guía para los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, Anexo II de los Lineamientos, la aprobación del Plan de Desarrollo implica el análisis económico del Programa de Inversiones y de la Evaluación Económica del Plan de Desarrollo presentado por el Asignatario.

Es así como, en cumplimiento al mandato legal establecido, a continuación, se presentan los resultados del Análisis económico.

Programa de Inversiones

El Programa de Inversiones es consistente con la información presentada correspondiente al Plan de Desarrollo; y fue presentado de conformidad con lo establecido en el catálogo de costos de 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.

El Plan de Desarrollo estima un monto global de 601.82 millones de dólares: 514.97 millones de dólares asociados al Programa de Inversiones, de los cuales, 401.02 millones corresponden a Inversiones (77.87%), 113.95 millones a gasto operativo (22.13%); y 86.86 millones de dólares correspondientes a otros egresos¹.

¹ Monto que Pemex especifica se refiere a erogaciones por concepto de mantenimiento y abandono de infraestructura fuera de la Asignación, por la cual se maneja la producción del campo Koban.

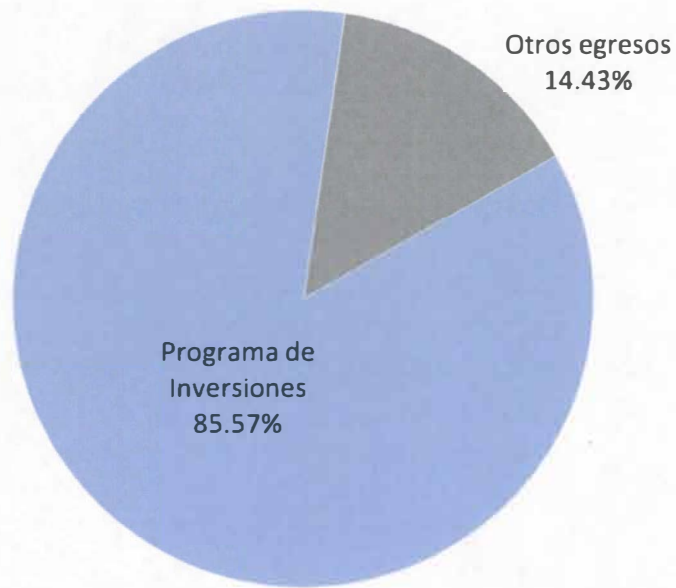


Fig. 17. Distribución de gastos totales del proyecto: Programa de Inversiones y Otros egresos 601.82 millones de dólares.

Las siguientes figuras 18-21, muestran el monto del Programa de Inversiones, desglosado por Actividad Petrolera; y a su vez, cada una de ellas por Sub-actividad.

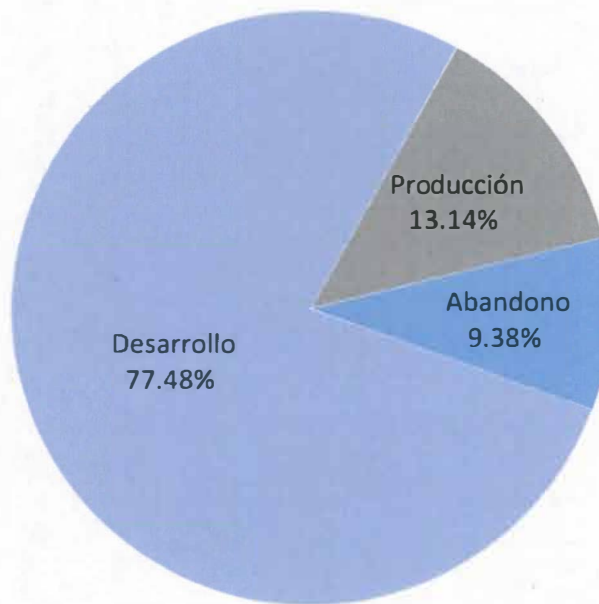


Fig. 18. Distribución de Programa de Inversiones por Actividad Petrolera 514.97 millones de dólares.

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

Handwritten signature in blue ink.

Handwritten signature in blue ink.

Handwritten signature in blue ink.

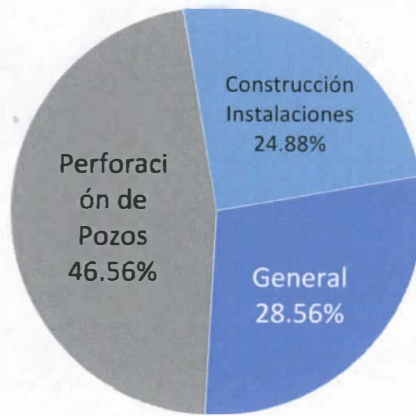


Fig. 19. Distribución de Inversiones. Actividad Petrolera Desarrollo
398.99 millones de dólares.

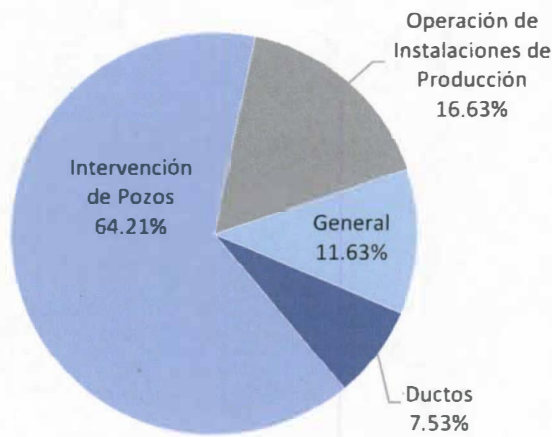


Fig. 20. Distribución de Inversiones. Actividad Petrolera Producción
67.67 millones de dólares.



Fig. 21. Distribución de Inversiones. Actividad Petrolera Abandono
48.31 millones de dólares.

Handwritten signature

Handwritten signature

Handwritten notes and signatures:
777
[Signature]
[Signature]
[Signature]

Actividad Petrolera	Sub-Actividad Petrolera	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Desarrollo	General ^a	\$0.00	\$6.57	\$20.50	\$20.97	\$15.59	\$11.97	\$9.39	\$7.48
	Perforación de Pozos	\$9.44	\$125.73	\$50.61	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
	Construcción Instalaciones	\$99.26	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Producción	General ^b	\$1.03	\$2.69	\$0.34	\$0.34	\$0.34	\$0.34	\$0.34	\$0.34
	Intervención de Pozos	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$3.36	\$3.36	\$3.36	\$3.36	\$3.57
	Operación de Instalaciones de Producción	\$0.14	\$0.84	\$0.84	\$0.84	\$0.84	\$0.86	\$0.84	\$0.84
	Ductos	\$0.00	\$0.36	\$0.36	\$0.36	\$0.36	\$0.54	\$0.36	\$0.36
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00
Total Programa de Inversiones		\$109.87	\$136.18	\$72.65	\$25.88	\$20.50	\$17.06	\$14.30	\$12.60
Otros egresos		\$0.03	\$8.57	\$18.81	\$12.73	\$11.48	\$7.22	\$13.91	\$3.20
Total gastos Plan de Desarrollo		\$109.91	\$144.75	\$91.46	\$38.60	\$31.98	\$24.28	\$28.21	\$15.80

