

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción
Asignación AE-0020-2M-Okom-03
Campo Manik NW

Pemex Exploración y Producción

Julio 2019



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

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

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 17

E) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS 22

F) COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS 32

G) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL 33

V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DE LA MODIFICACIÓN AL PLAN 35

VI. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS 36

VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL 38

VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO 39

A) ACELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS 39

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.. 40

C) LA REPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS, COMO GARANTES DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DE LA NACIÓN 40

D) PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS 40

E) LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES 40

F) EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL 40

G) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS 41

IX. RECOMENDACIONES 43

777

2

I. Datos generales del Asignatario

El Asignatario promovente del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de las Asignación AE-0020-2M-Okom-03 (en adelante, Asignación); correspondiente al Campo Manik NW, 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 Exploración y Producción, con facultades para representar a PEP en términos de los artículos 44, fracción I y 46, fracción XII del Estatuto Orgánico de PEP publicado en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF) el 5 de enero de 2017.

El Campo Manik NW fue descubierto con la perforación del pozo Manik-101A EXP que resultó productor de aceite volátil de 32.4 °API en el Play Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK). Está constituido por dos yacimientos, el yacimiento Brecha de Cretácico Superior (BKS) que presenta únicamente reservas en la categoría 3P y el yacimiento JSK que tiene reservas en las categorías 1P, 2P y 3P propuestas al 1 de enero del 2020.

El Campo se encuentra dentro de la Asignación AE-0020-2M-Okom-03. En la Tabla 1, se muestran los datos generales.

| | |
|------------------------------|---|
| Asignación | AE-0020-2M-Okom-03 |
| Estado y municipio | Tabasco, Frontera |
| Superficie | 886.443 km ² |
| Fecha de emisión | 27 de agosto de 2014 |
| Vigencia | 25 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 / Brecha del Cretácico Superior |
| Colindancias | AE-0013-2M-Pilar de Akal-Kayab-04 |
| Otras Características | Campo propuesto para desarrollo. |

Tabla 1. Datos generales de la Asignación.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

El Campo Manik NW se localiza en aguas territoriales del Golfo de México dentro de la asignación exploratoria AE-0020-2M-Okom-03 a una distancia de 102 km al noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche en la Fig. 1 se muestra la ubicación de la Asignación y del Campo.

[Handwritten signatures and marks in blue ink, including a large signature at the top and several initials or marks below.]

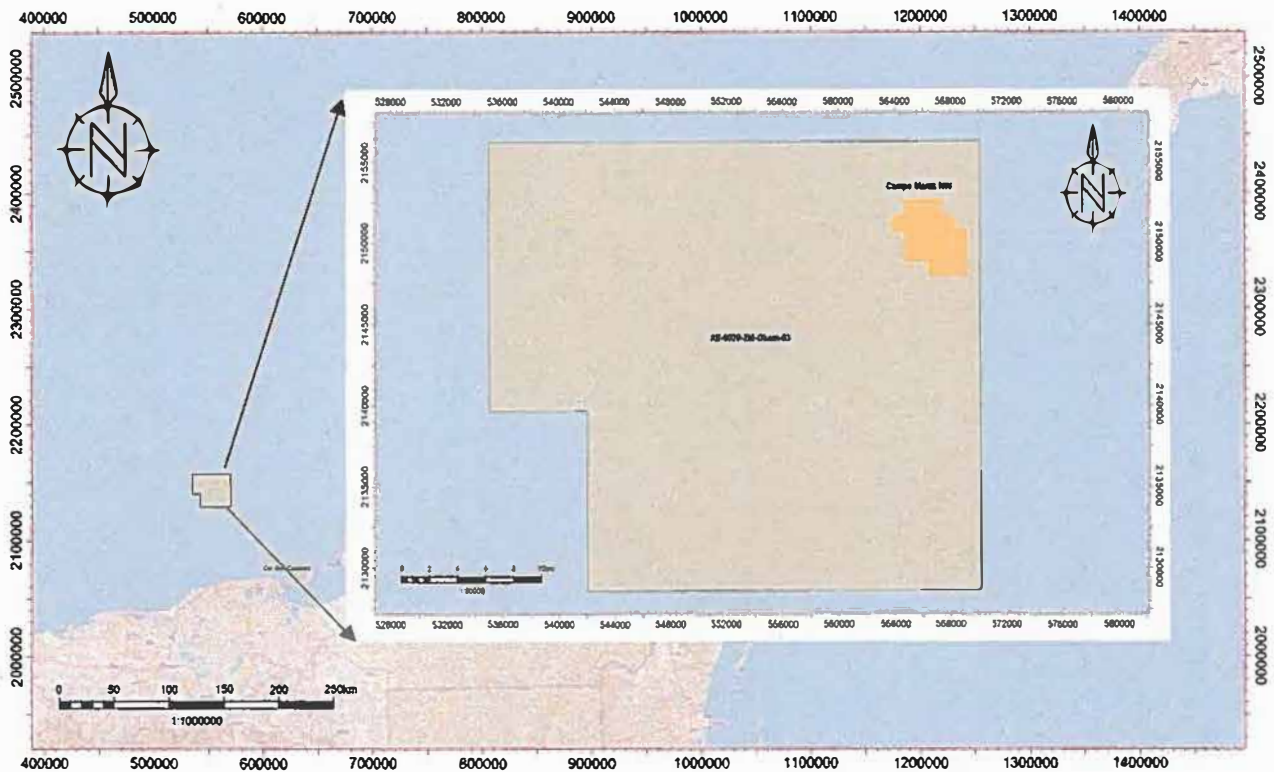


Fig. 1. Ubicación del polígono de evaluación.
(Fuente: Comisión)

En la Tabla 2 se muestran las coordenadas geográficas de la Asignación AE-0020-2M-Okom-03, abarcando un área de 886.443 km².

| Vértice | Longitud Oeste | Latitud Norte |
|---------|----------------|---------------|
| 1 | 92°40'00" | 19°30'00" |
| 2 | 92°20'00" | 19°30'00" |
| 3 | 92°20'00" | 19°15'00" |
| 4 | 92°36'00" | 19°15'00" |
| 5 | 92°36'00" | 19°21'00" |
| 6 | 92°40'00" | 19°21'00" |

Tabla 2. Coordenadas de los vértices de la Asignación AE-0020-2M-Okom-03
(Fuente: Comisión con la información entregada por PEP)

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 16.852 km².

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

| Vértice | Longitud Oeste | Latitud Norte |
|---------|----------------|---------------|
| 1 | 92°21'30" | 19°28'00" |
| 2 | 92°21'30" | 19°27'30" |
| 3 | 92°21'00" | 19°27'30" |
| 4 | 92°21'00" | 19°27'00" |
| 5 | 92°20'30" | 19°27'00" |
| 6 | 92°20'30" | 19°26'30" |
| 7 | 92°20'30" | 19°26'00" |
| 8 | 92°20'30" | 19°25'30" |
| 9 | 92°21'00" | 19°25'30" |
| 10 | 92°22'00" | 19°25'30" |
| 11 | 92°22'00" | 19°26'00" |
| 12 | 92°23'00" | 19°26'00" |
| 13 | 92°23'00" | 19°26'30" |
| 14 | 92°23'00" | 19°27'00" |
| 15 | 92°23'30" | 19°27'00" |
| 16 | 92°23'30" | 19°27'30" |
| 17 | 92°23'00" | 19°27'30" |
| 18 | 92°23'00" | 19°28'00" |
| 19 | 92°21'30" | 19°28'00" |

Tabla 3. Coordenadas de los vértices del polígono de evaluación.
(Fuente: Comisión con la información entregada por PEP)

Cabe hacer mención que las Actividades Petroleras materia del presente dictamen deberán estar acotadas al polígono de evaluación conforme al Término y Condición Quinto, inciso c) del Título de Asignación; PEP podrá continuar realizando actividades de Exploración conforme al Plan de Exploración aprobado por esta Comisión en el resto de la Asignación hasta la terminación del periodo adicional de Exploración.

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

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 cinco Direcciones Generales: la Dirección General de Dictámenes de Extracción, la Dirección General de Reservas, la Dirección General de Medición Comercialización de 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 y posterior al Manifiesto de Evaluación relacionado con la Declaración de comercialidad de los hidrocarburos en el Campo Manik NW, presentado a la Comisión el 07 de mayo de 2019. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:SS.7/3/21/2019 Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo de la Asignación AE-0020-2M-Okom-03 (Campo Manik NW) de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de la Comisión.

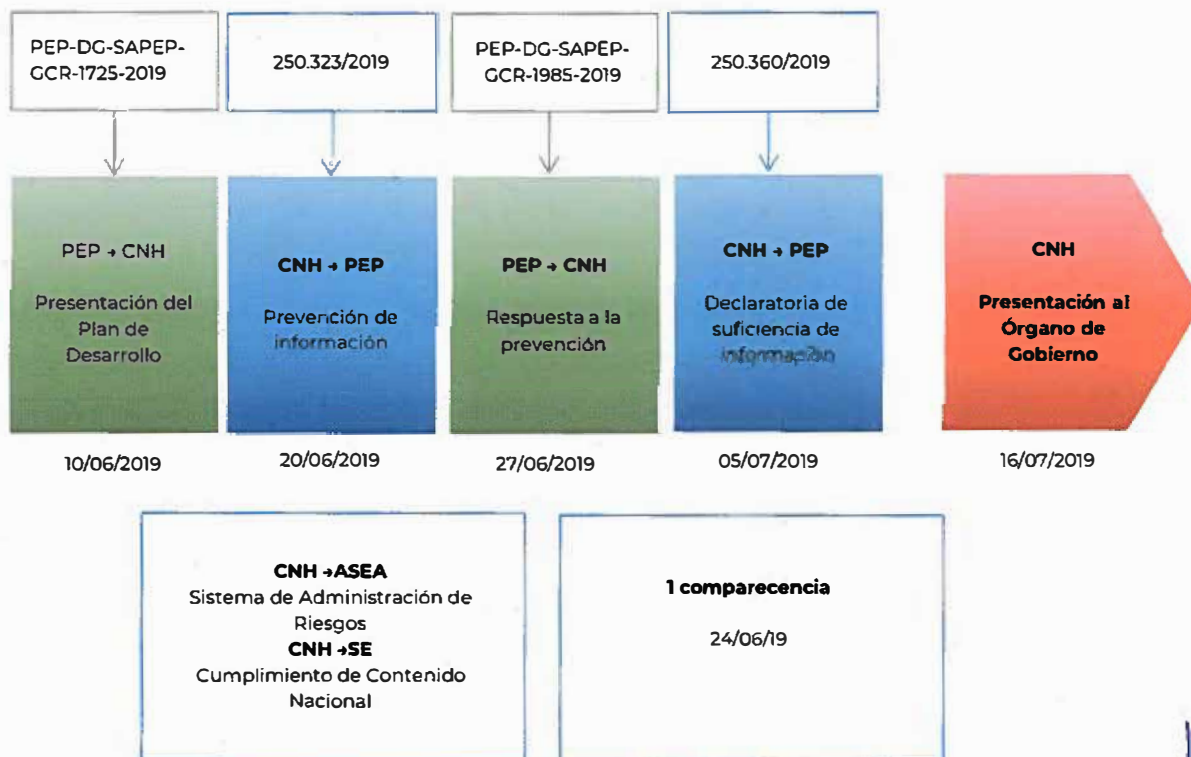


Fig. 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución.
(Fuente: Comisión)

III. Criterios de evaluación utilizados

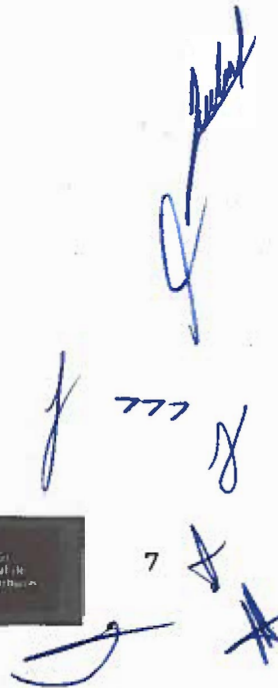
De conformidad con el Título de Asignación el plazo para la presentación del Plan de Desarrollo para la Extracción será de 1 año contado a partir de la declaración de cualquier Descubrimiento Comercial, derivado de lo anterior, se verificó que el Plan de Desarrollo presentado por PEP fuera congruente y diera cumplimiento al artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y el Plan de Desarrollo propuesto permitan maximizar el Factor de Recuperación en condiciones económicamente viables, el programa de aprovechamiento de Gas Natural y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.

Aunado a lo anterior, 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 el estudio de la propuesta de Plan de Desarrollo 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).



