



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Asignación A-0078-M-Campo Chac

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

Pemex Exploración y Producción

October 2018

[Handwritten signatures and initials in blue ink]

CONTENIDO 2

I. DATOS GENERALES DEL ASIGNATARIO 3

II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN 5

III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS EN LA EVALUACIÓN..... 6

IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN..... 7

A) CARACTERÍSTICAS GENERALES Y PROPIEDADES DE LOS YACIMIENTOS DE LA ASIGNACIÓN 7

B) MOTIVO Y JUSTIFICACIÓN DE LA MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN 7

C) VOLUMEN ORIGINAL Y RESERVAS DE HIDROCARBUROS 8

D) COMPARATIVO DE LA ACTIVIDAD FÍSICA DEL PLAN VIGENTE CONTRA LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO 10

E) POZOS PERFORADOS Y POZOS A PERFORAR..... 12

F) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN AL PLAN DE DESARROLLO 13

G) COMPARATIVO DEL CAMPO CHAC A NIVEL INTERNACIONAL 22

H) EVALUACIÓN ECONÓMICA 25

I) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS 28

J) COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS 35

K) PROGRAMA APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL 36

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

VI. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS..... 48

VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL..... 49

VIII. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO 50

A) ACELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS 50

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 50

C) PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS 50

D) LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES..... 50

E) EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL..... 50

F) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS 50

I. Datos generales del Asignatario

El Asignatario promovente de la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos en la Asignación A-0078-M-Campo Chac, es la empresa productiva del Estado, Petróleos Mexicanos, a través de Pemex Exploración y Producción, por medio de la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio adscrita a la Subdirección de Aseguramiento Tecnológico, con facultades para representar a PEP en términos de los artículos 44, fracción I; 46, fracción XII del Estatuto Orgánico de PEP publicado en el DOF el 5 de enero de 2017. Los datos se muestran en la Tabla 1.

| | Descripción |
|-------------------------------------|---|
| Nombre | Asignación A-0078-M - Campo Chac |
| Estado y municipio | Campeche, Carmen |
| Área de Asignación | 26.50 km ² |
| Fecha de emisión | 13 de agosto de 2014 |
| Vigencia | 20 años a partir del 13 de agosto de 2014 |
| Tipo de Asignación | Extracción de Hidrocarburos |
| Profundidad para extracción | 3280 mvbnm |
| Profundidad para exploración | No aplica |
| Yacimientos y/o Campos | Eoceno Medio, Brecha Cretácico Superior, Jurásico Superior Oxfordiano |
| Colindancias | Asignación más cercana: A-0237-M - Campo Nohoch (al Oeste) |
| Otras características | Carbonatos Dolomitizados naturalmente fracturados |

Tabla 1. Datos Generales Asignación A-0078-M - Campo Chac. Fuente: PEP

La Asignación en comento se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas del estado de Campeche a 80 km al NW de Ciudad del Carmen, que colinda al oeste con el campo Nohoch; se localiza geológicamente dentro de la plataforma continental del Golfo de México con un tirante de agua promedio que varía de 30 a 40 metros. Los vértices que delimitan el área están definidos por las coordenadas que se relacionan en la Tabla 2.

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

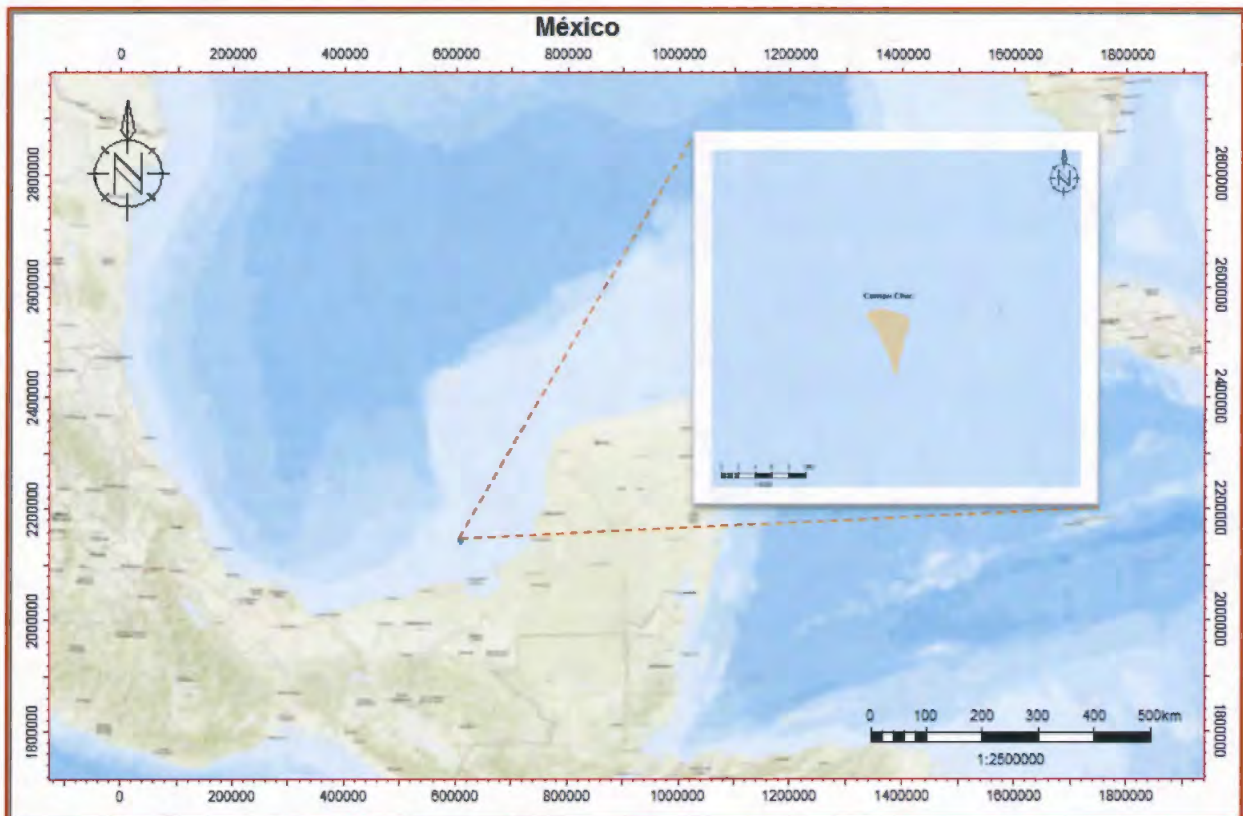


Fig.1 Ubicación de la Asignación A-0078-M-Campo Chac.
(Fuente: CNH)