Actividad Petrolera	Sub-Actividad Petrolera	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	Total (millones de dólares)
Desarrollo	General ^a	\$5.92	\$4.76	\$3.85	\$3.11	\$2.52	\$1.23	\$0.08	\$113.95
	Perforación de Pozos	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$185.78
	Construcción Instalaciones	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$99.26
Producción	General ^b	\$0.34	\$0.34	\$0.34	\$0.34	\$0.34	\$0.34	\$0.06	\$7.87
	Intervención de Pozos	\$3.57	\$3.36	\$9.01	\$3.57	\$3.57	\$3.36	\$0.00	\$43.45
	Operación de Instalaciones de Producción	\$0.84	\$0.84	\$0.86	\$0.84	\$0.84	\$0.84	\$0.14	\$11.25
Abandono	Ductos	\$0.36	\$0.36	\$0.54	\$0.36	\$0.36	\$0.36	\$0.06	\$5.09
	Desmantelamiento de Instalaciones	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$0.00	\$48.31	\$48.31
Total Programa de Inversiones		\$11.03	\$9.66	\$14.59	\$8.23	\$7.63	\$6.13	\$48.65	\$514.97
Otros egresos^c		\$2.40	\$1.95	\$1.56	\$3.39	\$0.00	\$0.00	\$1.61	\$86.86
Total gastos Plan de Desarrollo		\$13.43	\$11.61	\$16.15	\$11.62	\$7.63	\$6.13	\$50.26	\$601.82

Las sumas pueden no coincidir por redondeo

a. Considera únicamente el gasto operativo.

b. Considera únicamente inversión.

c. Monto que Pemex especifica se refiere a erogaciones por concepto de mantenimiento y abandono de infraestructura fuera de la Asignación, por la cual se maneja la producción del campo Koban.

Tabla 11. Desglose anual: Programa de Inversiones por Actividad Petrolera y Otros egresos (millones de dólares).

Evaluación Económica

En este apartado, se presentan los indicadores económicos obtenidos del análisis de CNH, a partir de los perfiles de costos, producción y tipo de cambio propuestos por el Asignatario.

La evaluación económica se efectuó considerando las siguientes premisas:

Premisas*	Valor	Unidades
Producción de condensado	19.80	mmb
Producción de gas no asociado	114.37	mmmpc
Precio del condensado (Promedio)	66.84	USD/b
Precio del gas ^a	3.03	USD/mmBTU
Inversiones	401.02	mmUSD
Gasto operativo	113.95	mmUSD
Otros egresos ^b	86.86	mmUSD
Tasa de descuento	10	%
Tipo de cambio	20.5	MXN/USD

*El ejercicio de evaluación económica no considera eventuales ingresos y/o egresos por manejo de producción dentro y/o fuera del campo no cuantificados al momento de elaborar el proyecto.

- Índice de Referencia de Precios de Gas Natural publicado por la Comisión Reguladora de Energía para la Región VI (donde se ubica el Campo Koban) en junio de 2019 en dólares por millón de BTU.
- Monto que Pemex especifica se refiere a erogaciones por concepto de mantenimiento y abandono de infraestructura fuera de la Asignación, por la cual se maneja la producción del campo Koban. En tal virtud, éste se consideró como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.

Tabla 12. Premisas consideradas al realizar la evaluación económica.

Los resultados del ejercicio de evaluación económica que se obtienen considerando las variables y consideraciones descritas, con una tasa de descuento de 10%, se muestran a continuación:

	Antes de Impuestos	Después de Impuestos*	Unidad
VPN	751.62	63.65	mm USD
VPI	312.63		mm USD
VPN/VPI	2.40	0.20	USD/USD
TIR	104	22	%

*El Asignatario también presenta indicadores económicos positivos en el ejercicio de evaluación económica.

Tabla 13. Indicadores de Evaluación Económica (CNH).

A partir del análisis descrito, se concluye que el proyecto propuesto resulta rentable y económicamente viable, antes de impuestos, así como considerando lo establecido en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos en cuanto al régimen fiscal aplicable.

e) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

La Asignación AE-0019-M-Okom-02 Campo Koban se encuentra ubicada en aguas territoriales del Golfo de México frente a las costas del estado de Tabasco a una distancia de 13.7 km al noroeste de la ciudad Frontera, Tabasco a 45.5 km al noreste del puerto de Dos Bocas, Tabasco y a 100 km al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche.

El campo Koban se descubrió en agosto del 2016 con el pozo exploratorio Koban-1, el cual resultó productor de gas y condensado de 42.9 °API en el yacimiento Jurásico superior Kimmeridgiano, actualmente el Campo Koban cuenta con un total de 2 pozos taponados definitivamente, el pozo exploratorio Koban-1 y el pozo Koban-1DEL (delimitador) el cual presentó evidencia de la continuidad del yacimiento en el JSK. El plan de desarrollo del campo Koban en el yacimiento JSK contempla la perforación y terminación de 4 pozos direccionales tipo "J", perforados con equipo de perforación de tipo autoelevable instalado sobre una plataforma tipo Estructura Ligera Marina (ELM) los 4 pozos serán terminados con tubería de producción de 3 ½" Φ, los cuales comenzarán a fluir en el año 2020 con energía propia del yacimiento hasta su abatimiento en el año 2033. La producción será enviada de la plataforma Koban-A a la plataforma Tsimín-A a través de un oleogasoducto, de 20" Ø x 18 km el cual iniciará en operación el 20 de noviembre de 2019.

De acuerdo con lo anteriormente descrito, es necesario resaltar que el Operador manifestó en el Plan de Desarrollo propuesto que, el condensado se considerará como aceite, debido a que se incorporará a una corriente de aceite y se mezclarán, con lo que se venderá como tal, ya que PEP no tiene instalaciones para el proyecto Koban para manejar y vender condensado como producto final.

La producción del campo iniciará en el mes de marzo del 2020, los pozos producirán de forma fluyente con energía propia del yacimiento alcanzando una producción máxima promedio de 47.0 MMpcd de gas y 11.54 Mbd en el año 2022. Posteriormente declinará hasta su abandono en el año 2033, logrando extraer una reserva de 114.4 MMMpc de gas y 19.81 MMB de condensado, equivalente a 42.94 MMbpce, el año 2033 será la fecha en que cierra el campo por inestabilidad de flujo en los pozos.

En la localización del campo Koban se está considerando la instalación de una plataforma tipo Estructura Ligera Marina (ELM), dicha infraestructura permitirá el manejo de la producción de la Asignación hacia el Centro de Proceso Litoral-A. Para el proceso de separación, estabilizado, deshidratación, medición de referencia, bombeo de aceite y compresión de gas, en la actualidad, se tiene instalada una plataforma octápodo (Tsimín-A) la cual se conecta al Centro de Proceso Litoral-A mediante un oleogasoducto de 36" Ø x 19.5 km, es por esta razón que se tiene considerado a futuro un oleogasoducto de 20" Ø x 18 km para el transporte del hidrocarburo de Koban-A hacia la plataforma Tsimín-A.