IV. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

a) Características Generales

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

| Características Generales | JSK | BKS |
|---|-------------------------|-------------------------|
| Área (km ²) | 4.4 | 8.72 |
| Profundidad promedio (m) | 4061.5 | 3,640 |
| Porosidad (%) y tipo | 8.1 / Efectiva promedio | 7.7 / Efectiva promedio |
| Densidad aceite (°API) @ c.s. | 32.4 | 21.7 |
| Viscosidad (cP) @ c.y. / c.s. | 0.335 / 3.28 | 2.24 / 760 |
| Bo (m ³ /m ³) inicial y actual | 1.757 | 1.264 |
| Presión de saturación (kg/cm ²) | 298.1 | 169.1 |
| Presión inicial (kg/cm ²) | 388.95 | 261 |
| Presión actual (kg/cm ²) | 388.95 | 261 |
| Gasto máximo de aceite (Mbd) | 1,309 | - |

Tabla 4. Características generales del Campo
(Fuente: Comisión con información presentada por PEP)

Los volúmenes originales de aceite y gas estimados por PEP y presentados en el Plan del Campo se muestran en la Tabla 5.

| Yacimiento | Categoría | Volumen original | | Reservas | |
|------------|-----------|------------------|---------------------|--------------|---------------------|
| | | Aceite (MMb) | Gas natural (MMMpc) | Aceite (MMb) | Gas natural (MMMpc) |
| BKS | 1P | | | 0 | 0 |
| | 2P | 162.80 | 68.92 | 0 | 0 |
| | 3P | | | 24.39 | 10.33 |
| JSK | 1P | | | 2.07 | 2.83 |
| | 2P | 62.85 | 85.19 | 14.70 | 18.42 |
| | 3P | | | 18.48 | 22.35 |

Tabla 5 Volúmenes originales y reservas de aceite y gas cuantificados para el Plan de Desarrollo
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

b) Plan de Desarrollo para la Extracción

PEP evaluó 4 alternativas de desarrollo para la extracción de hidrocarburos del Campo. Dentro de las alternativas analizadas consideran producir las reservas 2P del yacimiento JSK y una fracción de las reservas 3P del yacimiento BKS variando el número de pozos, tipos de terminación (sencilla e inteligente y asistida con bombeo neumático (BN).

Las primeras 3 alternativas contemplan la producción de las reservas 2P en JSK y una fracción de las reservas 3P en BKS, utilizando el mismo número de pozos para ambos yacimientos, con esto se busca tener un beneficio adicional al incorporar producción y recategorizar parte de las reservas 3P del yacimiento en BKS. Por otro lado, la alternativa 4 muestra que en caso de no encontrar producción comercial en el yacimiento BKS el proyecto sigue siendo rentable con bajo impacto en los indicadores económico, toda vez

que la plataforma y los ductos ya existen y sólo se requiere una inversión adicional por el tipo de terminación propuesta.

Alternativa 1

La estrategia de desarrollo contempla la explotación de los yacimientos BKS y JSK de forma simultánea con 3 pozos tipo "J" perforados desde la plataforma Manik-A con equipo de perforación autoelevable. Los tres pozos serán terminados con tubería de producción de 3 1/2" Ø y mandriles de Bombeo Neumático (BN) para la implementación de dicho sistema artificial. Al inicio, los pozos fluirán con energía propia del yacimiento hasta su abatimiento por baja presión de fondo, una vez alcanzada esta condición se activarán los mandriles de BN y continuará la producción de los pozos con inyección continua de gas hasta su abatimiento, el volumen de gas inyectado será de 2 MMpcd por pozo a una presión en cabeza de 120 kg/cm².

Alternativa 2

La estrategia de desarrollo contempla la explotación de los yacimientos BKS y JSK de forma simultánea con 3 pozos tipo "J" perforados desde la plataforma Manik-A con equipo de perforación autoelevable. Los tres pozos serán terminados con tubería de producción de 3 1/2" Ø, los pozos fluirán con energía propia del yacimiento hasta su abatimiento por baja presión de fondo.

Alternativa 3

La estrategia de desarrollo contempla la explotación de los yacimientos BKS y JSK de forma secuencial con 4 pozos tipo "J" perforados desde la plataforma Manik-A con equipo de perforación autoelevable. Uno de los pozos será terminado en el yacimiento BKS con tubería de producción de 3 1/2" Ø y mandriles de BN para la implementación del bombeo neumático, fluirá con inyección continua de gas desde el inicio de su producción. Tres pozos serán terminados en el yacimiento JSK con tubería de producción de 2 7/8" y fluirán con energía propia del yacimiento hasta su abatimiento por baja presión de fondo, posteriormente serán reparados al yacimiento BKS con tubería de producción de 3 1/2" y mandriles de BN para la implementación de dicho sistema, continuará la producción de los pozos con inyección continua de gas hasta su abatimiento, el volumen de gas inyectado será de 2.0 MMpcd por pozo a una presión en cabeza de 120 kg/cm².

Alternativa 4

La estrategia de desarrollo contempla la explotación del yacimiento JSK con 3 pozos tipo "J" perforados desde la plataforma Manik-A con equipo de perforación autoelevable. Los pozos serán terminados con tubería de producción de 2 7/8" y fluirán con energía propia del yacimiento hasta su abatimiento por baja presión de fondo.

En la Tabla 6 se comparan las 4 alternativas presentadas por PEP, mientras que en la Fig. 3 y 4 se observan los pronósticos de producción correspondientes a éstas.

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

| Características | Alternativa 1 (seleccionada) | Alternativa 2 | Alternativa 3 | Alternativa 4 |
|--|---------------------------------|---------------|---------------|---------------|
| Metas Físicas (Número) | | | | |
| Perforación y terminación de pozos de desarrollo | 3 | 3 | 4 | 4 |
| Recuperación de pozos exploratorios | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Reparaciones menores | 30 | 14 | 31 | 14 |
| Peras | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ductos | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Producción* | | | | |
| Aceite (MMb) | 39.09 | 28.03 | 36.2 | 16.99 |
| Gas (MMMpc) | 28.75 | 21.38 | 28.93 | 20.52 |
| Gastos de operación (MMusd) | 100.94 | 72.59 | 94.09 | 45.99 |
| Inversiones (MMusd) | 227.19 | 170.96 | 267.07 | 169.28 |
| Indicadores económicos | | | | |
| VPN A ₁ (MMusd) | 1,318.79 | 1,095.38 | 1,150.13 | 705.51 |
| VPN DI (MMusd) | 397.83 | 321.75 | 318.51 | 176.43 |
| VPI (MMusd) | 144.52 | 135.15 | 169.84 | 133.15 |
| VPN/VPI A ₁ (usd/usd) | 9.13 | 8.11 | 6.77 | 5.30 |
| VPN/VPI DI (usd/usd) | 2.75 | 2.38 | 1.88 | 1.33 |

*Producción al límite económico

Tabla 6. Alternativas analizadas por PEP.

(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

De las 4 alternativas analizadas por PEP, la número 1 fue la seleccionada como la mejor opción para desarrollar el campo.

La alternativa 1 presenta mejores indicadores económicos, ya que maximiza el valor económico y obtiene la mejor eficiencia de inversión respecto a las otras alternativas.

Los pronósticos de producción cuantificados de los yacimientos BKS y JSK indican que se iniciará producción en octubre de 2019 y alcanzará su límite económico después de la vigencia de la Asignación; el volumen a recuperar es de 38.15 MMb de aceite, 28.15 MMMpc de gas y una producción acumulada de 42.91 MMbpce a la Vigencia de la Asignación. En la Fig. 3 y 4 se comparan los pronósticos de producción de aceite y gas de las 4 alternativas.

Handwritten signatures and marks in blue ink, including the number 777 and various scribbles.

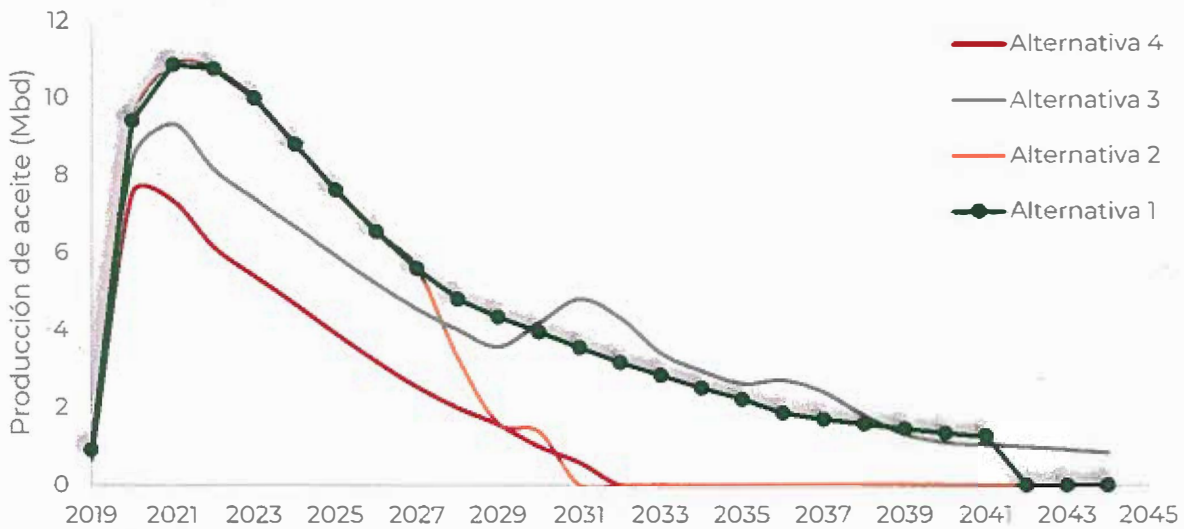


Fig.3. Pronóstico de producción de aceite de las alternativas analizadas por PEP.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

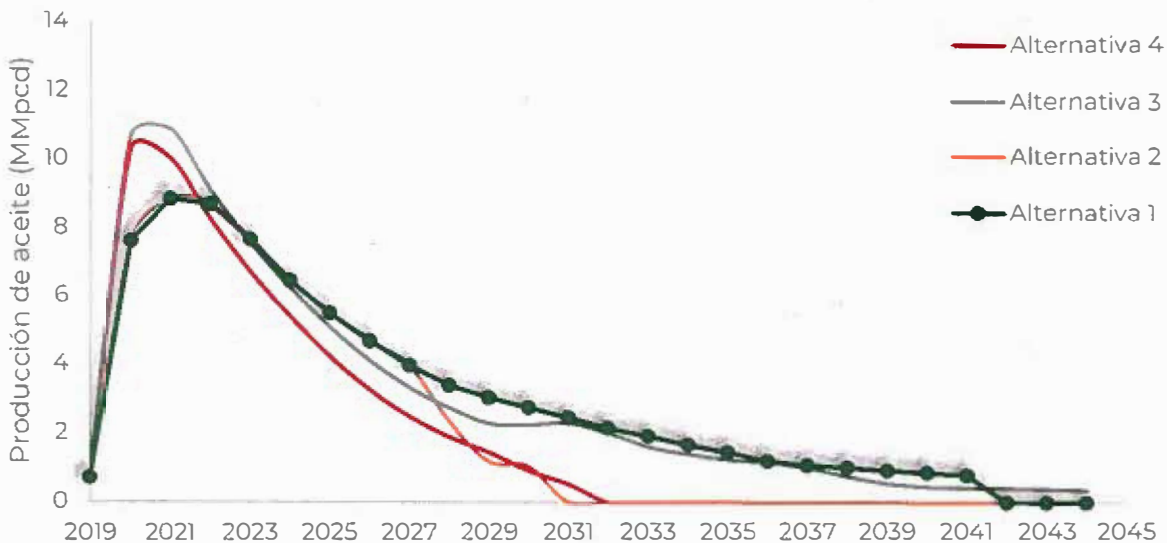


Fig.4. Pronóstico de producción de gas de las alternativas analizadas por PEP.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

c) Análisis técnico de la solicitud del Plan de Desarrollo

El primer aspecto que se analiza es el comportamiento de presión-producción de los yacimientos BKS y JSK el cual se muestra en la Fig. 5.

El Asignatario contempla iniciar con la producción del Campo en octubre de 2019 y espera tener un pico de producción de 10.86 miles de barriles diarios (Mbd) de aceite, y 8.82 millones de pies cúbicos por día (MMpcd) de gas en el año 2021.

La presión inicial del yacimiento JSK al nivel de referencia de 4,061.5 mvbnm es de 388.95 kg/cm² y la presión de saturación de 298.1 kg/cm², razón por la cual la liberación de gas inicia a partir de febrero del 2025, la presión del yacimiento al momento del abandono es de 240 kg/cm². El control de la producción de aceite por debajo del gasto crítico permite la formación de un casquete de gas que favorece la recuperación de hidrocarburos.

La presión inicial del yacimiento BKS al nivel de referencia 3,641 mvbnm, estimada es de 261 kg/cm² y la presión de saturación de 169.1 kg/cm², por lo anterior, la condición de saturación no se alcanza a lo largo del horizonte de producción. El control de la producción de aceite por debajo del gasto crítico para este yacimiento permite el control de la producción de agua y favorece la recuperación de hidrocarburos.