| Vértice | Título de Asignación | |
|---------|----------------------|---------------|
| | Longitud Oeste | Latitud Norte |
| 1 | 91° 57' 00" | 19° 24' 00" |
| 2 | 91° 57' 00" | 19° 23' 30" |
| 3 | 91° 56' 30" | 19° 23' 30" |
| 4 | 91° 56' 30" | 19° 21' 00" |
| 5 | 91° 57' 00" | 19° 21' 00" |
| 6 | 91° 57' 00" | 19° 19' 30" |
| 7 | 91° 58' 00" | 19° 19' 30" |
| 8 | 91° 58' 00" | 19° 21' 30" |
| 9 | 91° 58' 30" | 19° 21' 30" |
| 10 | 91° 58' 30" | 19° 22' 30" |
| 11 | 91° 59' 00" | 19° 22' 30" |
| 12 | 91° 59' 00" | 19° 23' 00" |
| 13 | 91° 59' 30" | 19° 23' 00" |
| 14 | 91° 59' 30" | 19° 24' 00" |

Tabla 2. Coordenadas geográficas de los vértices de la Asignación A-0078-M-Campo Chac
(Fuente: CNH con información de PEP, 2018).

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the bottom right and several smaller initials scattered around.

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

El proceso de evaluación técnica, económica y dictamen de la modificación al Plan de Desarrollo propuesto por PEP, involucró la participación de tres unidades administrativas de la Comisión: la Dirección General de Dictámenes de Extracción, Dirección General de Medición y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica. Además, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), es la autoridad competente para evaluar el Sistema de Administración de Riesgos y la Secretaría de Economía lo referente al Contenido Nacional.

La figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto a la Modificación del Plan de Desarrollo presentado por PEP para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0085/2018 Dictamen Técnico de la Modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0078-M-Campo Chac de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión.

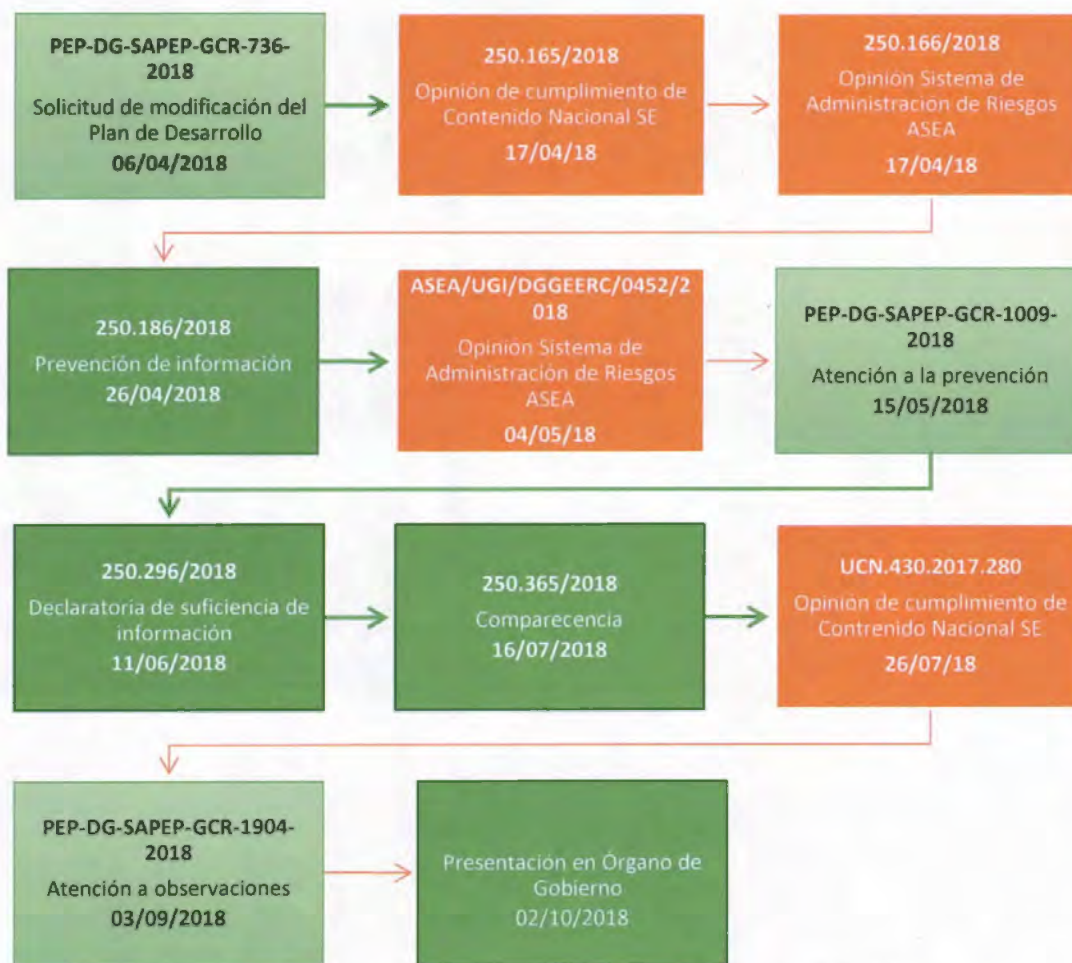


Fig. 2. Cronología del proceso de evaluación, dictamen y resolución

III. Criterios de evaluación utilizados

Se verificó que las modificaciones propuestas por PEP fueran congruentes y se alinearan a lo señalado en el artículo 44 fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y el Plan de producción propuesto permitan maximizar el Factor de Recuperación (FR), el programa de aprovechamiento de Gas Natural y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos, en condiciones económicamente viables.