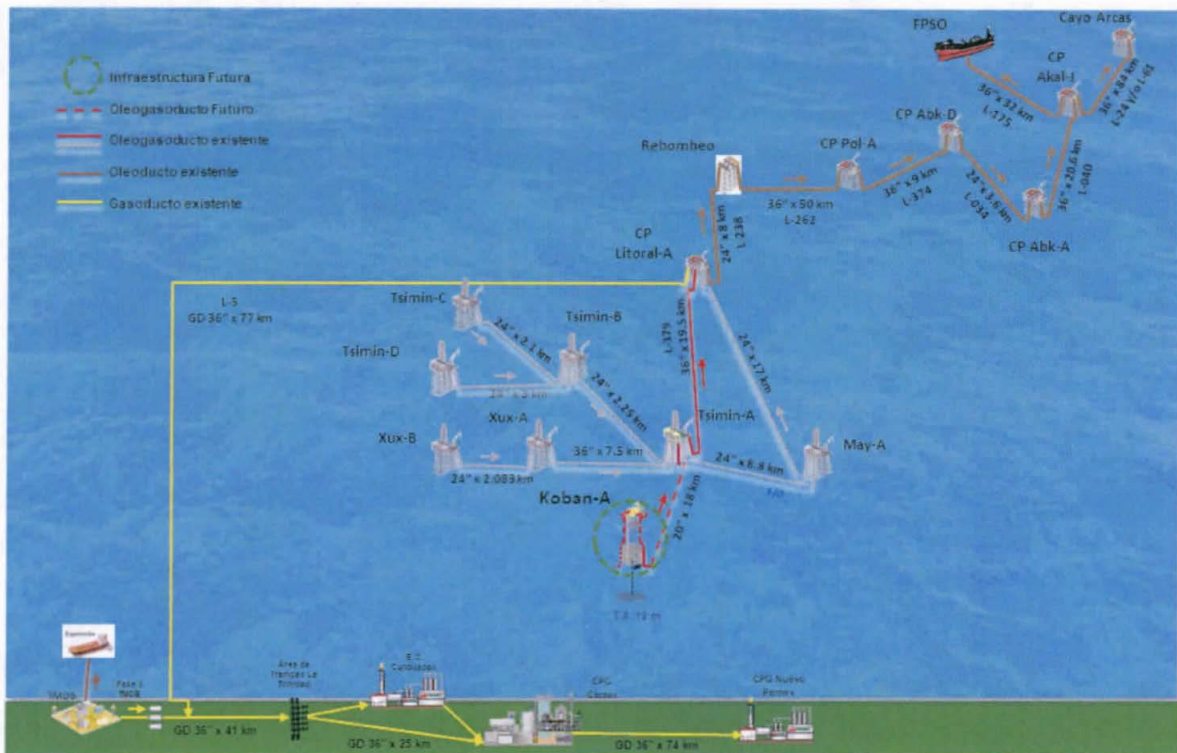


Fig.22. Diagrama de infraestructura para el manejo de los hidrocarburos de la Asignación AE-0019-M-Okom-02 Campo Koban (Fuente: PEP).

La estrategia de producción del campo Koban plantea explotar el volumen de hidrocarburos contenido en el yacimiento para producir la reserva con 4 pozos direccionales tipo "J". De igual manera, se incluye la construcción de una plataforma tipo Estructura Ligera Marina (ELM), perforación con equipo autoelevable y la construcción de un oleoducto de 20" Ø x 18 km.

El Asignatario hace mención en el Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación AE-0019-M - Okom - 02 del campo Koban que, los programas de mantenimiento, calibración, verificación, cálculo de incertidumbre, confirmación metrológica, diagnósticos, que se realizarán a los sistemas de medición que miden el hidrocarburo de la Asignación AE-0019-M - Okom - 02 del campo Koban se llevarán a cabo hasta el año 2032.

Derivado de la solicitud del Plan de Desarrollo de la Asignación AE-0019-M - Okom - 02 del campo Koban, y de conformidad con lo establecido en los artículos 19, 23, 28 42, 43 y 44, de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (LTMMH), la Dirección General de Medición llevó a cabo el análisis y revisión de la información presentada por el Asignatario, con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos. Para lo cual se identifica la siguiente propuesta evaluada:

[Firma manuscrita]
777

[Firma manuscrita]

[Firma manuscrita]

[Firma manuscrita]

Para el manejo de la producción de la Asignación AE-0019-M - Okom - 02 del campo Koban se tiene considerado instalar un sistema de medición que contempla un separador de prueba con internos de alta eficiencia en la plataforma de perforación Koban-A la cual considera una fecha de instalación estimada el 26 de septiembre de 2019, con medidor tipo placa de orificio, un medidor de corte de agua en línea y un sistema para toma de muestra manual para la corriente de líquido, así mismo, para la corriente de gas se utilizará el medidor tipo placa de orificio. Dichos medidores deberán dar cabal cumplimiento a los LTMMH, lo anterior, en lo que respecta a la medición operacional de pozos futuros de la Asignación, donde la mezcla de hidrocarburos procedente de los pozos se alineará al cabezal de prueba en la plataforma Koban-A.

Una vez acondicionadas las fases en los Centros de Proceso Litoral-A, Akal-J, Abkatun-D, Abkatun-A y Pol-A, ubicados en la zona marina, el condensado será enviado al FPSO Yúum K'ak'náab y la Terminal Marítima Cayo Arcas (TMCA), de igual manera, existe la factibilidad de enviar la producción del Centro de Proceso P Litoral-A hacia la Terminal Marítima Dos Bocas y el Centro Comercializador de Crudo Palomas a través de línea-4; por su parte el gas será enviado a los Centros de Proceso de Gas (CPG) Nuevo Pemex y Cactus a través de la línea-5 desde el Centro de Proceso Litoral-A.

En el Centro de Proceso Litoral-A se realizarán los procesos de separación, deshidratación, estabilizado, bombeo y medición de los hidrocarburos provenientes de la Asignación AE-0019-M-Okom-02 campo Koban, misma que se mezcla con los hidrocarburos de otras asignaciones.