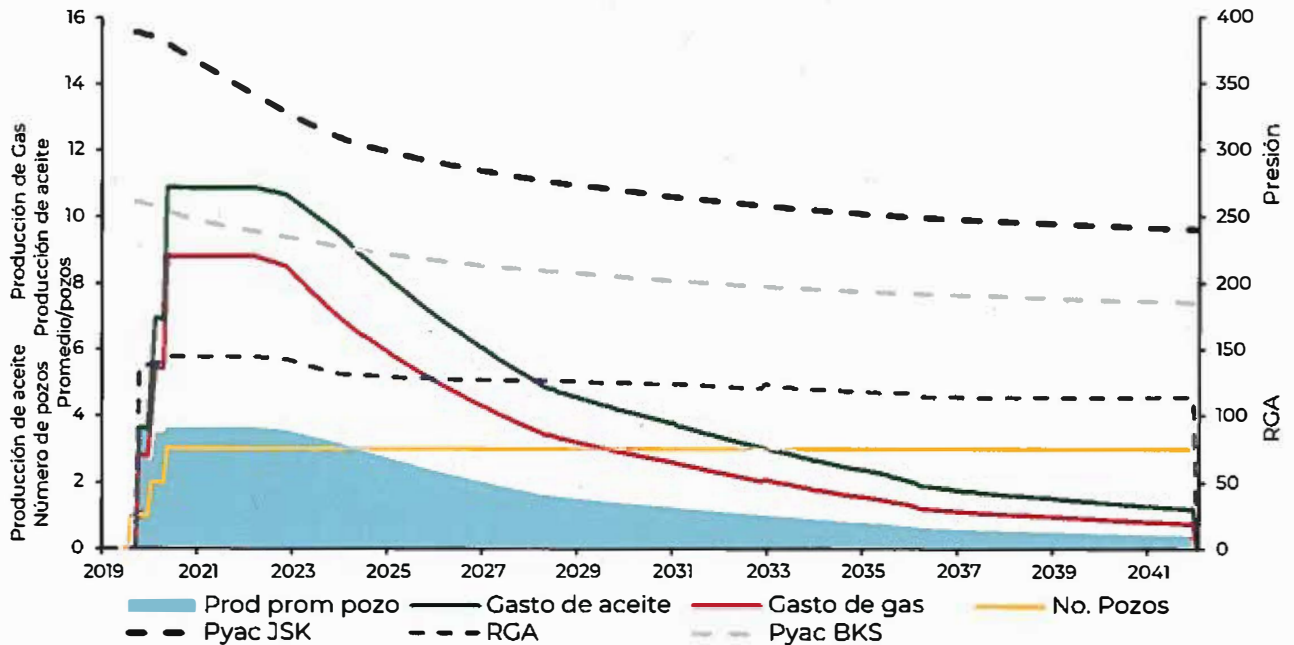


Fig. 5. Comportamiento de presión del Campo.
(Fuente: PEP)

De acuerdo con la información presentada por PEP, el flujo de fluidos en el yacimiento está influenciado principalmente por la expansión del sistema roca fluidos, como mecanismo de empuje que actúa desde el inicio de la explotación del campo y la entrada de agua de un acuífero activo, cuyo aporte de energía para el yacimiento JSK resulta insuficiente para mantener la presión por arriba de la presión de saturación y como consecuencia existe un incremento en la RGA. Sin embargo, para el yacimiento BKS es suficiente para mantener la presión por arriba de la presión de saturación Fig. 6.

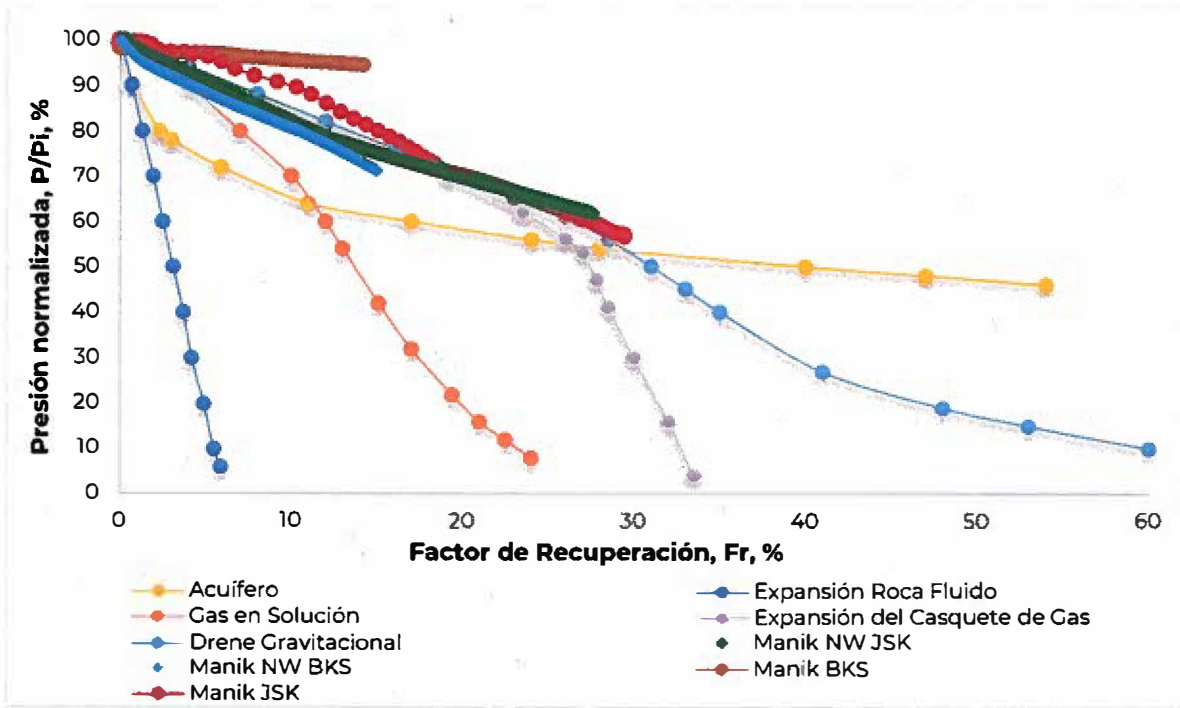


Fig. 6. Mecanismo de empuje del Campo. (Fuente: PEP)

Derivado del comportamiento de presión-producción, así como de los mecanismos de producción identificados, el Asignatario presenta los pronósticos de producción de aceite y de gas que se muestran en las Figs. 7 y 8, en los cuales se observa que derivado de la actividad de perforación y terminación de pozos, se dará un incremento de la producción en los primeros años. En el caso del aceite se tiene una producción máxima de 10.86 Mbd y 8.82 MMpcd de gas en el año 2021.

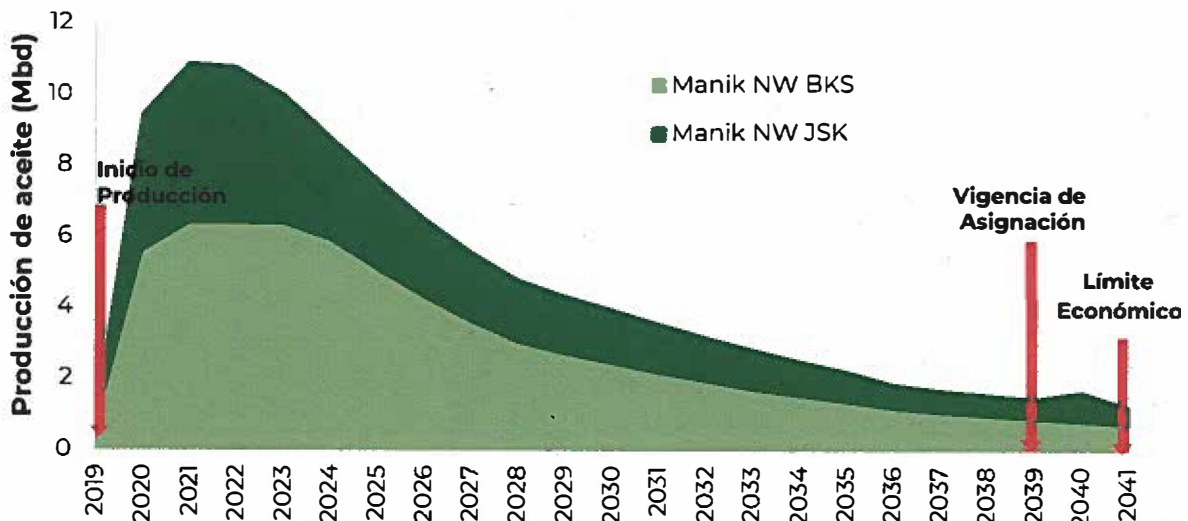


Fig. 7. Producción de condensado del Campo. (Fuente: PEP)

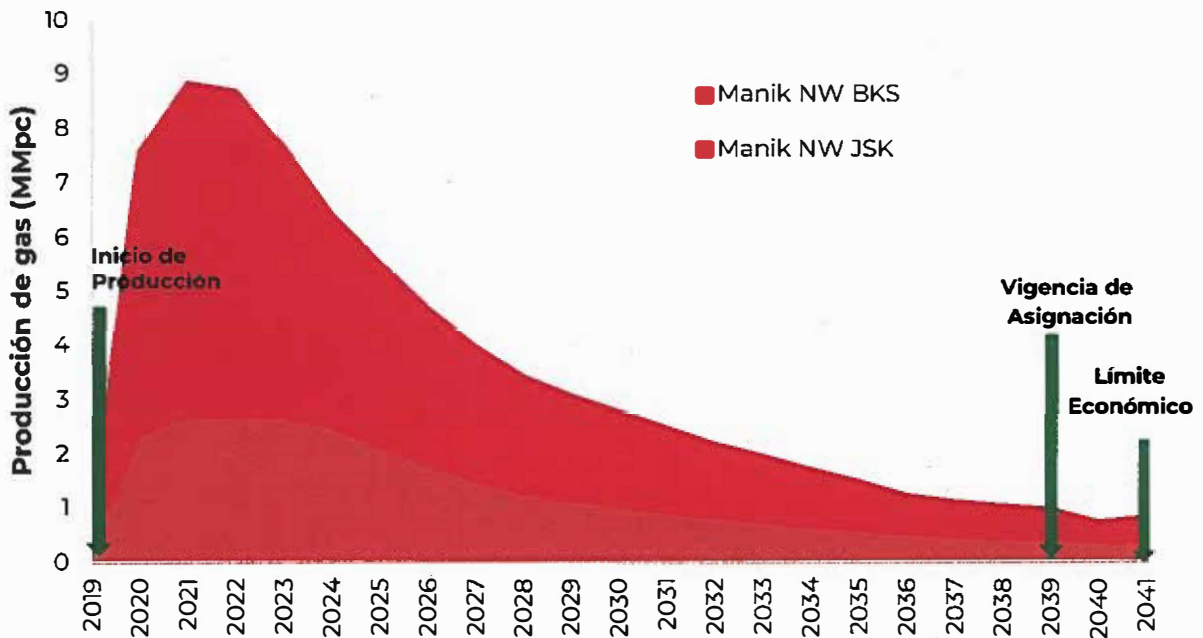


Fig. 8. Producción de gas del Campo.
(Fuente: PEP)

La capacidad de manejo de la producción del campo Manik con el ducto de 12" Ø es de 20,000 b/d de líquido. En la Fig. 9 se muestra el gasto de producción de las corrientes de aceite, gas y agua en el horizonte del proyecto y como se puede observar se tiene capacidad de transporte suficiente. Cabe aclarar que el ducto maneja flujo multifásico y se muestra el flujo de gas solamente como referencia.