La Comisión consideró los principios y criterios en términos de 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 a la modificación al Plan de Desarrollo. Al respecto, se advierte que las modificaciones propuestas por PEP al Plan de Desarrollo cumplen con los requisitos establecidos en los artículos 7, fracciones I, II, IV y VI, 8, fracción II, incisos a), b), c), d), e), f), g), h), 40, fracción II, incisos, e) y h), 41, y el Anexo II de los Lineamientos.

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Plan presentado por el Asignatario de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 7, 8 fracción II, 11, 20, 40, fracción II, incisos e) y h), así como 41 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.

Las modificaciones propuestas al Plan de Desarrollo para la Extracción cumplen con los requisitos establecidos en el artículo 41 de los Lineamientos, conforme a lo siguiente:

- a) Presentó un comparativo entre el Plan aprobado y el proyecto de Plan con las modificaciones propuestas.
- b) Contiene un análisis costo-beneficio de los efectos derivados de la modificación propuesta, en términos técnicos, económicos y operativos.
- c) Contiene el sustento documental de la modificación propuesta.
- d) Contiene las Mejores Prácticas de la Industria para la modificación propuesta.
- e) Presentó las nuevas versiones de los Programas asociados al Plan.
- f) Presentó los apartados que son sujetos de modificación, en términos del Anexo II de los Lineamientos.

777

AG

guy

guy

f

f

guy

f

IV. Análisis y Evaluación de los elementos del Plan

a) Características Generales y propiedades de los yacimientos de la Asignación

Las principales características generales geológicas, de yacimientos, petrofísicas y propiedades de los fluidos de los yacimientos incluidos en la Asignación A-0078-M-Campo Chac se muestran en la Tabla 3.

| Descripción | Chac |
|---|---------------------|
| Tipo de fluido | Aceite negro |
| Densidad (°API) | 22 |
| RGA (m3/m3) | 74 |
| Tipo de Roca | Brecha Dolomitizada |
| Presión inicial (kg/cm ²) | 365 |
| Presión actual (kg/cm ²) | 304 |
| Presión de saturación (kg/cm ²) | 127 |
| Contacto agua-aceite (mvbnm) | 3,657 |
| Tirante de agua (mvbnm) | 40 |
| Temperatura yacimiento (°C) | 108 |
| Factor de Recuperación actual (FR) (%) | 36.22 |

Tabla 3. Propiedades del yacimiento de la Asignación A-0078-M – Campo Chac. Fuente PEP

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

En la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo presentada por PEP se señala que, el desarrollo actual de la Asignación A-0078-M – Campo Chac se ha llevado a cabo mediante actividades de operación y mantenimiento, tanto a plataformas como instalaciones y para continuar con la extracción de la reserva remanente del campo se proponen las actividades adicionales siguientes: 1 reparación mayor (cambio de intervalo en el pozo Chac-1007), 33 reparaciones menores, 11 taponamientos y 2 tomas de información..

Con base en el artículo 40 de los Lineamientos, el Plan de Desarrollo de la Asignación del Campo Chac se modifica debido a:

- Existen variaciones en el avance físico-presupuestal del Plan aprobado.
El Plan de Desarrollo vigente para la Asignación A-0078-M – Campo Chac contemplaba la realización de 0 RMA, 1 toma de información y 23 RME. Del 2015 al 2017 se han realizado 1 RMA y 40 RME, de lo anterior se observa que PEP ha realizado la mayoría de la actividad física inicialmente programada para el periodo 2015-2025 dentro de los primeros tres años de la vigencia del Plan, por lo que de acuerdo con el análisis técnico realizado se observa una acelerada ejecución de actividades físico y presupuestal del Plan aprobado.

- Existen variaciones en los montos de inversión.
Existe una variación al monto de inversión superior al 447% respecto a los montos aprobados en el Plan de Desarrollo para la Extracción vigente, por lo cual se actualiza el supuesto de modificación previsto en el artículo 40, fracción II, inciso h) de los Lineamientos.

Por lo anterior se está planteando una propuesta del Plan de Desarrollo para la Extracción la cual considera una inversión de 93.62 MMUSD, la cual permitirá recuperar para el período 2018-2025 un volumen de 4.71 millones de barriles (mmb) de aceite y 1.97 miles de millones de pies cúbicos (mmmpc) de gas hidrocarburo, que en petróleo crudo equivalente representan 4.74 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce).

c) Volumen Original y Reservas de Hidrocarburos

En las figuras 3 y 4 se muestra la evolución de las reservas de aceite y gas para las diferentes categorías (Probadas, probables y posibles)