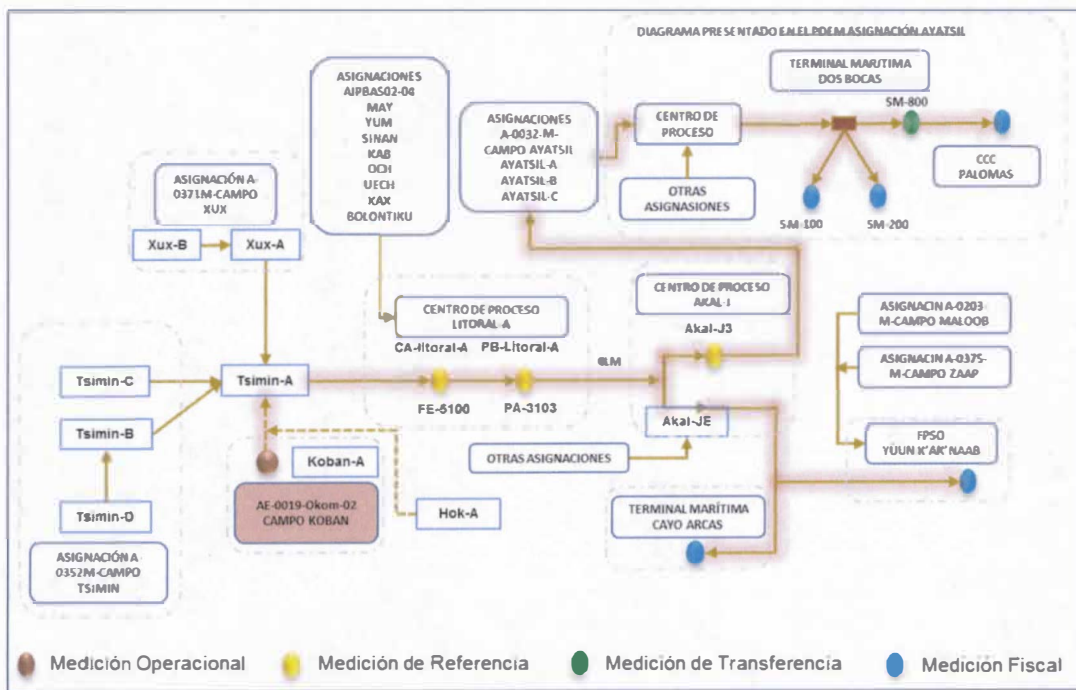


Fig. 23. Manejo y Medición de líquido de la Asignación AE-0019-M-Okom-02 Campo Koban, (Fuente: PEP).

En cuanto a la fase gaseosa, el gas producto del proceso de separación y rectificación se envía a la succión de módulos de los equipos de alta presión de la Plataforma CA-Litoral-A, el gas de la descarga general de módulos se mide en la Plataforma E-Litoral-A, dichos puntos corresponden a la medición referencial, ya que los datos de volumen obtenidos en este punto influyen en el balance global de la producción de Hidrocarburos de las Asignaciones que confluyen a esta instalación. Posterior a este proceso, el gas sigue su trayectoria a través de la línea-5 desde el Centro de Proceso Litoral-A hacia los Centros de Proceso de Gas, donde se encuentran ubicados los Puntos de Medición respectivos, cabe destacar que, en el Centro de Proceso Litoral-A se cuenta con sistemas de medición del gas que se envía a la atmósfera.

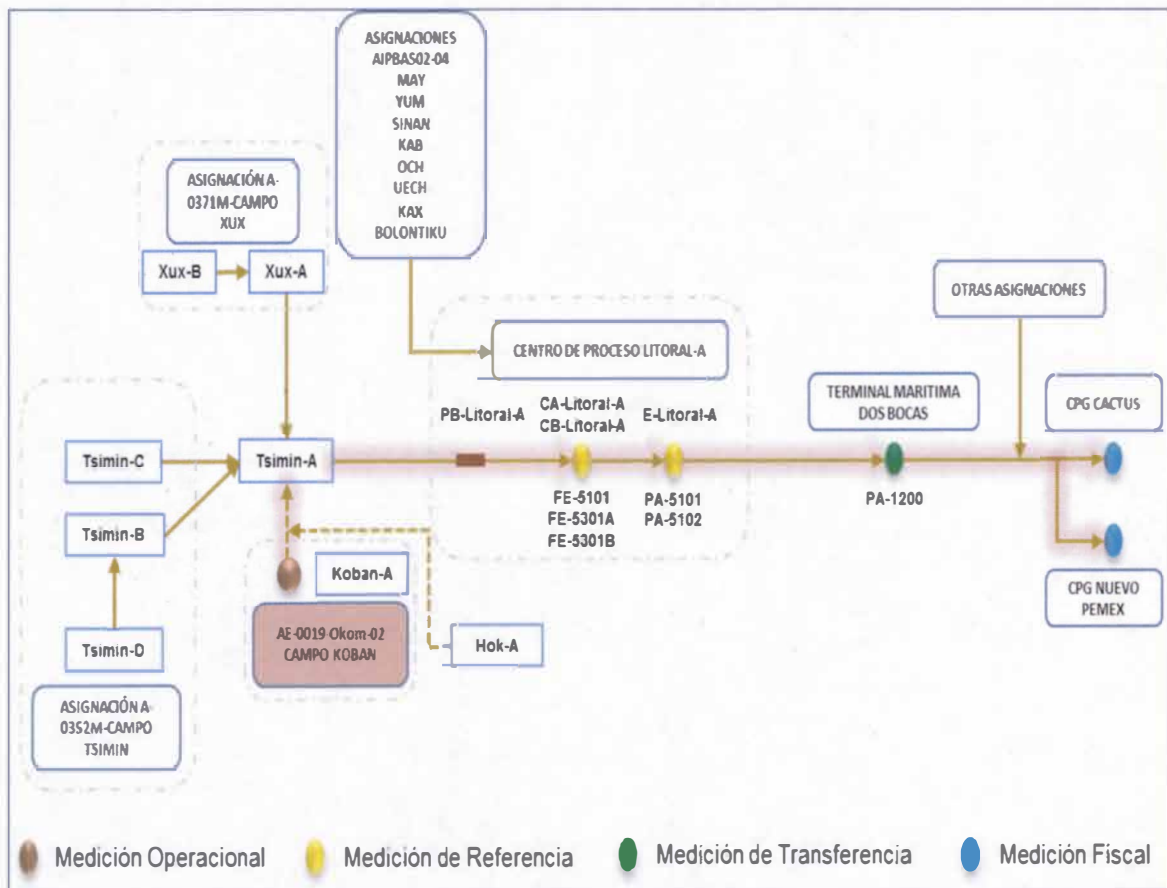


Fig. 24. Manejo y Medición de Gas de la Asignación AE-0019-M-Okom-02 Campo Koban (Fuente: PEP).

Por lo que, en complemento de lo anterior PEP realiza la siguiente propuesta para los Puntos de Medición para el condensado y Gas de la Asignación:

Medición de Condensado

Para el manejo, medición, determinación del volumen y calidad del condensado, PEP manifiesta que, una vez acondicionado el condensado conforme a lo descrito anteriormente, este será enviado a los **Puntos de Medición del Centro Comercializador**

de Crudo (CCC) Palomas, el FPSO Yúum K'ak'náab, las Terminales Marítimas Dos Bocas y Cayo Arcas, donde serán medidos a través de medidores del tipo ultrasónico en el CCC Palomas instalados en varios paquetes de medición (PA-100, PA-200 y PA-300), medidor del tipo ultrasónico M-14 con 05 Trenes de Producción con Probador Bidireccional en el FPSO Yúum K'ak'náab, medidores del tipo turbina en la TMDB en los sistemas SM-100 y SM-200, medidor del tipo desplazamiento positivo en la Terminal Marítima Cayo Arcas en varios paquetes de medición (PA-100, PA-200), los cuales son asignados mediante la metodología de prorrateo (procedimientos de medición) presentada en el Plan de Desarrollo hacia la Asignación.