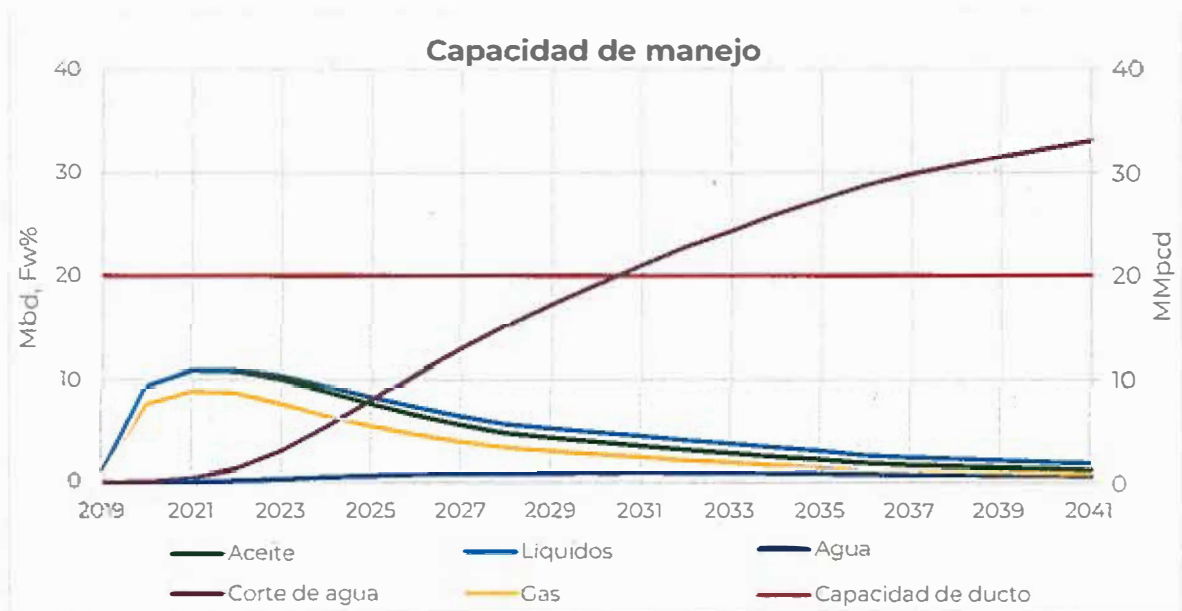


Fig. 9. Capacidad de manejo de los fluidos del Campo.
(Fuente: PEP)

Con base en la información de campos nacionales, PEP realizó un comparativo de campos análogos de Manik NW, a partir de campos productores del yacimiento JSK en aguas someras del golfo de México y características roca fluido similares. El análisis permitió realizar una comparación del factor de recuperación estimado para Manik NW con respecto al factor de recuperación de los análogos, misma que se observa en la Fig. 10. Si bien el factor de recuperación del Campo Manik NW se observa por debajo de la media de los análogos revisados, a medida que se ejecuten las actividades asociadas al Plan se contará con mayor información técnica sobre el comportamiento de los pozos y del yacimiento que permita, en su caso, incrementar dicho factor de recuperación.

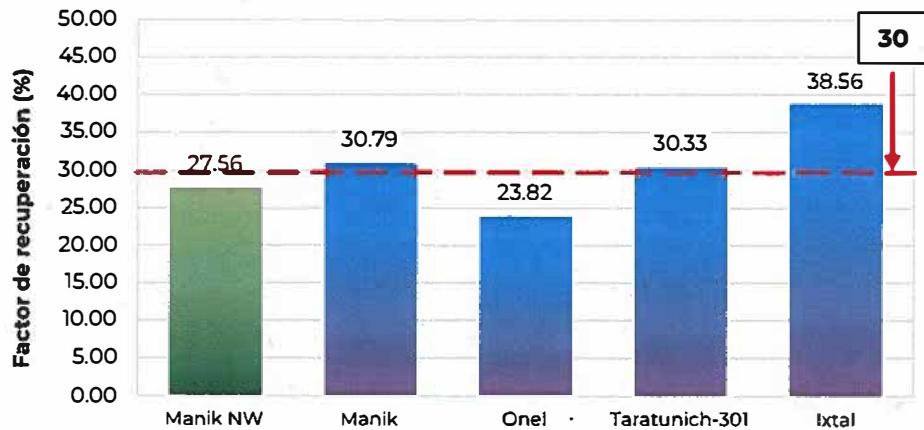


Fig. 10 Comparativo de factor de recuperación de campos análogos del yacimiento JSK del Campo Manik NW.
(Fuente: PEP)

El análisis de los campos análogos para el yacimiento BKS indica que los campos Akal, Bacab, Sinán y Sihil cumplen con las características de roca-fluido análogas; sin embargo, presentan un comportamiento de presión inicial diferente y no correlacionado al mismo bloque de acuífero regional que Manik NW, dejando solamente el Campo Manik como análogo con un factor de recuperación esperado final de 30.79%.

La estrategia de producción del Campo se hará utilizando pozos tipo J con una profundidad promedio de 4,880 md. Respecto a la terminación de los pozos tipo, se considera un aparejo de 3 ½" con válvulas de control de intervalo, válvulas de bombeo neumático, camisa de circulación, sensor de fondo para la transmisión de datos de presión y temperatura a tiempo real y una válvula de tormenta de 3 ½" tipo charnela como se muestra en la Fig.11.

[Handwritten signatures and marks in blue ink on the right side of the page, including a large signature at the top and several smaller ones below.]

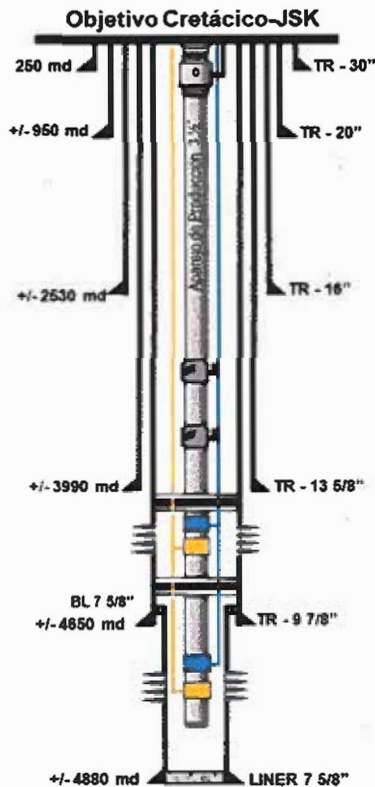


Fig. 11 Esquema mecánico de terminación para pozo tipo.
(Fuente: PEP)

PEP presentó el gasto crítico calculado para cada uno de los pozos considerados en el Plan, para lo cual utilizó la correlación de Pérez Martínez y Rodríguez de la Garza. En la Tabla 7 se muestran dichos gastos calculados, así como los gastos propuestos de cada pozo, en la que se observa que los gastos iniciales de todos los pozos están por debajo del gasto crítico. En este sentido se recomienda a PEP que conforme obtenga información derivada de las condiciones operativas de los pozos y del comportamiento del yacimiento, se actualice el cálculo del gasto crítico por pozo con el fin de mitigar la posible irrupción agua.

| Manik - Yacimiento BKS | | |
|------------------------|------------------------|---------------------------------|
| Pozo | Q _{oc} (Mbpd) | Q _o Propuesto (Mbpd) |
| Manik-23 | 3.3 | 2.1 |
| Manik-3 | 13.3 | 2.0 |
| Manik-4 | 8 | 1.3 |
| Manik - Yacimiento JSK | | |
| Pozo | Q _{oc} (Mbpd) | Q _o Propuesto (Mbpd) |
| Manik-23 | 4.4 | 1.8 |
| Manik-3 | 3.9 | 1.3 |
| Manik-4 | 3.4 | 1.4 |

Tabla 7. Gastos críticos calculados por yacimiento y por pozo.
(Fuente: PEP)

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, y 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. Al respecto, se destaca la viabilidad económica del proyecto presentado en el Plan de Desarrollo, a través de la información referente al Programa de Inversiones e indicadores económicos.

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 (en adelante, Lineamientos de Hacienda).

El Plan de Desarrollo estima un monto global de 330.01 millones de dólares: 317.46 millones de dólares asociados al Programa de Inversiones, de los cuales, 219.37 millones corresponden a Inversiones (69.10%), 98.08 millones a gasto operativo (30.90%); y 12.56 millones de dólares correspondientes a otros egresos¹.

¹ Monto que Pep especifica se refiere a erogaciones por concepto de mantenimiento y abandono de infraestructura por la cual se transporta la producción del campo Manik.

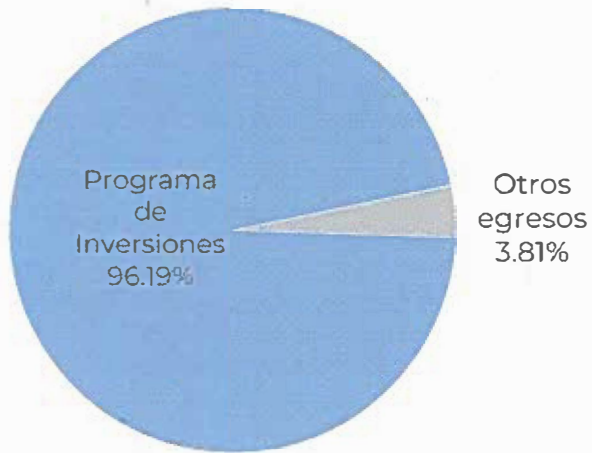


Fig. 12. Distribución de gastos totales del proyecto Programa de Inversiones y Otros egresos 330.01 millones de dólares.

En las Figuras 13, 14, 15, 16 y Tabla 8 se muestran el monto del Programa de Inversiones, desglosado por Actividad Petrolera; y a su vez, cada una de ellas por Sub-actividad.

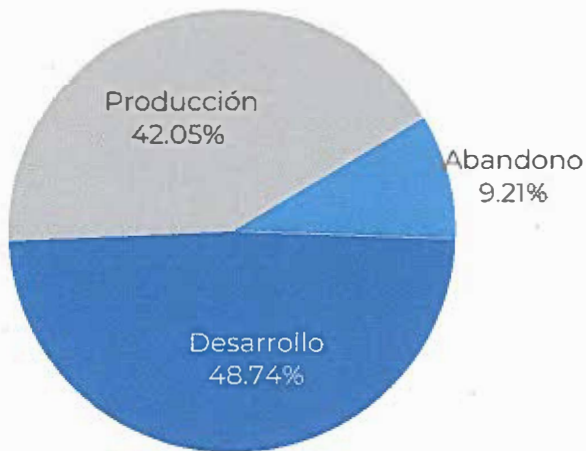


Fig. 13. Distribución de Programa de Inversiones por Actividad Petrolera 317.46 millones de dólares.

Handwritten signatures and marks in blue ink, including a large signature at the top right, the number '777', and several 'X' marks.

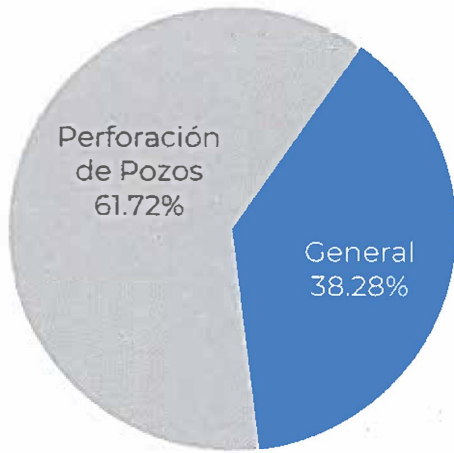


Fig.14 . Distribución de Inversiones. Actividad Petrolera Desarrollo
154.72 millones de dólares.

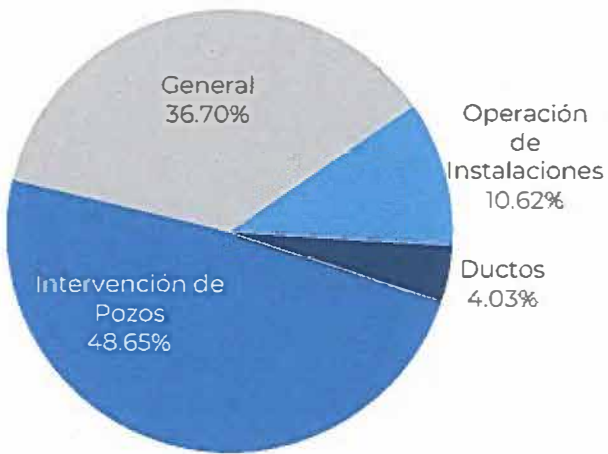


Fig. 15. Distribución de Inversiones. Actividad Petrolera Producción
133.50 millones de dólares.