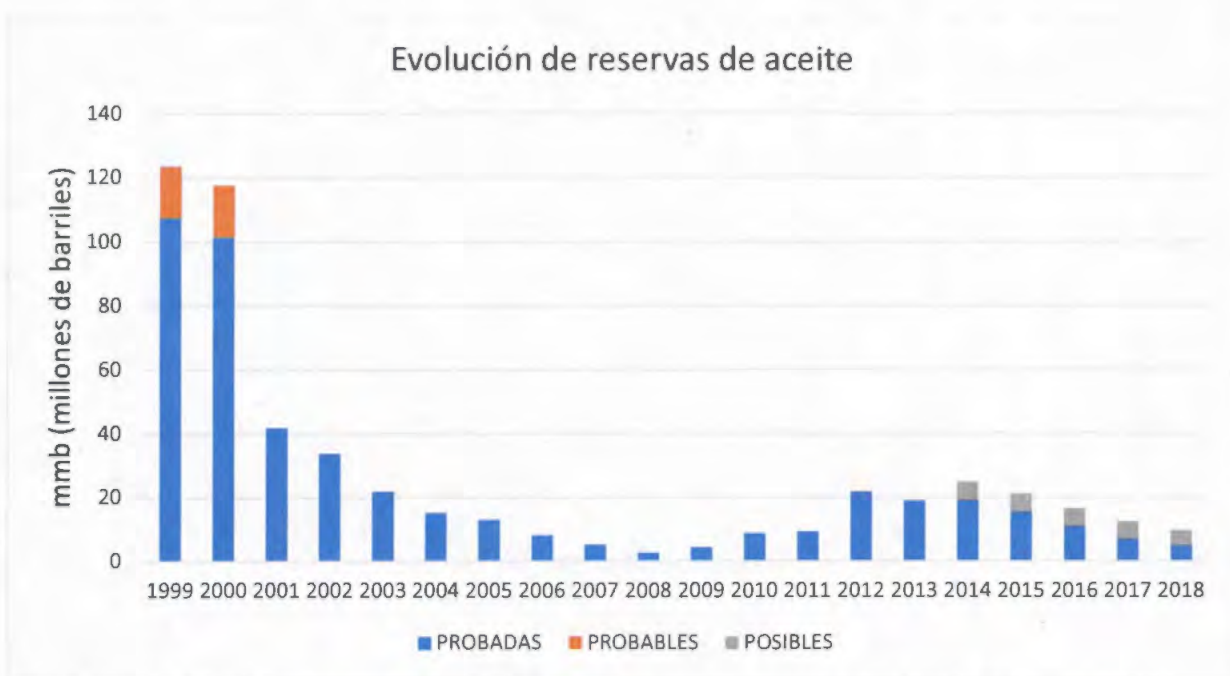


Figura.3. Evolución de las reservas de aceite de la Asignación en el periodo 1999-2018. (Fuente: CNH)

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

Evolución de reservas de gas natural

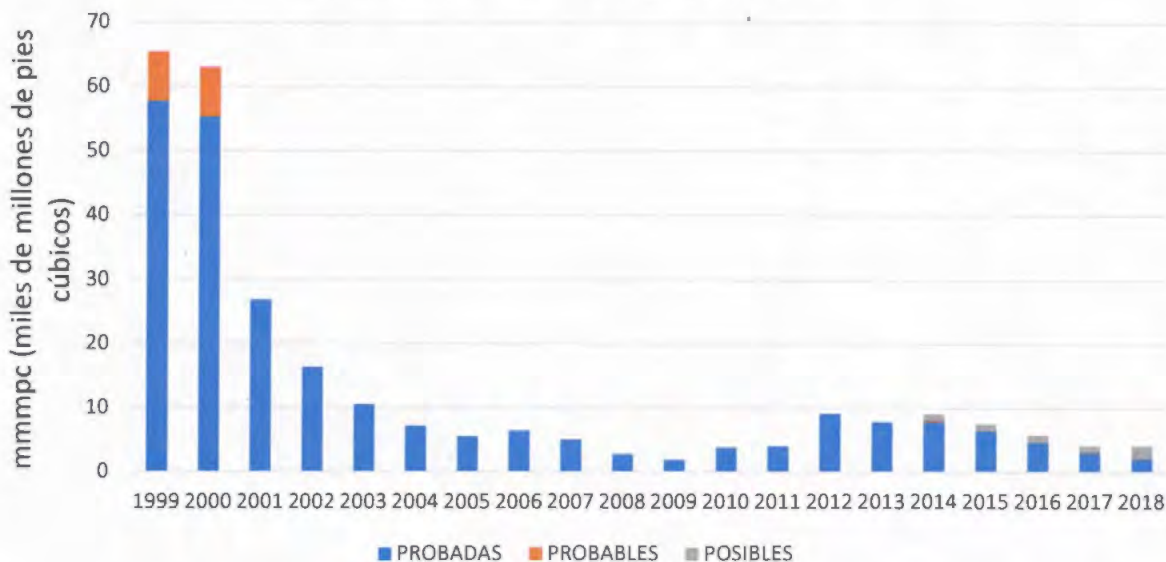


Figura.4. Evolución de las reservas de gas natural de la Asignación en el periodo 1999-2018. (Fuente: CNH)

En las Tablas 4 y 5. se muestran las reservas certificadas al 01 de enero de 2018 para cada uno de los yacimientos que corresponden a la Asignación.

| Yacimiento | Volumen Original | | Categoría de Reservas | Factor de Recuperación actual | | Reserva Remanente | | | | Producción Acumulada | |
|----------------|------------------|-------------------|-----------------------|-------------------------------|-------|-------------------|-------------------|----------------|---------|----------------------|-------------------|
| | Aceite mmb | Gas Natural mmmpc | | Aceite % | Gas % | Aceite mmb | Gas Natural Mmmpc | Condensado mmb | PCE mmb | Aceite mmb | Gas Natural mmmpc |
| Chac Cretácico | 577.28 | 180.69 | 1P | 36.22 | 49.15 | 4.71 | 1.97 | 0.002 | 4.74 | 209.07 | 88.81 |
| | 577.28 | 180.69 | 2P | 36.22 | 49.15 | 4.71 | 1.97 | 0.002 | 4.74 | 209.07 | 88.81 |
| | 577.28 | 180.69 | 3P | 36.22 | 49.15 | 4.71 | 1.97 | 0.002 | 4.74 | 209.07 | 88.81 |

Reservas certificadas al 1 de enero del 2018

Tabla 4. Reservas certificadas del yacimiento Chac Cretácico al 1 de enero del 2018. Fuente: CNH

| Yacimiento | Volumen Original | | Categoría de Reservas | Factor de Recuperación actual | | Reserva Remanente | | | | Producción Acumulada | |
|------------|------------------|-------------------|-----------------------|-------------------------------|-------|-------------------|-------------------|----------------|---------|----------------------|-------------------|
| | Aceite mmb | Gas Natural mmmpc | | Aceite % | Gas % | Aceite mmb | Gas Natural mmmpc | Condensado mmb | PCE mmb | Aceite mmb | Gas Natural mmmpc |
| Chac EM | 0 | 0 | 1P | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 0 | 0 | 2P | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| | 41.01 | 8.06 | 3P | 0 | 0 | 5.03 | 2.12 | 0.003 | 5.06 | 0 | 0 |

Reservas certificadas al 1 de enero del 2018

Tabla 5. Reservas certificadas del yacimiento Chac EM al 1 de enero del 2018. Fuente: CNH

Respecto a la modificación al Plan de desarrollo propuesto por el Operador, se observa que pretende recuperar un volumen de aceite de 4.71 mmb y 1.97 mmmmpc de gas natural al año 2023, lo cual representa el 100% de las Reservas 2P de aceite y gas natural. Además, no se omite comentar que los volúmenes a recuperar que plantea el Operador guardan consistencia de acuerdo con lo presentado en la modificación propuesta.