Medición Gas Natural

Para el manejo, medición y determinación del volumen y calidad del Gas PEP manifiesta que, una vez acondicionado el Gas conforme a lo descrito anteriormente, este será enviado a los **Puntos de Medición de los Centros de Proceso de Gas (CPG) Nuevo Pemex**, donde se medirá de manera directa mediante medidores del tipo presión diferencial por placa de orificio (paquete identificado como PM-11) y **CPG Cactus** medido mediante medidores del tipo presión diferencial por placa de oficio en los Paquetes PM-66 y su calidad determinada a través de cromatografía de conformidad con el artículo 25 de los LTMMH, y asignados los volúmenes mediante la metodología de prorrateo presentada en el Plan de Desarrollo hacia la Asignación.

Medición de agua

El Asignatario hace mención que, la determinación del volumen de agua será a través de muestreos manuales obteniendo esta mediante una toma normada para que sea representativo al gasto. La producción del campo Koban se manejará en el Centro de Proceso Litoral-A, el sistema de tratamiento de agua congénita recibe alimentación de los separadores FA-3100 y FA-3101, deshidratadores FA-3150A/B y desaladores FA-3151A/B. El agua congénita generada alimentará al tanque acumulador de agua congénita FA-3600 para su posterior envío al sistema de tratamiento de agua congénita de CB-Litoral-A para mayor tratamiento o bombeada con inyección de químicos previamente a difusor marino.

Se destaca que el volumen de agua para el campo Koban en el Centro de Proceso Litoral-A será estimado a través de prorrateo conforme a los volúmenes de agua medidos debido a que la producción será mezclada con las asignaciones May, Yum, Tsimín, Xux, Sinan, Kab, Bolontikú y Uech, lo anterior dando cabal cumplimiento con lo establecido en el artículo 23 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.

a. 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 Asignación AE-0019-M-Okom-02 Campo Koban se llevó a cabo la siguiente evaluación: Tabla 14.

Datos Generales:

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

Ferrocarril y Producción

AE-0019-M-01 am-02 Campo Estación

Campo Estación

Plan de Desarrollo



Comisión Nacional de Hidrocarburos

No.	Artículo de los LTMNH/Convenio/Gui	Requerimiento	Criterio de evaluación	Presentó SI/No	Cumplimiento SI/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
1	Propuesta de manejo de los Hidrocarburos desde pozo hasta el P.M.	LTMNH, 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 se utilizará la plataforma Koben-A tipo Estructura Ligera Alérgica (ELM) a la que se conectarán 4 pozos direccionales tipo J la producción fluye a través de la infraestructura propuesta por lo que el operador hace referencia de la misma a lo largo de la descripción de la propuesta de implementación de los Mecanismos de Medición	Para el manejo de la producción de la Asignación AE-0019-M-01 am-02 del campo Koben se tiene contemplado instalar un sistema de medición que contemple un separador de prueba con internos de alta eficiencia en la plataforma de perforación Koben-A con medidor tipo placa de orificio, un medidor de corte de agua en línea y un sistema para toma de muestra manual para la corriente de líquido así mismo para la corriente de gas se utilizará
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTMNH, Capítulo I	De los sistemas de medición	Si	Si	Presenta como propuesta de Puntos de Medición hidrocarburos líquidos los ubicados en CCC Palomas, FPSO Yum K'at'naab las Terminales Marítimas Dos Bocas y Cayo Arca y para el Gas los ubicados en el CPO Nuevo Pemex, Ciudad Pemex y Cactus	Presenta 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 operacionales
3	42. fracción I	Política de medición	Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTMNH	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 la adopción de un sistema de gestión basado en la norma NMX-CC-10012-MVC-2004.	De acuerdo a la información presentada se describe que su política de medición se encuentra sustentada en un documento conocido como plan rector, con la finalidad de implementar y difundir el estándar de la empresa información ubicada en la página 112 del documento PDF
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 confirmación metrológica de mantenimiento	Si	Si	Presenta el procedimiento para mantenimiento a los sistemas de medición, el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta de anexos del art 42 LTMNH 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 asistidas, además del programa de implementación de los procedimientos
		Confirmación metrológica	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración de confirmación metrológica de mantenimiento	Si	Si	Presenta el procedimiento para confirmación metrológica a los sistemas de medición, el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta de anexos del art 42 LTMNH, proceso con el cual se asegura que los instrumentos se mantendrán para el uso previsto	Presenta los programas de confirmación metrológica para los Puntos de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de estos procedimientos
		Elaboración de balance	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración de confirmación metrológica de mantenimiento	Si	Si	Presenta el procedimiento para la elaboración del balance, el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta de anexos del art 42 LTMNH	Ver apartado de producción y balance
		Calibración de los instrumentos de medida	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración de confirmación metrológica de mantenimiento	Si	Si	Presenta el procedimiento para calibración a los sistemas de medición e instrumentos, que los conforman, el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta de anexos del art 42 LTMNH, 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 asistidas, además del programa de implementación de estos procedimientos
5	42. fracción III	Diagramas generales de infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DTI e 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 operacionales, referencia 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 ubicada en la página 121 del documento PDF	Adicionalmente a los diagramas 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 LTMNH	Si	Si	Se presenta la ubicación de los sistemas de medición mediante coordenadas geográficas, además de su categoría o uso, información ubicada en la página 187 y anexos del POE, carpeta artículo 42 LTMNH	Estas ubicaciones deberán mantenerse actualizadas y deberán formar parte del censo que se entrega anualmente de conformidad con los LTMNH y utilizando los formatos correspondientes.
7	42. fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DTI e Isométricos) Adicionalmente especificar si 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 LTMNH	Si	Si	De acuerdo a la información presentada 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 en el documento pdf, página 182 y anexos, carpeta art 42 LTMNH	Adicionalmente presenta algunos DTI a estos diagramas deberán mantenerse actualizados e incorporar los correspondientes cuando se cuente con la información ya que forman parte de la información documental de los Mecanismos de Medición.
8	42. fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 20 presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre las partes	Si	Si	De acuerdo a la información presentada no se identifica el uso compartido de los puntos de medición propuestos, información ubicada en la página 191 del documento pdf	
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 resultados para el cumplimiento de los LTMNH información ubicada en la página 191, así como en la carpeta de los anexos artículo 42 LTMNH	Entre los programas se encuentran los relacionados con la implementación de los procedimientos, así como el desarrollo de actividades para el cumplimiento de 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 LTMNH 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 LTMNH	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 lo 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 LTMNH	Si	Si	De acuerdo a la información presentada por el Asignatario se identifica un análisis microeconómico, en el cual se incluyen las inversiones y gastos operativos relacionados con medición hasta el año 2033, información ubicada en la página 214 y anexos, carpeta artículo 42 LTMNH	Estos gastos e inversiones de acuerdo a lo observado garantizarán los parámetros de incertidumbre solicitados en los LTMNH siempre y cuando se lleve a cabo el correcto seguimiento a las mismas