[Handwritten signatures and marks in blue ink]



Fig. 16. Distribución de Inversiones. Actividad Petrolera Abandono
29.23 millones de dólares.

| Actividad Petrolera | Sub Actividad Petrolera | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---|-----------------------------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|
| Desarrollo | General* | 0.52 | 5.11 | 5.81 | 5.81 | 5.80 | 5.39 | 4.61 | 3.90 | 3.28 | 2.77 | 2.47 |
| | Perforación de Pozos | 57.99 | 37.50 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Producción | General | 3.78 | 4.20 | 4.85 | 4.74 | 3.98 | 3.26 | 2.89 | 2.58 | 2.31 | 2.09 | 1.94 |
| | Operación de Instalaciones | 0.68 | 0.68 | 0.68 | 0.68 | 0.70 | 0.68 | 0.68 | 0.68 | 0.68 | 0.70 | 0.68 |
| | Intervención de Pozos | 0.00 | 0.00 | 1.64 | 3.28 | 0.00 | 1.64 | 3.28 | 0.00 | 4.92 | 0.00 | 5.11 |
| | Ductos | 0.22 | 0.22 | 0.22 | 0.22 | 0.38 | 0.22 | 0.22 | 0.22 | 0.22 | 0.38 | 0.22 |
| Abandono | Desmantelamiento de Instalaciones | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Total Programa de Inversiones: | | \$ 63.19 | \$ 47.70 | \$ 13.20 | \$ 14.73 | \$ 10.87 | \$ 11.19 | \$ 11.68 | \$ 7.38 | \$ 11.40 | \$ 5.95 | \$ 10.42 |
| Otros egresos* | | 0.29 | 1.96 | 1.68 | 1.61 | 1.54 | 1.55 | 1.43 | 0.09 | 0.10 | 0.14 | 0.09 |
| Total gastos Plan de Desarrollo: | | \$ 63.47 | \$ 49.67 | \$ 14.88 | \$ 16.33 | \$ 12.41 | \$ 12.74 | \$ 13.10 | \$ 7.48 | \$ 11.51 | \$ 6.09 | \$ 10.51 |

| Actividad Petrolera | Sub Actividad Petrolera | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | 2036 | 2037 | 2038 | 2039 | Total (millones de dólares) |
|---|-----------------------------------|----------------|----------------|-----------------|----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|-----------------------------|
| Desarrollo | General* | 2.22 | 1.98 | 1.78 | 1.56 | 1.40 | 1.26 | 1.09 | 0.99 | 0.91 | 0.57 | \$ 59.23 |
| | Perforación de Pozos | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | \$ 95.49 |
| Producción | General | 1.83 | 1.69 | 1.54 | 1.44 | 1.29 | 1.17 | 1.00 | 0.94 | 0.90 | 0.58 | \$ 48.99 |
| | Operación de Instalaciones | 0.68 | 0.68 | 0.68 | 0.70 | 0.68 | 0.68 | 0.68 | 0.68 | 0.70 | 0.45 | \$ 14.18 |
| | Intervención de Pozos | 0.00 | 5.11 | 8.34 | 3.47 | 0.00 | 11.62 | 0.00 | 11.62 | 0.00 | 4.92 | \$ 64.95 |
| | Ductos | 0.22 | 0.22 | 0.22 | 0.38 | 0.22 | 0.22 | 0.22 | 0.22 | 0.22 | 0.63 | \$ 5.37 |
| Abandono | Desmantelamiento de Instalaciones | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 29.23 | \$ 29.23 |
| Total Programa de Inversiones: | | \$ 4.95 | \$ 9.68 | \$ 12.56 | \$ 7.56 | \$ 3.59 | \$ 14.94 | \$ 2.99 | \$ 14.44 | \$ 3.15 | \$ 35.90 | \$ 317.46 |
| Otros egresos* | | 0.14 | 0.10 | 1.77 | 0.01 | 0.09 | 0.10 | 0.14 | 0.09 | 0.14 | 0.10 | \$ 12.56 |
| Total gastos Plan de Desarrollo: | | \$ 5.09 | \$ 9.78 | \$ 13.73 | \$ 7.56 | \$ 3.68 | \$ 15.04 | \$ 3.13 | \$ 14.53 | \$ 3.29 | \$ 35.99 | \$ 330.01 |

Las sumas pueden no coincidir por redondeo

- a. Considera únicamente el gasto operativo.
- b. Monto que Pemex especifica que se refiere a erogaciones por concepto de mantenimiento y abandono de infraestructura por la cual se transporta y maneja la producción del campo Manik.

Tabla 8. Desglose anual de Programa de Inversiones
por Actividad Petrolera y Otros egresos
(millones de dólares)

[Handwritten signatures and marks]

777

Evaluación Económica

En este apartado, se presentan los indicadores económicos obtenidos del análisis de la Comisión, 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 aceite | 38.14 | mmb |
| Producción de gas ^a | 27.58 | mmmpc |
| Precio del aceite (Promedio) | 57.98 | USD/b |
| Precio del gas ^b | 2.93 | USD/mmBTU |
| Inversiones | 219.37 | mmUSD |
| Gasto operativo ^c | 98.08 | mmUSD |
| Otros egresos ^d | 12.56 | mmUSD |
| Tasa de descuento | 10 | % |
| Tipo de cambio | 20.5 | MXN/USD |

- Gas producido menos gas de autoconsumo y gas no aprovechado.
- Índice de Referencia de Precios de Gas Natural publicado por la Comisión Reguladora de Energía para la Región VI (donde se ubica el Campo Manik) en mayo de 2019 en dólares por millón de BTU.
- Considera un monto por 8.17 millones de dólares asociados al concepto "Reserva laboral" el cual, fue considerado como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.
- Monto que Pemex especifica que se refiere a erogaciones por concepto de mantenimiento y abandono de infraestructura por la cual se transporta la producción del campo Manik. En tal virtud, éste se consideró como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.

Tabla 9. Premisas consideradas al realizar la evaluación económica.

Los resultados del ejercicio de evaluación económica que se obtienen considerando las variables descritas, se muestran a continuación:

| | Antes de Impuestos | Después de Impuestos* | Unidad |
|---------|--------------------|-----------------------|--------------|
| VPN | 1,128.48 | 216.26 | mm USD |
| VPI | 131.76 | 131.76 | mm USD |
| VPN/VPI | 8.56 | 1.64 | Adimensional |
| TIR | 418 | 78 | % |

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

Tabla 10. Indicadores de Evaluación Económica.

Cabe destacar que las actividades de abandono se realizarán con posteridad a la vigencia de la Asignación, mismas que consisten en el taponamiento de 3 pozos y el desmantelamiento de 3 ductos.

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

Para el desarrollo del campo Manik NW no se planea construir nueva infraestructura sino aprovechar la existente, lo cual se realizará utilizando los cabezales de producción y prueba existentes en la plataforma Manik-A y enviando la producción a través del oleogasoducto de 12" Ø hacia la plataforma Ixtal-A, donde se instalará un separador y se unirá a otras corrientes como los son Ixtal, Onel y Esah, para luego por separado enviar a tierra el aceite y gas para su acondicionamiento y proceso con la finalidad de dejarlos en condiciones de calidad de venta.

De acuerdo con la información presentada se observó que los hidrocarburos de la Asignación AE-0020-2M-Okom-03 Campo Manik NW, en conjunto con la producción de los Campo Ixtal, Onel, Esah, Kuil, Cheek, Abkatun, Caan, Kanaab, Etkal, Che, Taratunich, así como las de Pol, Batab provenientes de Pol-A y las de litoral Och-Uech-Kax se unen en el Centro de Proceso Abkatun-A2 con la finalidad de que se acondicionen las fases líquidas y gaseosas.

Derivado de la solicitud de Plan de Desarrollo de la Asignación AE-0020-2M-Okom-03 Campo Manik NW, 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 (en adelante, LTMMH), la Comisión 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:

Actualmente el campo no tiene producción por lo que se propone el siguiente manejo de la producción, la producción será recolectada en los cabezales de producción de la plataforma Manik-A y enviada por oleogasoducto de 12" Ø, hacia la plataforma Ixtal-A, en esta última plataforma se colocará un separador y una vez separadas las fases, éstas serán enviadas por separado a los Centros de Proceso correspondientes, donde se unirán a las corrientes anteriormente mencionadas y donde se realizará una segunda etapa de separación y compresión antes de su envío a instalaciones en tierra, ver Fig. 17.

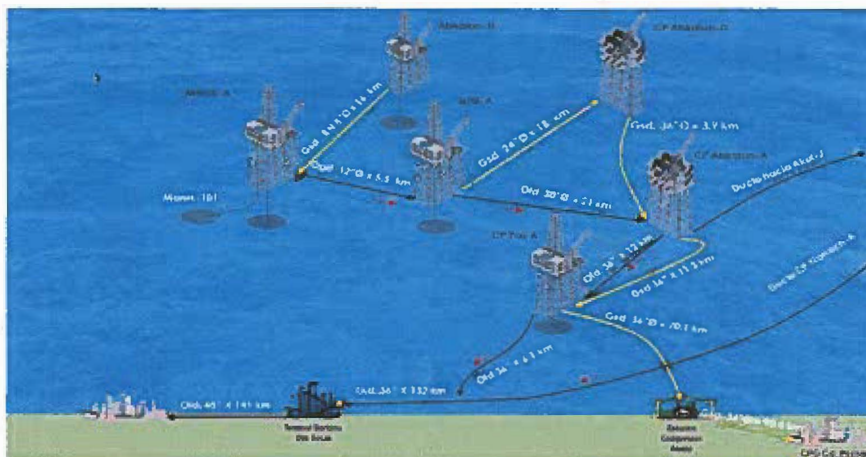


Fig.17.- Diagrama de infraestructura para el manejo de los hidrocarburos de la Asignación. (Fuente: PEP).

Cabe resaltar que la medición operacional de aceite y gas de los pozos del campo Manik NW, se hará mediante un separador de prueba con internos de alta eficiencia y medidores de presión diferencial con placa de orificio para ambas fases, señalando que en este punto se realizará la toma de muestra para el líquido (aceite-agua), muestra que será enviada a laboratorio para la determinación del contenido de agua y sedimentos.

Finalmente, y una vez acondicionadas las fases en los Centros de Proceso Abkatun-D, Abkatun-A y Pol-A ubicados en la zona marina, serán enviadas a instalaciones en tierra, el aceite a la Terminal Marítima de Dos Bocas (TMDB) y al Centro Comercializador de Crudo Palomas (CCC Palomas) y el gas al Centro de Proceso de Gas (CPG) de Ciudad Pemex, Nuevo Pemex y Cactus a través del Centro de Proceso y Transporte de Gas Atasta (CPTG). Es importante mencionar que el Asignatario hace referencia a información presentada y aprobada en el Plan de Desarrollo del Campo Ixtal, derivado de la utilización de la misma infraestructura, Plan que fue aprobado mediante la resolución CNH.E.30.003/18, de fecha 17 de mayo de 2018. ver Fig.18.

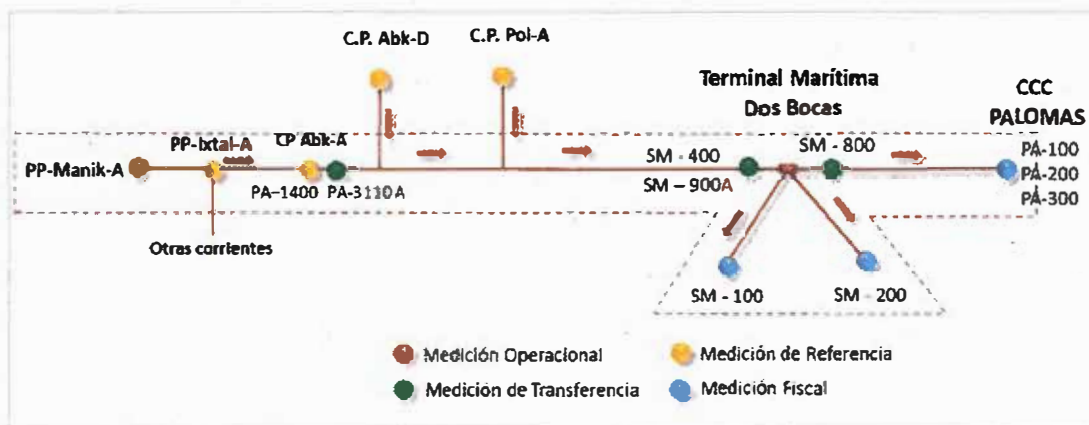


Fig. 18.- Manejo y Medición de aceite de la Asignación AE-0020-2M-Okom-03 Campo Manik NW. (Fuente:PEP).

En cuanto a la fase gaseosa una vez separada en la plataforma Ixtal-A será enviada a la plataforma Abkatun-D, donde se tendrá un sistema de compresión de baja para que el gas pueda ser mezclado con el de la batería de separación, para su envío a los módulos de compresión de alta para su envío hacia los otros Centros de Proceso, previa medición a la descarga mediante el sistema FE-4208 A/B.

Para el caso de los condensados en este punto se manifiesta que éstos serán determinados de manera teórica bajo el sustento del estándar API MPMS 14.5, para lo cual se utilizarán como insumos los resultados de los análisis cromatográficos de estos puntos y el volumen de gas cuantificado en la medición.

Finalmente el gas es enviado a las instalaciones del CPTG Atasta, donde se da el proceso al gas y la primera recuperación de condensados líquidos, sin embargo en esta instalación y de acuerdo con la información presentada, la medición referencial tanto del gas como del condensado se encuentran fuera de operación, y es importante mencionar que el Asignatario deberá tomar en cuenta la rehabilitación de estos sistemas de

[Firma manuscrita]

777

[Firma manuscrita]

medición para tener un mejor resultado y certidumbre en los balances de dicha instalación, 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 CPTG Atasta. Posteriormente, el gas y el condensado sigue su trayectoria hacia los Centros de Proceso de Gas, donde se encuentran ubicados los Puntos de Medición respectivos, ver Fig. 19.