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

El Plan de Desarrollo vigente para la Asignación A-0078-M - Campo Chac establece como compromiso mínimo de trabajo las siguientes actividades físicas: 0 perforaciones y terminaciones, 0 reparaciones mayores, 23 reparaciones menores y una toma de información, con una inversión de 23.53 MMUSD para el período de 2015 - 2025. Asimismo, el Operador estimó la recuperación de un volumen de 15.70 mmb de aceite y 5.80 mmmmpc de gas natural.

La propuesta del Plan de Desarrollo para la Extracción considera las siguientes actividades físicas: 0 perforaciones y terminaciones, 1 reparación mayor, 33 reparaciones menores y 2 tomas de información, con una inversión de 93.62 MMUSD. Con las actividades descritas, el Operador estima recuperar para el período 2018 - 2025 un volumen de 4.71 mmb de aceite y 1.97 mmmmpc de gas natural.

En la Tabla 6 se presenta un comparativo de la actividad física aprobada en el plan vigente para el período 2015-2025, la actividad física real realizada por el Asignatario de 2015 a 2017 y la actividad física propuesta por PEP a realizar en la presente solicitud de Modificación al Plan de Desarrollo para el período 2018-2025.

| Concepto | Unidades | Plan Aprobado | Ejecutado | Por ejecutar | Plan Propuesto (Actividades adicionales) |
|-------------------------------------|----------|----------------------|----------------------|--------------|--|
| | | 2015-2025 | 2015-2017 | 2018-2025 | 2018-2025 |
| Reparaciones Mayores | | 0 | 1 | 0 | 1 |
| Toma de información | | 1 | 0 | 1 | 2 |
| Reparaciones menores ⁽⁵⁾ | | 23 | 40 | 0 | 33 |
| Reserva (1P) | Mmbpce | 20.70 ⁽¹⁾ | 7.5 ⁽²⁾ | N/A | 4.74 ⁽³⁾ |
| Reserva (2P) | | 21.0 ⁽¹⁾ | 7.5 ⁽²⁾ | N/A | 4.74 ⁽³⁾ |
| Reserva (3P) | | 26.9 ⁽¹⁾ | 13.48 ⁽²⁾ | N/A | 9.80 ⁽³⁾ |
| Volumen de aceite a extraer | Mmb | 15.7 | 10.5 | 5.20 | 4.71 |
| Volumen de gas a extraer | Mmmmpc | 5.8 | 4.4 | 1.40 | 1.97 |
| Inversión | MMUSD | 23.53 | 60.91 ⁽⁴⁾ | 0 | 93.62 |
| Gasto de operación | | 129.55 | 12.10 ⁽⁴⁾ | 117.45 | 24.15 |

Nota: Las cifras pueden no coincidir por redondeo.

1. La reserva del Plan Aprobado son las reservas certificadas al 1° de Enero de 2014.
2. La reserva real corresponde a las reservas certificadas al 1° de Enero de 2017
3. La reserva remanente del Plan Propuesto corresponde a la reserva 2P certificada al 1° de Enero de 2018.
4. La inversión y gasto de operación real son en MMUSD @2018 utilizando paridad de 18.7 pesos/usd.
5. Las reparaciones menores del plan propuesto consisten en 30 limpiezas de aparejo y 3 correcciones por anomalías

Tabla 6. Comparativo de actividad física entre Planes.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large '9' and several illegible signatures]

En las figuras 5 y 6 se comparan los perfiles de producción de aceite y gas natural del Plan Vigente aprobado en Ronda Cero, cifras reales a 2018 y la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo de la Asignación.

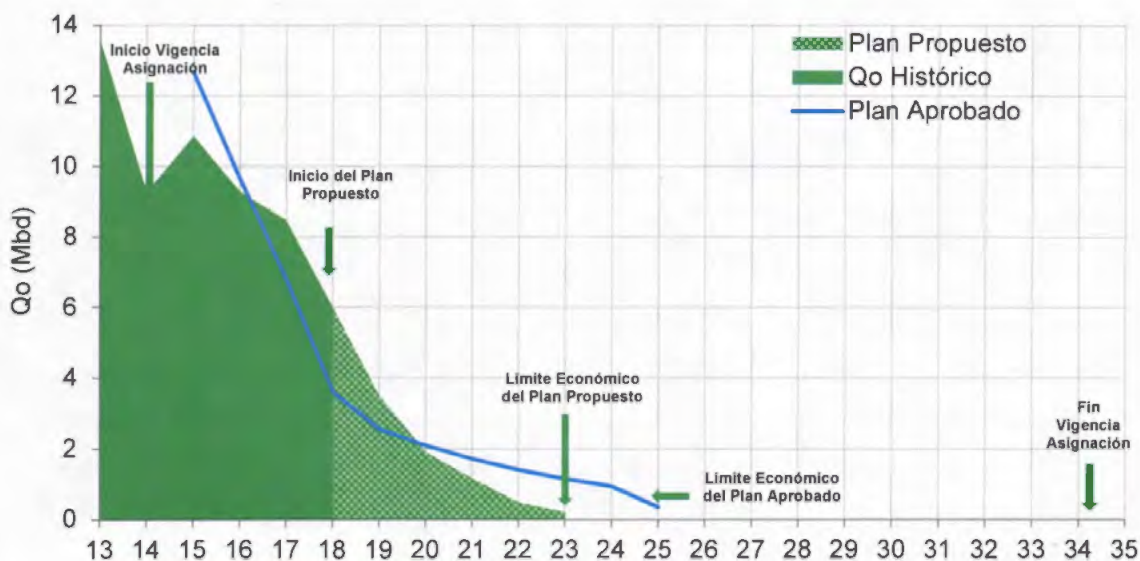


Figura 5. Perfiles de producción y actividades asociadas del Campo Chac.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