ARG

[Handwritten signature]

777
 [Handwritten signature]

12	42. fracción X	Programa de implementación de la Bitácora de registro	Deberá dar cumplimiento al artículo 7, fracción IV artículo 10, artículo 42 fracción X, artículo 50	Si	Si	De acuerdo a la información presentada, se identifica que la bitácora de registro será implementada una vez aprobado el plan de desarrollo, esto para la asignación, sin embargo al utilizar infraestructura existente, ya debe estar	Cabe resaltar que la información a contener dará cumplimiento a lo solicitado en los LTMWH, resaltando que se mantendrá en actualización de los registros.
13	42. fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 56	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 LTMWH	
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 al 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	Presenta propuesta de cinco indicadores de desempeño, información que se encuentra en los anexos de medición, los cuales cumplen con la información mínima a contener de acuerdo a lo establecido en los LTMWH.	Se identifica que manifiesta con estos indicadores el cumplimiento a lo solicitado en los LTMWH para los indicadores, sin embargo una vez implementados estos deberán ser evaluados en su ejecución y cumplimiento
16	42. fracción IV	Responsable oficial	Cumplimiento al artículo 9, incluyendo a 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 al Administrador del activo integral de producción bloque AS02-04 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	
18	19. fracción III	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemáticos 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 telemáticos con que cuenta en los Puntos de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, y manifiesta que actualmente se encuentran operando	
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 20 de los presentes Lineamientos	Si	Si	De acuerdo a los procedimientos presentados para la determinación de calidad y su asignación el Operador Petrolero asegura a su determinación en los Puntos de Medición	Se identifica de acuerdo a lo presentado y manifestado para el aceite y gas los puntos propuestos cumplirán con la calidad, utilizando la infraestructura existente de Pemex.
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 básicos (computador de flujo) los cuales cuentan con seguridad para su acceso y contienen los algoritmos de cálculo para la determinación de los volúmenes netos	
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales o internacionales	Si	Si	Se presentan certificados de calibración como evidencia de la trazabilidad de los instrumentos de medida, información ubicada en los anexos, carpeta artículo 42 LTMWH, incardumbre de medida	Se identifica que hay programas asociados a la calibración con lo cual el Operador Petrolero asegura la trazabilidad de los instrumentos, programas que deberán ser actualizados anualmente y aplicados en algunos casos a la brevedad para mantener en condiciones y diseño de los parámetros de incardumbre
22	22	patrones de referencia tipo biliar 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 permeable. En casos excepcionales, Patrones portátiles	Si	Si	Se identifican en los diagramas de instrumentación algunos patrones tipo tubería instalados in situ, para algunos de los sistemas instalados en los Puntos de Medición	Presenta la descripción e identificación de los patrones, será importante que esta información se encuentre resguardada mediante su sistema de gestión y mantenimiento
23	23	De la medición de 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	Para el agua congénita, el sistema de tratamiento de agua congénita recibe alimentación de separadores y deshidratadores, el agua congénita generada de los sistemas antes descritos alimenta al tanque acumulador de agua congénita, el volumen de agua	Referente a las prevenciones contempladas por Pemex se aclaró que en lo que respecta al agua congénita esta es medida en el CP Litoral A
24	24	De la medición metrológica, fracciones I, II y III	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores metrológicos en su plan de desarrollo para la Extracción	No	No	No presenta propuesta de medición metrológica, se identifica que la medición en pozos se realizará mediante separadores de prueba	
25	VI 9 anexo I guía de planes	Medición en pruebas de pozo	Presentar la descripción breve de los tipos de medición, tipo y especificaciones de medidor, incardumbre asociada y calidad de los hidrocarburos, adicional la ubicación en la que se se entregará al comercializador los hidrocarburos	No	No	No presenta propuesta para pruebas de pozo de conformidad con el artículo 36 de los LTMWH	

Tabla 14. Evaluación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición.

Producción y Balance

El Asignatario presentó los procedimientos para la asignación de la producción, de condensado 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 AE-0019-M-Okom-02 Campo Koban 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 medición de referencia, estas corrientes corresponden a los campos Tsimín y Xux.

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 del sistema de medición fiscal.

El punto de toma de muestra para determinar la calidad de los hidrocarburos correspondiente a la Asignación AE-0019-M-Okom-02 Campo Koban será en la salida del separador de prueba que será instalado en la plataforma Koban-A, en el caso de que este se encuentre fuera de operación la muestra podrá tomarse por medio de un arreglo en la bajante de los pozos.

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 250.484/2019 de fecha 05 de agosto de 2019, a lo cual mediante Oficio 352-A-I-020 de fecha 05 de agosto 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 AE-0019-M - Okom - 02 del campo Koban *"...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 LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
- 2) Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los Lineamientos Técnicos.
- 3) De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los hidrocarburos a evaluar en el Punto de Medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos, observando en todo momento lo indicado en este artículo.
- 4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos lineamientos.

- 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 proveniente del campo Koban, en términos del presente análisis técnico y la evaluación de los Mecanismos de Medición correspondiente.

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. Los volúmenes y calidades de 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, PEP deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno.
4. 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,
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. 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,
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. 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.
12. 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.
13. 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.

f) Comercialización de la producción de hidrocarburos

La evaluación se realizó de conformidad con el procedimiento establecido en los Lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la

extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones. La cual, considera la estrategia de comercialización presentada por PEP en el Plan y lo establecido en las fracciones III.2.4.3 y III.2.4.4 del Anexo II de los Lineamientos. Derivado de lo anterior, se concluye lo siguiente:

El Asignatario hace mención que, la producción del campo de la Asignación AE-0019-M-Okom-02 Campo Koban iniciará en el mes de marzo del 2020, por lo que en su Plan de Desarrollo de acuerdo a la alternativa seleccionada se está considerando la perforación y terminación de 4 pozos direccionales tipo "J" y la instalación de una plataforma tipo Estructura Ligera Marina (ELM) en la localización del campo Koban, dicha infraestructura permitirá el manejo de la producción de la Asignación hacia el Centro de Proceso Litoral-A, para el proceso de separación, estabilizado, deshidratación, medición de referencia, bombeo de condensado y compresión de gas, hacia los puntos de comercialización: condensado (FPSO Yúum K'ak'náab, CCC Palomas y las TMDB y/o Cayo Arcas) y de gas (CPG Cactus y Nuevo Pemex).