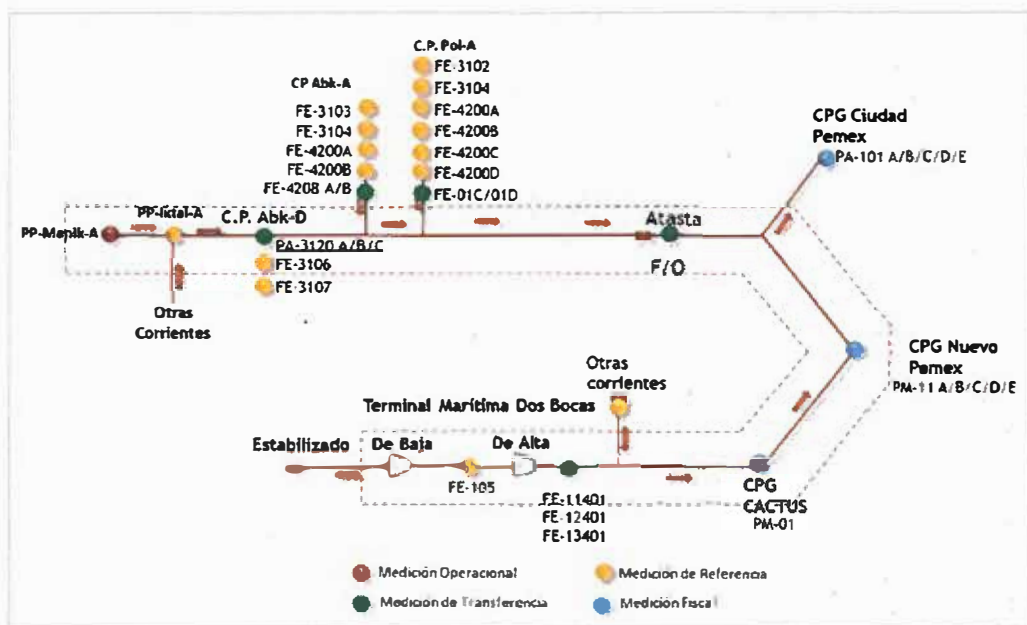


Fig. 19.- Manejo y Medición de Gas y Condensado de la Asignación AE-0020-2M-Okom-03 Campo Manik NW. (Fuente: PEP).

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

Medición de Petróleo

Para el manejo, medición y determinación del volumen y calidad del Petróleo PEP manifiesta que, una vez acondicionado el Petróleo conforme a lo descrito anteriormente, este es enviado a los Puntos de Medición de la TMDB y del CCC Palomas, donde son medidos a través de medidores del tipo turbina en la TMDB en los sistemas SM-100 y SM-200 y ultrasónico en el CCC Palomas instalados en varios paquetes de medición (PA-100, PA-200 y PA-300) y 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, éste es 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

[Firma manuscrita]

777
* X
[Firma manuscrita]

de orificio (paquete identificado como PM-11) y al CPG Cactus medido mediante medidores del tipo presión diferencial por placa de orificio en los Paquetes PM-01 y CPG Ciudad Pemex, mediante medidores del tipo presión diferencial por placa de orificio ubicados en el paquete de medición PA-25, 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.

Condensado

En cuanto al manejo, medición y determinación del volumen y calidad de condensado, PEP propone como Puntos de Medición para este Hidrocarburo los ubicados en el Centro de Proceso de Gas (CPG) Nuevo Pemex mediante los medidores por placa de orificio identificados como FE-4420 I, FE-4420 II y los medidores Coriolis FE-4420 III y FE-4420 IV, así como los ubicados en el CPG Cactus a través de un medidor Coriolis identificado como FE-420 y un medidor por placa de orificio identificado como FE-1420.

Medición de agua

En cuanto al manejo y medición del agua congénita, una vez separada y obtenida del proceso de deshidratación en las instalaciones de la TMDB, donde será determinada en los tanques atmosféricos, para posteriormente ser enviada a pozos inyectoros con lo que se determinará el volumen, a través del drenado de los tanques y enviado por el drenaje aceitoso, cumpliendo así con lo establecido en el artículo 23 de los LTMMH. Cabe resaltar que aun cuando exista agua mínima contenida en la corriente de petróleo ésta se determinará de manera dinámica mediante instrumentos de corte de agua y análisis en laboratorio.

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 AE-0020-2M-Okom-03 Campo Manik NW se llevó a cabo la siguiente evaluación. Tabla 11.

Datos Generales

Nombre del Asignatario o Contratista: Pemex Exploración y Producción
 No. de Contrato o Asignación: AE-020-030-03 Campo Manik NW
 Nombre de la Asignación o Área Contractual: Campo Manik NW
 Tipo de Plan o Evolver: Plan de Desarrollo



Comisión Nacional de Hidrocarburos

| No. | Artículo de los LTRM/Cantab/Gas | Requerimiento | Criterio de evaluación | Presentó SÍ/No | Cumplió o SÍ/No | Descripción breve de la información presentada | Observaciones |
|---|---|--|---|--|---|--|---|
| 1 | Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta el P.M. | LTMMH, Capítulo II y IV | determinación y asignación de volúmenes 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 Manik-A para la perforación de los pozos y recolección de la producción la cual fluirá a través de la infraestructura propuesta para el Campo total, por lo que el operador hace referencia a lo largo de la descripción de la propuesta de implementación de los Mecanismos de Medición a la resolución del campo total (CNH.E.30.003/18). | Cabe resaltar que la producción se maneja de manera multifásica hasta los Centros de Proceso antes de bajar a tierra, donde se estabilizarán y acondicionarán los hidrocarburos, donde trabajarán con otros orientados de asignaciones como total, Onel, Esah, Itah y Cheek. |
| 2 | Propuesta de Puntos de Medición | LTMMH, Capítulo II | De los sistemas de medición | Si | Si | Presenta como propuesta de Puntos de Medición hidrocarburos líquidos los ubicados en la TMOB y CCC Palmas, y para el Gas los ubicados en el CPG Nuevo Pemex, Ciudad Pemex y Cactus, en cuanto a los condensados los puntos propuestos son CPG Nuevo Pemex y Cactus. | Presento la descripción e información relacionada con los sistemas de medición ubicados en los Puntos de Medición, y adicionalmente lo relacionado con mediciones de transferencia, referencia y operacional. |
| 3 | 42, fracción I | Política de medición | Deberá dar cumplimiento al artículo 6 de los LTRM | Si | Si | El Asignatario presenta su política de medición la cual se encuentra basado en la aplicación y cumplimiento a la normatividad aplicable, así como a la adopción de un sistema de gestión basado en la norma NMX-CC-10012-MNC-2004. | De acuerdo a la información presentada se identifica que la política de medición se encuentra sustentada en un documento conocido como plan rector, con la finalidad de implementarlo y difundirlo al interior de la empresa, información ubicada en la página 142 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.LTRM 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. | Presento los programas de mantenimiento para los Puntos de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de los procedimientos. |
| | | Confirmación metrológica | | 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.LTRM, proceso con el cual se asegura que los instrumentos se mantienen 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 | | Si | Si | Presenta el procedimiento para la elaboración del balance, el cual se encuentra ubicado en los anexos, carpeta de anexos del art 42.LTRM. | Ver apartado de producción y balance |
| Calibración de los instrumentos de medida | 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.LTRM, con lo cual recibirá la trazabilidad a través de patrones propios o de un tercero acreditado. | Presenta los programas de calibración para los Puntos de Medición y mediciones existentes, además del programa de implementación de estos procedimientos. | | |
| 5 | 42, fracción II | Diagramas generales de infraestructura | Adicionalmente a los diagramas a presentar (DITs, isométricos), se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición, indicando los sistemas de medición operacional, referencial y de transferencia existentes. | Si | Si | El Asignatario presenta el diagrama general del proceso donde se identifican los diferentes tipos de mediciones 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 144 del documento PDF. | Adicionalmente a los diagramas se presenta la descripción de la configuración de los sistemas de medición tanto para hidrocarburos líquidos como para gas. |

[Handwritten signatures and marks]

777

+

| | | | | | | | |
|----|-------------------|---|--|----|----|---|---|
| 6 | 42, fracción IV | Ubicación de los instrumentos de medición | Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTMHH | 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 151 y anexos del PDE, carpeta artículo 42 LTMHH. | estas ubicaciones y cambios deberán mantenerse actualizados y deberán formar parte del censo que se entrega anualmente de conformidad con los LTMHH y utilizando los formatos correspondientes, resaltando que el establecimiento manifiesta que al utilizar la |
| 7 | 42, fracción V | Diagramas de los instrumentos de medida | Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DTTs, 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 LTMHH | 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, páginas 153 y anexos, carpeta art.42 LTMHH | adicionalmente presente algunos DTT's, estos diagramas deberán mantener actualizados 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 operadores. | 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 198 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 requisitos para el cumplimiento de los LTMHH, información ubicada en la página 153, así como en la carpeta de los anexos artículo 42 LTMHH. | Entre los programas se encuentran los relacionados con la implementación de los procedimientos, así como el desarrollo de actividades para el cumplimiento a los requerimientos de implementación de los Mecanismos de Medición de la Asignación. |
| 10 | 42, fracción VIII | Incertidumbre de medida | Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTMHH y se deberán reportar los valores de incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conformen 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 LTMHH. | 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 LTMHH. | Si | Si | De acuerdo a la información presentada por el Asignatario se identifica un análisis técnico-económico, en el cual se incluyen las inversiones y gastos operativos relacionados con medición hasta el año 2039, información ubicada en la página 155 y anexos, carpeta artículo 42 LTMHH. | Estos gastos e inversiones de acuerdo a lo observado garantizarán los parámetros de incertidumbre solicitados en los LTMHH, siempre y cuando se lleve a cabo el correcto seguimiento a las mismas. |
| 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 y que ya se utiliza en otros puntos de medición, se garantiza el diagnóstico a los sistemas de medición que conforman los Mecanismos de Medición, información que se encuentra ubicada en los anexos, carpeta artículo 42 LTMHH y están relacionados a las acciones que se han | Cabe resaltar que la información a contener dará cumplimiento a lo solicitado en los LTMHH, resaltando que durante el año 2020 se mantendrá en actualización de los registros. |
| 13 | 42, fracción XI | Programa de diagnósticos | Cumplimiento al artículo 58 | Si | Si | | |
| 14 | 42, fracción XII | Competencias técnicas | Se tendrán que incluir certificados, reconocimientos, evidencias que demuestran que las competencias son acordes con los sistemas de medición instalados o a instalar. Adicionalmente se debe incluir el organigrama y CV's del personal involucrado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación. | Si | Si | Se presenta evidencia de las competencias técnicas del personal relacionado con medición, incluyendo los CV's correspondientes. | Adicionalmente presenta el programa de capacitación del personal en el cual se encuentra incluido el Responsable Oficial propuesto. |
| 15 | 42, fracción XIII | Indicadores de desempeño | Cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33 | Si | Si | 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 LTMHH. | Se identifica que manifiesta con estos indicadores el cumplimiento a lo solicitado en los LTMHH 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 sus datos generales como es el puesto que ocupe 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 AS02-03, 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 telemétricos con que se cuentan o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos | Si | Si | El Operador Petrolero presenta la descripción de los sistemas telemétricos con que cuenta en los Puntos de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, y manifiesta que actualmente se encuentran operando. | |
| 19 | 19, fracción IV | Calidad | El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los presentes Lineamientos. | Si | Si | De acuerdo a los procedimientos presentados para la determinación de calidad y su asignación el Operador Petrolero asegura su determinación en los Puntos de Medición. | Se identifica de acuerdo a lo presentado y manifestado que para el aceite, gas y condensado los puntos propuestos cumplan con la calidad, utilizando la infraestructura existente de pemex. |

[Handwritten signature]

777

[Handwritten signature]

| | | | | | | | |
|----|-----------------------------|---|--|----|----|---|--|
| 20 | 19, fracción V | Computador de flujo | El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de resguardar la información. | Si | Si | Los Puntos de Medición propuestos cuentan con elementos terciarios (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 | No | Se presentan certificados de calibración como evidencia de la trazabilidad de los instrumentos de medida, información ubicada en los anexos, carpeta artículo 42 LTMHH, incertidumbre 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 dentro de los parámetros de incertidumbre. |
| 22 | 22 | patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición | Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los condensados, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permanente. En casos excepcionales, Patrones portátiles. | Si | Si | Se identifican en los diagramas de instrumentación algunos patrones tipo tubería instalados en sitio, para algunos de los sistemas instalados en los Puntos de Medición. | No presenta la descripción e identificación de los patrones, por lo que será importante que esta información se encuentre resguarda mediante su sistema de gestión y gerenciamiento, por otra parte se resalta que donde no se cuenta con estos patrones la trazabilidad se dará a través de terceros acreditados. |
| 23 | 23 | De la medición del agua | Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o cálculo para el balance del área. | Si | Si | Para el agua congénita, se cuenta con una planta de tratamiento y envío a pozos letrina en la TMDB, la cual es medida de manera estática en tanques verticales | Presenta procedimiento de medición estática en tanques verticales. |
| 24 | 24 | De la medición multifásica, fracciones I, II y III | El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción | No | No | no presenta propuesta de medición multifásica, 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 puntos de medición, tipo y especificaciones de medidor, incertidumbre asociada, y calidad de los hidrocarburos, adicional la ubicación en la que se entregarán al comerciatador los hidrocarburos. | No | No | No presenta propuesta para pruebas de pozo de conformidad con el artículo 36 de los LTMHH | |

Tabla 11. Evaluación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición.