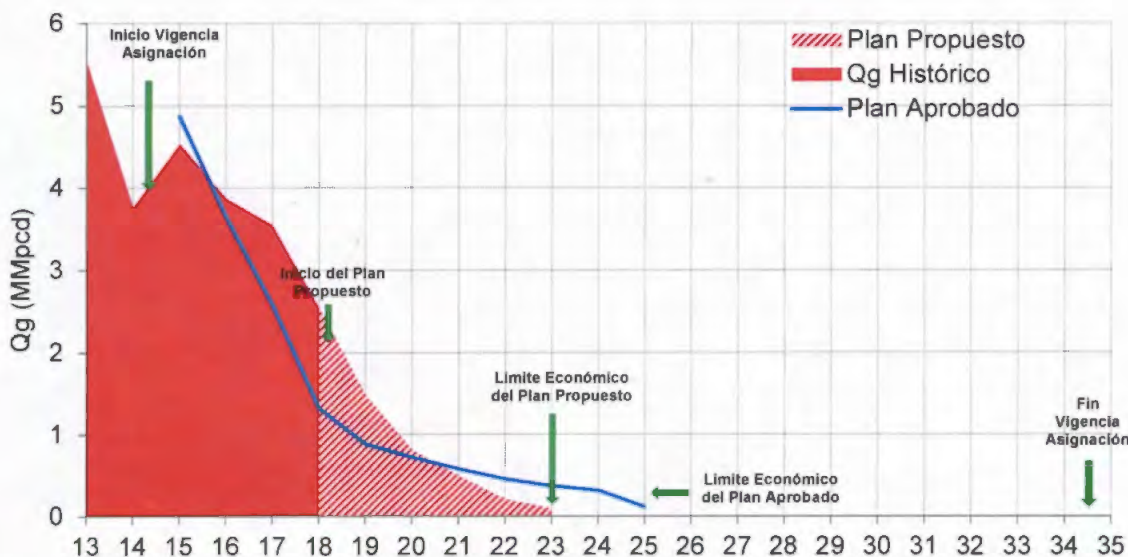


Figura 6. Perfiles de producción y actividades asociadas del Campo Chac.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

La reserva remanente del plan vigente fue de 15.71 mmb de aceite y 5.80 mmmcp de gas, de los cuales se han recuperado 10.44 mmb de aceite y 4.36 mmmcp de gas (2015-2017). Para la documentación del Plan Propuesto, se pretende recuperar un volumen de 4.71 mmb de aceite y 1.97 mmmcp para el periodo 2018-2025, debido principalmente al comportamiento dinámico del yacimiento.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the bottom right and several smaller initials scattered around.

La reserva remanente de aceite del plan aprobado versus el plan propuesto tiene una ligera disminución de 0.55 MMb y un incremento en el volumen de gas de 0.53 MMMpc, este último es debido al ajuste del PVT representativo y al reporte de producción de gas que se tiene en el campo.

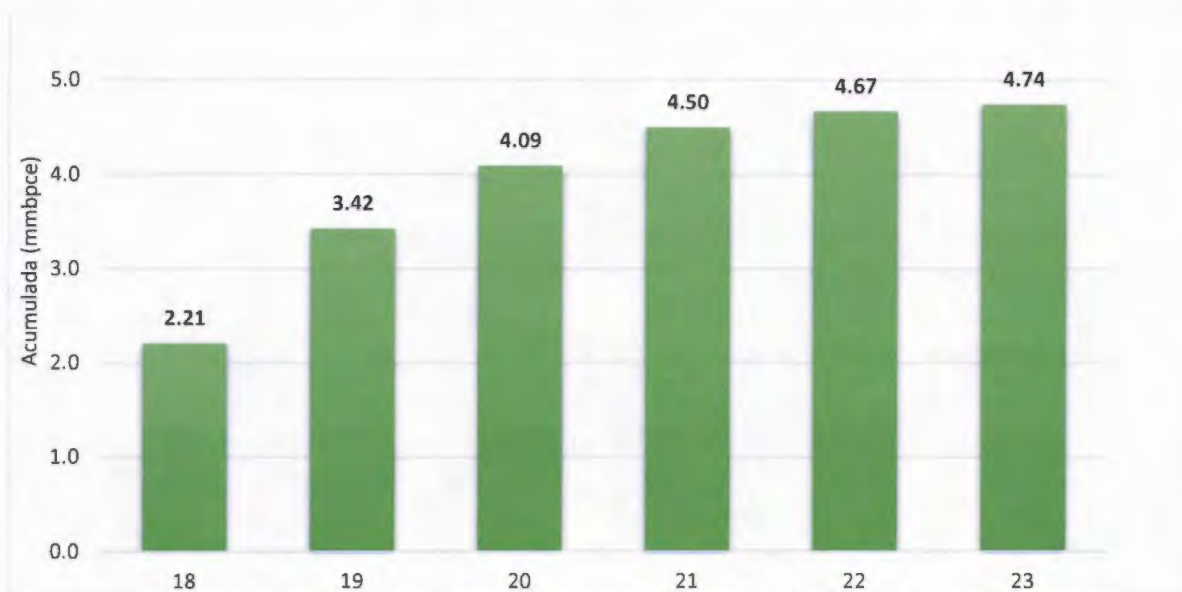


Figura 7. Volumen acumulado a recuperar del Campo Chac. Fuente: PEP

Respecto a la producción acumulada, en la Tabla 7 se observan los volúmenes de hidrocarburos propuestos a recuperar en la propuesta de modificación y en el plan vigente.

| | Producción acumulada de aceite (mmb) | Producción acumulada de gas natural (mmmpc) |
|----------------------------|--------------------------------------|---|
| Histórico a 2015 | 198.61 | 84.47 |
| Plan vigente R0 2015 -2025 | 15.71 | 5.80 |
| Producción Real 2015-2017 | | |
| + | 15.14 | 6.36 |
| Plan Modificado 2018-2025 | | |

Tabla 7. Comparativa de producción acumulada (Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción vigente contempla la ejecución de una Reparación Mayor, sin embargo, tal como lo señala PEP en su Solicitud, a la fecha se ha ejecutado una Reparación Mayor adicional a las contempladas en el Plan Vigente.