En lo que respecta al gas de la Asignación AE-0019-M-Okom-02 Campo Koban, se manejará mediante 2 líneas principales del Centro de Proceso Litoral-A, donde se enviará por línea-5 hacia CPG Cactus vía TMDB donde se mezcla con la producción de gas de los campos Yaxché y Xanab, mientras que por la línea-263 es enviado hacia Pol-A y Abk-D, el cual se procesa y se envía en alta presión hacia Atasta por la línea-77. Cabe destacar que, el gas es enviado al Centro de Procesamiento de Gas Cactus, donde se mide, comprime y envía a los centros de proceso de gas de Ciudad Pemex y Nuevo Pemex, en los cuales va integrada la corriente del campo Koban.

En lo que respecta al condensado, este será deshidratado y desalado en el Centro de Proceso Litoral-A se transporta hacia la Plataforma Rebombado, la corriente de condensado llegará hacia el C.P. Pol-A continuando hacia el C.P. Abkatun-D y el C.P. Abkatun-A y posteriormente al C.P. Akal-J. Una vez que llega al FPSO Yúum K'ak'náab el condensado de la Asignación se mezcla con Crudo Ligero Marino (CLM) y crudo pesado del Centro de Proceso Zaap-C para poder así para obtener la calidad de exportación de 21 °API. Por otro lado, en el CCC Palomas se reciben tres diferentes tipos de crudo, a través de cuatro oleoductos: uno de 48"Ø Maya, dos de 36"Ø Istmo y el último de 30" Ø Olmeca; los cuales se interconectan hacia el área de mezclado y distribución, y posteriormente al área de los patines de medición y finalmente hacia las trampas de salida. Las operaciones básicas que se realizan en la Terminal Marítima Dos Bocas son el recibo, acondicionamiento, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos provenientes de los campos marinos de la sonda de Campeche dentro de los cuales se encuentra la Asignación AE-0019-M - Okom - 02 Campo Koban y campos terrestres de Tabasco.

Conforme a la información presentada por el Asignatario y de conformidad con el análisis realizado, se observa que como parte del Plan de Desarrollo propuesto por el Asignatario este cubre con la descripción de la molécula desde su producción y destino final relacionada con la Comercialización de Hidrocarburos.

V. Mecanismos de revisión de la Eficiencia Operativa en la extracción y métricas de evaluación al Plan de Desarrollo

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 7, fracciones II y III 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 15.

Actividad	Cantidad
Perforación de pozos de desarrollo	4
Terminación de pozos de desarrollo	4
Reparaciones menores	22
Instalación de estructuras marinas	1
Tendido de Ductos	1
Taponamientos	4
Abandono	2

Tabla 15. Indicador de desempeño de las actividades a ejercer dentro de la Asignación.
(Fuente: 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 16.

Sub-actividad		Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones/ ejercidas
Desarrollo				
i.	Construcción de instalaciones	99.26		
ii.	Perforación de Pozos	185.78		
Producción				
iii.	General	7.87		
iv.	Ductos	5.09		
v.	Intervención de Pozos	43.45		
vi.	Operación de instalaciones	11.25		
Abandono				
viii.	Desmantelamiento de Instalaciones	48.31		
Total Inversiones		401.01		
Total Gastos de Operación		113.95		
Otros Rubros		86.86		
Total gastos Plan de Desarrollo		601.82		

Tabla 16. Programa de inversiones desglosado por subactividad petrolera.
(Fuente: PEP)

- 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 condensado y gas que se obtenga derivada de la ejecución de las actividades.

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 100 de los LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos.

Cabe hacer mención que en términos del artículo 62 de LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, la Comisión podrá evaluar y decidir si con base en la información derivada del seguimiento al Plan de Desarrollo para la Extracción se requerirá la modificación a dicho Plan.

[Handwritten signature]
777

DAP 6

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

VI. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación AE-0019-M-Okom-02 (Campo Koban), 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.

Fue solicitada a la Agencia su opinión respecto del Sistema de Administración de Riesgos asociado al Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente de la Asignación en comento mediante Oficio 250.453/2019 del 26 de julio de 2019.

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/1242/2019 recibido el día 19 de agosto del 2019, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, informó, entre otras cosas lo siguiente:

"(...)La Asignación AE-0019-Okom-02, se encuentra amparada en la autorización número: ASEA- PEM16001C/AI0417 (AUTORIZACIÓN) del Sistema de Administración del REGULADO, ubicada en la Unidad de Implantación denominada: *Subdirección de Aseguramiento Operativo de la Dirección de Exploración*, con número de identificación: ASEA-PEM16001C/AI0417-13.

(...)

Por lo anteriormente expuesto, esta AGENCIA hace de su conocimiento que, para efectos de encontrarse amparadas en la AUTORIZACIÓN, las actividades planteadas por el REGULADO para ser realizadas en del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación AE-0019-Okom-02 (Campo Koban), 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 otorgue.”

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/DGGEERC/0664/2017 de fecha 13 de julio de 2017, y en el oficio de modificación ASEA/UGI/DGGEERC/1178/2017 de fecha 27 de noviembre de 2017, así como a los demás documentos oficiales que se hayan emitido con relación a las Asignaciones de Extracción, Asignaciones de Exploración y Extracción y al Contrato, amparados en la AUTORIZACIÓN.
(...)"

[Handwritten signature]
777
[Handwritten mark]

DAP61

[Handwritten signature]

4

VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

Con relación al programa de cumplimiento del porcentaje de Contenido Nacional, esta Comisión resalta las consideraciones siguientes: **En espera de oficio de SE.**

Mediante oficio 250.516/2019 del 9 de agosto de 2019, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía emitir opinión sobre el programa de cumplimiento de porcentaje de Contenido Nacional.

Esta Comisión aún no cuenta con la opinión que corresponde emitir, en el ámbito de sus atribuciones, a la Secretaría de Economía sobre dicho programa, motivo por el cual una vez que, en su caso, esa autoridad emita la opinión en sentido favorable, se tendrá por aprobado y formará parte del Plan de Desarrollo para la Extracción.

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

En el supuesto de que la Secretaría de Economía emita una opinión en sentido no favorable a dicho programa, PEP estará obligado a presentar una modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción.

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la solicitud de aprobación de la modificación del Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación AE-0019-M-Okom-02 (Campo Koban), 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.

[Handwritten signature]
777
[Handwritten mark]

DAP 61

[Handwritten signature]

[Handwritten mark]

VIII. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Plan presentado por el Asignatario de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 de la LORCME; 6, 7, 8 fracción II, 11, 19, 20, 25 y demás aplicables 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.

Lo anterior permite a esta Comisión determinar que PEP presentó los elementos para acreditar el cumplimiento de las capacidades técnicas, financieras y de ejecución, conforme a lo establecido en el Término y Condición Quinto, inciso C) del Título de Asignación.

1. Fue elaborado de conformidad con los principios y criterios establecidos en los artículos 7, 8, fracción II, y 11 de los Lineamientos y en atención a las Mejores Prácticas de la Industria.
2. Contiene los requisitos establecidos en los artículos 9, fracción II, 12, fracción II, 19, 20, 25 y el Anexo II de los Lineamientos.

Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/3/21/2019 Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo de la Asignación AE-0019-M-Okom-02 (Campo Koban) de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión, cuyo contenido fue evaluado en atención a la información presentada por el Asignatario y en atención a los principios de economía, eficacia y buena fe que rigen la actuación administrativa, previstos en el artículo 13 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

En atención al artículo 39 de la LORCME se cumple con las bases previstas en el mismo debido a que:

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

La toma de información de los pozos propuestos para perforarse consiste en la toma de registros básicos y especiales, toma de núcleos, toma de muestras PVT de fondo y de superficie, pruebas de presión; que servirán de insumos para validar el modelo petrofísico a fin de actualizar el modelo geológico integral y construir un modelo dinámico del yacimiento, reduciendo así la incertidumbre en el cálculo del volumen original. Lo anterior permitirá obtener un conocimiento general sobre el yacimiento del campo, con lo cual se acelerará el desarrollo del potencial petrolero de la Asignación y del país.

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

Las actividades de desarrollo propuestas por el Asignatario permitirán recuperar un volumen de 19.80 MMb de condensado y 114.37 MMMpc de gas hasta la vigencia de la Asignación con un factor de recuperación final esperado de 43.51 % de aceite (condensado) y 52.90 % de gas, cabe señalar que dichos factores están considerados al límite económico (2033).

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

Derivado de las actividades propuestas de desarrollo para el yacimiento JKS, el Asignatario pronóstica recuperar un volumen de 19.80 MMb de condensado y 114.37 MMMpc de Gas, lo cual representa un volumen estimado de 42.93 MMbpce al límite económico de la Asignación, por lo que el presente Plan le permite al Asignatario sustentar reservas por las cifras mencionadas.

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

El Asignatario propone perforar y terminar 4 pozos de desarrollo en el yacimiento JSK, así como la toma de 4 núcleos convencionales. La adquisición de información en el yacimiento JSK incluye registro estático por estaciones, de presión y temperatura, toma de muestras PVT de fondo, introducción de sensores en fondo permanentes para monitoreo de presión y temperatura, curvas de incremento y decremento, muestreo de fluido en fondo y análisis PVT.

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 de ingeniería de yacimientos, perforación y producción son las tecnologías más adecuadas para realizar las actividades de Extracción de Hidrocarburos en la Asignación, las cuales, contribuirán a maximizar el factor de recuperación del yacimiento JSK. Derivado de la evaluación económica realizada al Plan de Desarrollo se determina que tiene indicadores económicos positivos, lo cual deriva que el proyecto se ejecute en condiciones económicamente viables.

f) El programa de aprovechamiento del Gas Natural

Para este caso el término de aprovechamiento de gas no es aplicable debido a que se tiene un yacimiento de gas y condensado (gas natural no asociado). Lo anterior

DAPG

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]
777
[Handwritten mark]

con base en el documento emitido por la Comisión Nacional de Hidrocarburos denominado "Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos".

g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por PEP, respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación AE-0019-M - Okom - 02 del campo Koban en la solicitud de aprobación 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 condensado en el Centro Comercializador de Crudo (CCC) Palomas, el FPSO Yúum K'ak'náab, las Terminales Marítimas Dos Bocas y Cayo Arcas, para gas los CPG Nuevo Pemex y 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 PEP, conforme a la evaluación de los Mecanismos de Medición del presente Dictamen, en atención a las siguientes consideraciones:

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

- a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por PEP 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, 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 250.484/2019 de

fecha 05 de agosto de 2019, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-020 de fecha 05 de agosto 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 AE-0019-M - Okom - 02 del campo Koban "...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 LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
- 2) Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los Lineamientos Técnicos.
- 3) De acuerdo a lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los hidrocarburos a evaluar en el Punto de Medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos, observando en todo momento lo indicado en este artículo.
- 4) De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los Lineamientos, que se cumpla con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos lineamientos.
- 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.

b) 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, la misma se encuentra definida en las Fig. 23 y Fig. 24 del presente dictamen.
3. Se determina que deberá 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.

4. 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.
5. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área de Asignación AE-0019-M - Okom - 02 del campo Koban en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, PEP 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.

g
J
777
g

APG

g

g

1. Recomendaciones

1. Dado que se prevé que el yacimiento JSK alcance la Presión de Rocío para agosto 2022, se recomienda evaluar técnica y económicamente la implementación de tecnologías de eliminación de condensados en fondo de pozo y de evaporación de condensados a nivel de yacimiento, incluyendo aquellas relacionadas con Sistemas Artificiales de Producción.
2. Con el avance del desarrollo actualizar el modelo estático y la caracterización dinámica del yacimiento JSK con el objetivo de obtener una mejor visualización de la extensión del mismo y la posible influencia al flujo de la falla inversa asociada al campo; para disminuir la incertidumbre en el cálculo de reservas y para calcular parámetros de la formación que alimenten los posteriores modelos de simulación.
3. Realizar análisis cromatográficos a lo largo de la vida productiva del yacimiento con el fin de identificar y caracterizar la variación de la composición de los fluidos del mismo en función del tiempo, optimizando las operaciones de separación en superficie.
4. Llevar a cabo pruebas de interferencia para corroborar la posible comunicación hidráulica que se infiere existe con el campo Tizón y para la posible interferencia a los radios de drene entre los pozos de desarrollo programados, debido a su cercanía.
5. Una vez concluido el desarrollo del campo y el de los descubrimientos prioritarios, identificar áreas de oportunidad para mejorar la sinergia de toda la infraestructura.

[Handwritten signature]
777

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, aprobar el Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Campo Koban el cual se encuentra dentro de la Asignación de Exploración y Extracción de Hidrocarburos AE-0019-M-Okom-02, 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 las bases establecidas en el artículo 39 de la LORCME.

Sin menoscabo de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el 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 de Asignación para la Extracción de Hidrocarburos emitido por la SENER.

ELABORÓ

ING. DAVID ALBERTO PAREDES GASPAR

Subdirector de Área

Dirección General de Dictámenes de Extracción

ELABORÓ

LIC. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA

Directora General Adjunta

Dirección General de Prospectiva y
Evaluación Económica

ELABORÓ

ING. YUSAM DE JESÚS ANGUIANO

ALVARADO

Subdirectora de Área

Dirección General de Medición y
Comercialización de la Producción

REVISÓ


**MTRA. ANA BERTHA GONZALEZ
MORENO**

Directora General de Medición y
Comercialización de la Producción

REVISÓ


**MTRA. MARÍA ADAMELIA BURQUEÑO
MERCADO**

Directora General de Prospectiva y
Evaluación Económica

REVISÓ


ING. MIGUEL ANGEL IBARRA RANGEL
Director General Adjunto

Dirección General de Dictámenes de
Extracción

REVISÓ


ING. FRANCISCO CASTELLANOS PAEZ

Director General de Dictámenes de
Extracción


ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ
Titular
Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 37 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la presentación del Plan de Desarrollo del Campo Koban, el cual se encuentra dentro de la Asignación AE-0019-M-Okom-02.

777