Producción y Balance

La metodología de balance volumétrico de los fluidos producidos en el campo Manik NW perteneciente a la Asignación Exploratoria AE-0020-2M-Okom-03 presentada por PEP es consistente.

El procedimiento operativo para elaborar el balance volumétrico de líquidos y gas de la producción se basa en el Sistema Informático de la Administración de la Producción de PEP (en adelante, SIAPPEP), el cual considera el ajuste volumétrico desde Puntos de Medición hacia asignaciones de producción calculado a partir de la diferencia de la disponibilidad y distribución de los hidrocarburos producidos.

La medición de la producción individual de cada pozo ubicados en el campo Manik NW se realizará con separador de prueba en la plataforma Manik-A (medición operacional) con una frecuencia mensual. La producción del campo Manik NW será enviada a la plataforma Ixtal-A en donde se integrará con las corrientes de las asignaciones Ixtal, Onel y Esah, para después entrar a una primera etapa de separación y realizar una medición referencial. Posteriormente, la corriente de hidrocarburos líquidos del campo Manik NW será enviada al Centro de Proceso Abkatun-A (medición de transferencia) para una segunda etapa de separación. Una vez que todo el aceite es estabilizado en la segunda etapa de separación se enviará al Punto de Medición ubicado en la TMDB y el CCC Palomas vía Pol-A. Por su parte, la corriente de gas separado en la plataforma Ixtal-A (medición de referencia) será enviada a la plataforma Abkatun-D (medición de transferencia), después del proceso de compresión realizado en CP Abkatun-A fluirá

hacia el CPTG Atasta vía Pol-A y, por último, se realizará la medición de gas en el Punto de Medición ubicado a los CPG Nuevo Pemex y Ciudad Pemex.

Con relación a la medición de condensados, una vez enviado el gas a tierra producto de los procesos de compresión-separación efectuados en el CPTG Atasta, los volúmenes totales de condensado estarán integrado por diferentes corrientes, en la cual se incluye el campo Manik NW los cuales son recolectados y enviados a los Puntos de Medición ubicados en CPG Cactus y CPG Nuevo Pemex. Adicionalmente, el Asignatario utilizará como insumo los resultados de los análisis cromatográficos, así como el volumen de gas cuantificado en la descarga de los compresores booster y en la descarga de los compresores módulos de la plataforma Abkatun-D (medición referencial) para realizar un estimado del condensable en ese punto, utilizando la norma API MPMS 14.5.

Con relación a la medición del agua, una vez recibida en los tanques de almacenamiento la producción de líquidos integrada por diferentes corrientes en la cual se incluye el campo Manik NW en la TMDB, se realizará la medición de niveles de líquidos utilizando como instrumento de medición la cinta metálica métrica y medidores ultrasónicos no intrusivos. Posteriormente, el agua congénita proveniente de la deshidratación del crudo es enviada a la Planta de Tratamiento de Aguas Congénitas para después ser inyectada a los pozos de captación DB-1, DB-2, DB-3, DB-4, DB-5 y DB-6. Por otra parte, el agua de lluvia colectada en toda la Terminal que pudiera tener aceite será enviada a la Planta de Tratamiento de Efluentes (Cárcamos A y B) y, por último, al Cárcamo Difusor Marino.

La frecuencia para determinar la calidad a nivel asignación es de forma mensual tanto para los hidrocarburos líquidos como para los hidrocarburos gaseosos. La toma de muestra para determinar la calidad de los hidrocarburos líquidos a nivel asignación será en la salida del separador de prueba ubicado en la plataforma Manik-A. Para el caso de los hidrocarburos gaseosos, estará ubicado en la salida de gas del mismo separador. Por su parte, el análisis de calidad de hidrocarburos en el Punto de Medición es diariamente.

Debido a la mezcla de corrientes de diferentes asignaciones es necesario la aplicación del prorrateo, distribución proporcional de un volumen de hidrocarburos en numerosas partes, para la asignación de los volúmenes de gas y líquidos perteneciente al campo Manik NW. Esta asignación de volúmenes de hidrocarburos se sustenta en las mediciones de tipo operacional, referencial y transferencia considerando la aportación volumétrica de cada una de estas mediciones de acuerdo a su incertidumbre de medida asociada.

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 250.357/2019 de fecha 03 de julio de 2019, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-I-011 recibido en la Comisión el 05 de julio de 2019, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de la ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Asignatario y correspondiente a la Asignación AE-0020-2M-Okom-03 Campo Manik NW *"...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 LTMMH.
- 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.

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

Obligaciones de PEP:

1. 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. Deberá dar aviso a esta Comisión – a través de la 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 del Petróleo, Gas Natural y Condensado producidos, así como los medidos en el Punto de Medición, deberán ser reportados de

conformidad con lo establecido en los formatos del Anexo I de los LTMMH y normatividad vigente. Asimismo, PEP, deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorrateo o balanceo alguno,

4. 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. Deberá 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. 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. 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. 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. 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. 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. Asimismo 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 Hidrocarburos

Con base en el Plan presentado, se visualiza que no se cuenta con infraestructura para la separación y procesamiento de los Hidrocarburos producidos dentro del Campo Manik NW, del mismo modo, se señala que no se contempla la construcción de infraestructura nueva, toda vez que, la producción de dicho Campo será enviada en flujo multifásico a la Plataforma de Perforación Ixtal A, por medio de un Olegasoducto de 12" x 5.5 km, donde se llevará a cabo una primera etapa de separación.

De igual forma, derivado a que el Asignatario precisa la utilización de Bombeo Neumático (BN), la Asignación cuenta con un Gasoducto de BN de 8" x 16 km proveniente de Abkatun-H hacia Manik-A.

Por otro lado, debido a que el Asignatario contempla la explotación de los yacimientos BKS y JSK de forma simultánea, la calidad del aceite a ser comercializado varía dependiendo del yacimiento en cuestión, toda vez que, para el yacimiento BKS la calidad esperada ronda en los 21 °API, mientras que en el yacimiento JSK la calidad se encuentra por encima de los 32 °API.

En lo que respecta a la calidad del gas a comercializar, este será llevado a las condiciones estipuladas en la NOM-001-SECRE-2010, mientras que, la determinación de condensados se realizará de manera teórica bajo el sustento del estándar API MPMS 14.5.

En cuanto al manejo de los hidrocarburos producidos, una vez que la producción es recolectada en el cabezal de producción, esta será enviada a la PP Ixtal-A, donde se llevará a cabo una primera etapa de separación, para lo cual el aceite separado se enviará al Centro de Proceso Abkatun-A2, en donde entrará a una segunda etapa de separación.

El Aceite separado será enviado a Pol-A, para su posterior envío a la TMDB donde será estabilizado, para posteriormente ser enviado a los tanques deshidratadores para su posterior envío a la CCC Palomas y/o almacenamiento para buque tanques. Cabe señalar que, dependiendo de la necesidad operativa, el aceite puede ser enviado al Centro de Proceso Akal-J para su disposición final.

Por otro lado, se señala que el agua congénita separada en los tanques deshidratadores es inyectada a pozos de captación en la TMDB, minimizando así la descarga por medio de difusor marino.

Por su parte, el gas separado en Ixtal-A es enviado a los módulos de compresión de alta ubicados en Abk-D, para su posterior envío hacia Abk-A, donde convergerá con el Gas separado en C.P. ABK-A2, una vez medido el gas se enviará al Complejo Procesador de Gas (CPG) Atasta vía Pol-A, donde solo se comprime y es enviado a los CPG de Ciudad Pemex y Nuevo Pemex para su disposición final.

g) Programa Aprovechamiento del Gas Natural

PEP plantea como uno de los objetivos del Plan presentado, maximizar el aprovechamiento de gas del Campo y comprimirlo para su envío a plantas procesadoras, así como cumplir con la Meta de 98% de Aprovechamiento de Gas (MAGt).

La MAGt, iniciará y mantendrá de manera sostenida un nivel de aprovechamiento del 98% anual a partir del año 2019, así mismo, referente a las acciones para el cumplimiento de la MAGt no se programan inversiones y actividad física en materia de adecuación o modificaciones de instalaciones para el aprovechamiento y destrucción controlada, ya que con la infraestructura existente se cuenta con la capacidad del manejo de la totalidad del gas producido, la cual dispone de un programa de mantenimiento preventivo y predictivo para mantener la confiabilidad y continuidad operativa de los equipos de compresión de gas en el Centro de Procesos Abk-D.

Referente a los proyectos requeridos para el manejo, aprovechamiento y conservación del gas natural asociado en años posteriores al 2019, no se requiere la implantación de infraestructura adicional durante el ciclo de vida de la asignación, en la Fig.18, se muestra la capacidad instalada actual del orden de 240 MMpcd con equipo de compresión y se observa que durante el periodo 2019-2039 la producción es manejable.

En atención al artículo 39, fracción VII de la LORCME, la MAGt iniciará y se mantendrá de manera sostenida en un nivel de aprovechamiento del 98% anual a partir del año 2019 hasta el año 2039, es decir, toda la vida productiva del Campo hasta la Vigencia de la Asignación.

Dicho porcentaje, tal como manifiesta PEP se analizará con los indicadores de desempeño referidos dentro del Plan.

La mezcla gas-aceite proveniente de los pozos es recolectada en el cabezal de producción Manik-A y será enviada hacia la plataforma de perforación Ixtal-A, la corriente de gas proveniente del separador en Ixtal-A será enviado a los módulos de compresión de alta ubicados en Abk-D, posteriormente se envía hacia Abk-A, y continúa a Pol-A, para llegar a su destino final al CPG Atasta.

777
Handwritten marks and signature

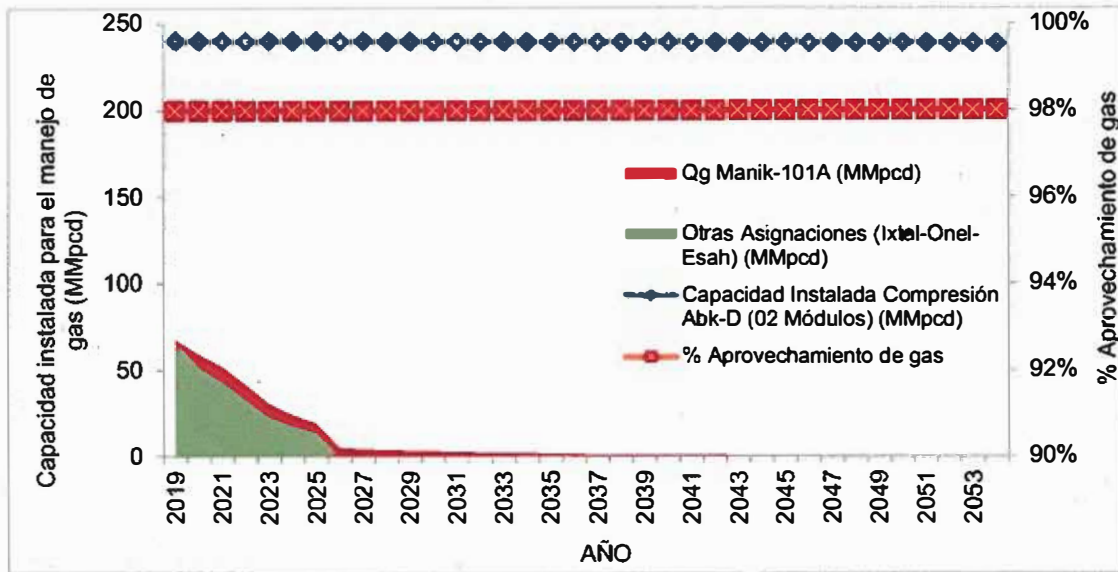


Figura 18. Capacidad instalada para el manejo del gas en Abk-D.
Fuente: PEP

Con base en lo establecido en las Disposiciones para el aprovechamiento de gas artículo 14, el cálculo de la MAG se estimó con la siguiente fórmula:

$$\text{MAG} = \frac{A + B + C + T}{G_P + G_A} \times 100$$

Dónde:

MAG = Meta de Aprovechamiento Anual.

t = Año de cálculo.

A = Autoconsumo (volumen/año).

B = Uso de Bombeo Neumático (volumen/año).