Por lo antes expuesto, esta Comisión toma conocimiento de la ejecución de dicha actividad y da vista a la Unidad de Administración Técnica de Asignaciones de la Comisión a efecto de que determine lo conducente en el ámbito de sus atribuciones.

e) Pozos perforados y pozos a perforar

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

La Asignación cuenta con un total de 13 pozos perforados y terminados (2 exploratorios y 11 de desarrollo), todos ellos resultaron productores de aceite y gas asociado. En enero de 2018, 7 de ellos se encontraban produciendo, de acuerdo con el estado de pozos presentado en la Tabla

| Pozos | | Número de pozos |
|--------------|-----------------|-----------------|
| Productores | Fluyentes | 0 |
| | SAP (BN) | 7 |
| | Total | 7 |
| Cerrados | Con Posibilidad | 1 |
| | Sin Posibilidad | 0 |
| | Total | 1 |
| Taponados | Definitivos | 2 |
| | Temporales | 2 |
| | Total | 4 |
| Letrina | Letrina | 1 |
| Total | | 13 |

Tabla 8. Estado de pozos actual (enero 2018).
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

En la figura 8 se muestra el número de pozos que han estado operando durante los últimos 10 meses, cabe mencionar que en la propuesta de modificación no se considera la perforación de ningún nuevo pozo. Se elaboró el cálculo del inverso del gasto de producción para corroborar el posible volumen disponible y se verificó que el volumen remanente no implicaría la perforación de un pozo nuevo.

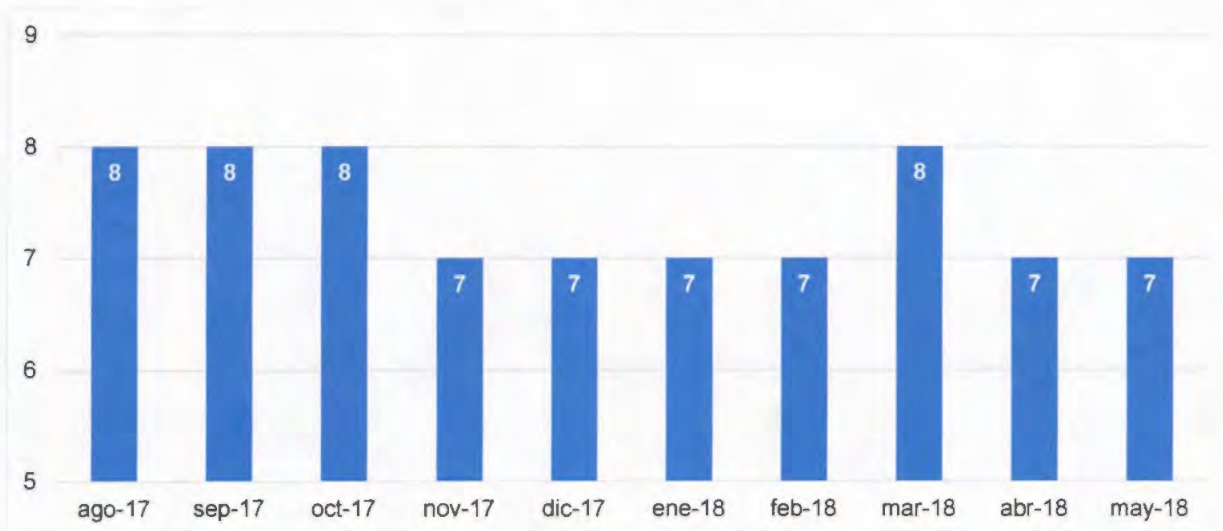


Figura 8. Numero de pozos operando en el Campo Chac.

f) **Análisis técnico de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo**

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

La propuesta de modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0078-M - Campo Chac es resultado de los análisis técnicos-económicos llevados a cabo para ofrecer y seleccionar el mejor rendimiento productivo entre la inversión y el beneficio económico después de impuestos.

El campo Chac fue descubierto en 1976 por el pozo exploratorio Chac-1, reportando aceite pesado de 22°API de la formación Brecha del Cretácico Superior (BKS).

En 1991 a partir de la plataforma Chac-A se inició el desarrollo del campo con la perforación de los pozos Cantarell-162, 164, 182, 184, 2192, 2196 y 2194, los cuales quedaron productores en la cima del yacimiento BKS.

En 1999 se continuó con el desarrollo a partir de la plataforma Nohoch-C donde se perforó el pozo Cantarell-2196D el cual quedó productor en la cima de BKS de este campo, finalmente en el 2010 y el 2012 se perforaron los pozos Cantarell-2222 desde la plataforma Nohoch-C y Cantarell-2214 desde el Octápodo Chac-A.

La Asignación A-0078-M - Campo Chac también ha probado contener hidrocarburos en el yacimiento de edad de Eoceno Medio, mismos que fueron probados mediante el pozo Cantarell-2192 el cual manifestó aceite sin presión, considerándose esta prueba como no concluyente, sin embargo, estos cuerpos calcáreos fueron cortados por el pozo Cantarell-2214 en el 2012 en una cota más alta que la probada en el Cantarell-2192, manifestando en las muestras de canal impregnación de hidrocarburos.

Adicionalmente, el pozo Cantarell-2196 perteneciente a la Asignación contigua A-0237-M-Campo Nohoch, ubicado en la periferia que colinda con el campo Chac, presentó producción de aceite de 2,100 bpd a través de una prueba de producción realizada en 1992.

Derivado de las evidencias anteriores, el volumen de 5.06 mmbpce para el yacimiento Eoceno Medio se clasificó en la categoría de reserva posible.

El PVT del Pozo Cantarell-162 se considera como el representativo del campo, reporta una densidad de 22 °API, una presión de saturación de 127 kg/cm², una RGA@Pb de 61 m³/m³ a una temperatura de 108°C.

Actualmente el campo Chac se encuentra en etapa de producción en el Cretácico, la reserva remanente 1P=2P corresponde a 4.74 mmbpce, la cual forma parte de la producción base pronosticada. La Asignación cuenta, además, como ya se mencionó, con una reserva posible de 5.06 mmbpce en el Eoceno Medio. En esta propuesta solo se documentó una reparación mayor para confirmar el potencial productivo de Eoceno Medio, y de resultar exitosa, permitirá a PEP desarrollar dicha reserva con un menor riesgo.