C = Conservación (volumen/año).

T = Transferencia (volumen/año).

G_P = Gas Natural Asociado producido (volumen/año).

G_A = Gas Natural Asociado adicional no producido en Área de Asignación (volumen/año).

Con base en la fórmula para el cálculo de la MAG, se muestra el ejemplo del Campo para el año 2019:

$$\text{MAG}_{2019} = \frac{(0.07 + 0 + 0 + 0.85)}{(0.93 + 0)} \times 100 = 98.00\%$$

En Tabla 12 se muestra la máxima relación gas-aceite de 952 m³/m³ a la cual los pozos pueden operar.

| Asignación | RGA (m ³ /m ³) Máxima RGA |
|--------------------------------------|---|
| AE-0020-2M-Okom-03 Campo Manik NW | 952 |

Tabla 12. Máxima Relación Gas Aceite a la que podrán producir los pozos del Campo.
Fuente: PEP.

Resulta procedente autorizar que PEP utilice para autoconsumo como suministro neumático para la operación del sistema de control, con fundamento en el artículo 5 fracción I de las Disposiciones para el aprovechamiento de gas.

En consecuencia, dicho programa de aprovechamiento se propone aprobar toda vez que fue estructurado conforme al contenido establecido en los artículos 4, fracciones II y IV, 11, 13, 14, fracción II, 19 y 22 de las Disposiciones de aprovechamiento de gas, 7, fracción VII y artículo 8 fracción II, inciso g) de los Lineamientos.

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

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, 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 13.

| Actividad | Cantidad |
|--|----------|
| Perforación y terminación de pozos de desarrollo | 3 |
| Pecuperación de pozos exploratorios* | 0 |
| Reparaciones menores | 27 |
| Peras | 0 |
| Ductos | 0 |

*Cabe mencionar que PEP considera un total de 30 reparaciones menores, de las cuales 3 de ellas se ejecutarían con posterioridad a la vigencia del Título de Asignación, en consecuencia las actividades materia de aprobación del presente Dictamen son las referidas en la presente Tabla.

Tabla 13. Indicador de desempeño de las actividades a ejercer dentro de la Asignación.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP)

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 14.

| Sub-actividad | Programa de erogaciones (MMUSD) | Erogaciones ejercidas (MMUSD) | Indicador: Programa de Erogaciones/ ejercidas |
|---|---------------------------------|-------------------------------|---|
| Desarrollo | | | |
| i. General ^a | 59.23 | | |
| ii. Perforación de Pozos | 95.49 | | |
| Producción | | | |
| iii. General ^b | 48.99 | | |
| iv. Operación de Instalaciones | 14.99 | | |
| v. Intervención de Pozos | 64.95 | | |
| vi. Ductos | 5.37 | | |
| Abandono | | | |
| viii. Desmantelamiento de Instalaciones | 29.23 | | |
| Total inversiones | 317.46 | | |
| Otros egresos ^c | 12.56 | | |
| Total gastos Plan de Desarrollo | 330.01 | | |

Las sumas pueden no coincidir por redondeo

- a. Considera únicamente el gasto operativo.
 b. Monto que Pemex especifica que se refiere a erogaciones por concepto de mantenimiento y abandono de infraestructura por la cual se transporta y maneja la producción del campo Manik NW.

Tabla 14. Indicador de desempeño del Presupuesto Indicativo en función de las erogaciones ejercidas para Campo Manik NW.

(Fuente: Comisión con la información presentada por 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 aceite 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.

Cabe hacer mención que en términos del artículo 62 de los Lineamientos, 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.

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-0020-2M-OKOM-03 (Campo Manik NW), sin perjuicio de la obligación de PEP de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas

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

aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el Plan.

En relación con el Sistema de Administración de Riesgo, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector de Hidrocarburos (ASEA) mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1025/2019 recibido el día 4 de julio del 2019, con fundamento en lo establecido en el artículo 5, fracción XXIV de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, 4, fracción XV, 18 fracciones III, IV y XX, 25 fracción XX del Reglamento Interior de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, informó, entre otras cosas lo siguiente:

- La Asignación AE-0020-2M-Okom-03, 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/AI0477-73.

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-0020-2M-Okom-03 (Campo Manik NW), el REGULADO deberá realizar ante la AGENCIA lo siguiente:

- 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.

- 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.

VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

Con relación al programa de cumplimiento del porcentaje de Contenido Nacional, esta Comisión resalta las consideraciones siguientes:

El Anexo II, numeral 2, apartado VIII de los Lineamientos, refiere que el programa de cumplimiento del Contenido Nacional deberá estar contemplado en el Plan de Desarrollo para la Extracción;

El inciso c) del Anexo 4 de la Asignación establece la obligación que deberá cumplir PEP en materia de Contenido Nacional durante el periodo de Extracción:

"(...)

c) *Durante el periodo en que se realicen actividades de Extracción:*

*En el supuesto del caso que prevé el Término y Condición Quinto, inciso C) y que derivado de este, el presente Título de Asignación **tenga que ser modificado para incluir actividades de Extracción, se anexará al Anexo 4 el correspondiente porcentaje mínimo de contenido nacional y su programa de cumplimiento respectivo.***

(...)"

[Énfasis añadido]

Por lo tanto, es atribución de la Secretaría de Energía (en adelante, SENER) establecer en las Asignaciones un porcentaje mínimo de Contenido Nacional según lo dispuesto en el artículo 46, tercer párrafo de la Ley de Hidrocarburos, siendo que el pronunciamiento respecto de la verificación del Contenido Nacional y su programa de cumplimiento es competencia de la SE, en términos del artículo 46, quinto párrafo de la Ley de Hidrocarburos.

Con base en lo anterior es necesario proponer a SENER la inclusión del porcentaje mínimo de Contenido Nacional y su programa de cumplimiento respectivo, respecto de las actividades de Extracción a que hace referencia el inciso c) del Anexo 4 de la Asignación.

Por tanto, la presente aprobación surte efectos de opinión respecto de la modificación que en su caso deba realizar la SENER, ello en términos de lo establecido en los artículos 6 de la Ley de Hidrocarburos y 16 de su Reglamento. Asimismo, se hace del conocimiento de PEP

que, en caso de que la SENER modifique la Asignación, a fin de incluir el porcentaje mínimo de Contenido Nacional para las actividades de Extracción, el programa de cumplimiento de este deberá ser presentado ante esta Comisión y formará parte integrante del Plan de Desarrollo para la Extracción.

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-0020-2M-Okom-03 (Campo Manik NW) 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 en razón de 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, para así reducir la incertidumbre en el cálculo del volumen original. Lo anterior permitirá desarrollar un conocimiento general sobre el yacimiento del campo, lo cual tendrá como resultado acelerar 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 38.15 MMb de aceite y 28.15 MMMpc de gas hasta la vigencia de la Asignación con un factor de recuperación final esperado de 20.90 % de aceite y 22.95 % de gas, cabe señalar que dichos factores están considerados al límite económico (2042).

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 los yacimientos JKS y BKS, el Asignatario pronóstica recuperar un volumen de 38.15 MMb de aceite y 28.15 MMMpc de Gas, lo cual representa un volumen estimado de 42.91 MMbpce a la vigencia 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 3 pozos de desarrollo en los yacimientos BKS/JSK, así como la toma de 3 núcleos convencionales, a adquisición de información en el yacimiento JSK se llevará a cabo con el pozo Manik-4 e incluye registro estático por estaciones de presión y temperatura, captura de muestras PVT de fondo, introducción de sensor de memoria en fondo permanente para monitoreo de presión y temperatura, curvas de decremento por 3 diferentes estranguladores con medición en superficie, toma de muestras de fluido PVT en superficie y curva de incremento con duración mínima de 100 h.

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 llegar a un factor de recuperación. 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

PEP presentó el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, el cual se propone aprobar, ya que cumple con el contenido establecido en el artículo 4, fracciones II y IV, 11, 13, 14, fracción II, 19 y 22 de las Disposiciones para el

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

aprovechamiento de gas, 7, fracción VII y artículo 8 fracción II, inciso g) de los Lineamientos.

Dicho Programa considera una MAG de 98% a partir del inicio de la producción en 2019 y se mantiene durante toda la vigencia del Plan. Asimismo, PEP presentó la máxima RGA esperada en los pozos de desarrollo (952 m³/m³) considerados en el Plan, la cual se propone aprobar en términos de los referido en el apartado IV inciso g) del presente Dictamen Técnico.

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-0020-2M-Okom-03 Campo Manik NW 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 petróleo en la TMDB y el CCC Palomas, para gas los CPG Nuevo Pemex, Cd Pemex y Cactus y para Condensados los ubicados en el CPG Nuevo Pemex y CPG Cactus, los cuales fueron presentados como parte de los Mecanismos de Medición en el Plan de Desarrollo, comprometiéndose con esto a las fechas de ejecución y entrega de acuerdo a los cronogramas de actividades presentados, los cuales fueron revisados y evaluados para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, en los términos que establecen los LTMMH, cumpliendo así con la normatividad vigente para la medición dinámica de los hidrocarburos a producirse.

Por lo que, derivado de lo anterior, y como resultado del análisis y evaluación realizada a la conceptualización para la implementación de los Mecanismos de Medición y los Sistemas de Medición, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por 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 250.357/2019 de fecha 03 de julio de 2019, respectivamente a lo cual mediante Oficio 352-A-1-011 de fecha 05 de julio 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-0020-2M-Okom-03 Campo Manik NW *"...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 LTMMH.
- 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. y Fig. del presente dictamen.
3. Se determina que deberá dar mantener y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH para los Sistemas de Medición instalados y a instalar, así como dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
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 Campo Manik NW 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.

Asimismo, y toda vez que conforme a los artículos 4, 10, fracciones I y V, 11, de los LTMMH se establece la obligación de los Operadores Petroleros de remitir a la Comisión diversa información sobre la Medición de los Hidrocarburos, así como de mantener actualizada la información referente a los registros de todas las mediciones de volumen y calidad de los Hidrocarburos producidos, el Asignatario deberá reportar la información diaria operativa, es decir, sin balance o prorateo alguno, relativa a la producción por tipo de hidrocarburo del Área de Asignación y deberá garantizar el acceso y total disponibilidad de esta Comisión de dicha información.

Cabe señalar que 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.

1. Recomendaciones

1. Evaluar alternativas de métodos de recuperación incremental que permitan hacer más eficiente el barrido de los fluidos presentes en el yacimiento, así como

retrasar la caída de presión del yacimiento por debajo de la presión de burbuja, para buscar incrementar el factor de recuperación de los hidrocarburos.

2. En caso de que no se encuentren los resultados esperados en el yacimiento BKS y se modifique la estrategia de extracción documentado en el Plan de Desarrollo para la Extracción, PEP deberá presentar para su aprobación la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción con base en los supuestos del artículo 62 de los lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 12 de abril de 2019.
3. Se recomienda a PEP tomar información con miras hacia la caracterización del acuífero en el yacimiento BKS, con el objetivo de estar en posibilidad de determinar el índice de productividad de este, así como el soporte de presión que ejerce sobre el yacimiento.
4. Se recomienda a PEP, la implementación de los aparejos sencillos selectivos los cuales permiten la explotación individual de los yacimientos logrando una óptima explotación del campo y mayor extracción de reservas al evitar el flujo cruzado.
5. Se recomienda a PEP, se realice una prueba de alcance extendido al primer pozo que se va a perforar para ver la viabilidad de continuar con la perforación de los pozos programados en el desarrollo de Campo.
6. Se recomienda a PEP realizar pruebas de interferencia entre pozos dada la proximidad entre estos con el objeto de poder caracterizar la interacción que existirá entre estos.

ELABORÓ



ING. FABIOLA OLIVARES PÉREZ

Jefa de Departamento
Dirección General de Dictámenes de Extracción

ELABORÓ



LIC. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA
Directora General Adjunta

Dirección General de Prospectiva y
Evaluación Económica

REVISÓ



**MTRA. MARÍA ADAMELIA BURGUEÑO
MERCADO**

Directora General de Prospectiva y
Evaluación Económica

ELABORÓ



**ING. JOSÉ ALFREDO FUENTES
SERRANO**
Subdirector de Área

Dirección General de Medición y
Comercialización de Producción

REVISÓ



**ING. JOSÉ ANTONO GALLARDO
MEDINA**
Director General Adjunto

Dirección General de Medición y
Comercialización de la Producción



ELABORÓ



ING. HÉCTOR EDUARDO JOFRE UGALDE
Director de Área

Dirección General de Medición y
Comercialización de Producción

REVISÓ



ING. SAMUEL CAMACHO ROMERO
Director General Adjunto

Directora General de Medición y
Comercialización de la Producción

AUTORIZÓ



ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ
Titular
Unidad Técnica de Extracción

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 Manik NW, el cual se encuentra dentro de la Asignación de Exploración AE-0020-2M-Okom-03.



777