Al respecto no se omite mencionar que lo señalado en el párrafo anterior no constituye una causal de modificación para efectos del presente dictamen, sin embargo, en caso de resultar exitosa la reparación mayor para confirmar el potencial de Eoceno Medio, el operador petrolero deberá presentar la modificación al Plan de Desarrollo nuevamente.

La producción acumulada al 31 diciembre de 2017 es de 209.07 mmb de aceite y 88.81 mmmpc de gas natural proveniente en su totalidad de la formación Brecha del Cretácico Superior (BKS), alcanzando una máxima producción del orden de 66.8 mbd de aceite en mayo de 1993, teniendo una producción promedio anual en el año 2017 de 8.46 mbd de aceite y 3.54 mmmpcd de gas a través de 7 pozos productores.

Ahora bien, con respecto al análisis planteado por el Operador para la propuesta de modificación del Plan de Desarrollo, PEP generó la "Matriz de Opciones de Desarrollo", la cual correlaciona los distintos aspectos técnicos que pueden influir en el desarrollo del proyecto considerado tres categorías:

- Yacimientos
- Pozos
- Instalaciones de superficie

Asimismo, se consideraron las siguientes subcategorías:

- Unidad de producción
- Tipo de recuperación
- Procesos que impliquen la continuidad operativa del campo
- Arquitectura de pozos
- Sistemas artificiales de producción
- Transporte

Con una serie de opciones por las "categorías de decisión" seleccionadas, se conformaron las alternativas de explotación, mediante la combinación de las variables de desarrollo que tiene la Asignación.

| Yacimiento | | | | Pozos | | | | Instalaciones de Superficie |
|----------------------|----------------------|------------------------|--------------------------|----------------------|--------------------------------------|----------------------------------|------------------------|--|
| Unidad de Producción | Tipo de Recuperación | Proceso | Esquema de inyección | Arquitectura de Pozo | Tipo de Terminación de Pozo | Sistema Artificial de Producción | Tipo de fracturamiento | Equipos de proceso |
| BKS | Primaria | Agua con Polímeros | Lateral | Vertical | Agujero entubado | Bombeo de Cavidades Progresivas | Hidráulico | Existentes |
| Eoceno Medio | Secundaria | Agua con Surfactantes | De fondo | Desviado Tipo S | Agujero descubierto | Embolo Viajero | Acido | Optimización de instalaciones existentes |
| | Mejorada | Inyección de CO2 | Cima de estructura | Desviado Tipo J | Agujero descubierto + Cola Extendida | Bombeo Hidráulico tipo Jet | | |
| | | Inyección de vapor | Periférica | Horizontal | | Bombeo Mecánico | | |
| | | Combustión in situ | Sin esquema de Inyección | | | Bombeo Electrocentrifugo | | |
| | | Inyección de Nitrógeno | | | | Bombeo Neumático Continuo | | |
| | | Smart Water | | | | | | |
| Sin Proceso EOR | | | | | | | | |

Tabla 9. Matriz de variables de oportunidades de explotación para la Asignación A-0078-M- Campo Chac.

Para la extracción de las reservas remanentes 2P con las que cuenta la Asignación se planteó la continuidad operativa de los 7 pozos productores con los que actualmente cuenta el campo, para esto se emplearon un número de variables que determinan la rentabilidad del proyecto como son: producción de aceite, volumen de hidrocarburos a extraer, tipo de pozo, sistema artificial de producción, gastos de operación e inversiones. Para la recuperación de las reservas 3P se aprovechará la infraestructura y los pozos existentes del campo, mediante cambios de intervalos.

Dentro de las alternativas de explotación se consideraron los riesgos que se tienen en los yacimientos, para el caso de la formación BKS se mencionan a continuación: ventana reducida de aceite, avance del contacto agua-aceite, densidad de fracturas y estructura del yacimiento.

En la formación Eoceno Medio se considera realizar una RMA de cambio de intervalo en el pozo Cantarell-1007 y una posterior toma de información a través de una prueba de presión-producción para determinar su potencial productivo.

El Operador considera que, debido a la presencia de un acuífero de alta energía, la presión del yacimiento BKS no se ha visto afectada, por lo que PEP descarta la implementación de un proceso de recuperación secundaria (inyección de agua o gas). Sin embargo, los volúmenes remanentes de aceite dentro de la matriz hacen posible pensar la aplicación de algún proceso de recuperación mejorada; si bien un proceso de mantenimiento de presión no resultaría factible, es muy importante realizar estudios y pruebas de laboratorio para evaluar la factibilidad de otros tipos de métodos.

Referente a los Sistemas Artificiales de Producción a implementar, se considera que el Bombeo Neumático Continuo (BNC), tiene amplio rango de producción y alta flexibilidad operativa, ya que permite profundizar el punto de inyección del gas en función de la presión que hay en la red de BN. Así mismo, en el campo se cuenta con infraestructura para su aplicación. Para la presente propuesta de modificación, se consideran las profundidades de colocación de la válvula que garantice tener la sumergencia necesaria para continuar explotando los pozos de la Asignación A-0078-M Campo Chac.

En caso de que el BNC presente alguna falla, el Operador considera emplear el Bombeo Hidráulico tipo Jet (BHJ) como sistema alternativo, pues es adaptable a las condiciones de los pozos y es de menor costo que el Bombeo Electrocentrifugo (BEC).

Se concluye que la mejor opción para continuar con el desarrollo del campo es manejar la producción con las instalaciones ya existentes, enfocándose en la optimización de estas, lo que nos permitirá ser más eficientes en la red de Bombeo Neumático, en el transporte y la distribución de los hidrocarburos.

Derivado del análisis técnico-económico realizado utilizando la matriz de variables de oportunidades de explotación, el Asignatario presentó las siguientes alternativas de extracción para la modificación del Plan de Desarrollo en el periodo 2018-2034:

| Características | Alternativa 1 | Alternativa 2 | Alternativa 3 | Alternativa 4 |
|--|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| Perforación | - | - | 1 | - |
| Terminación | - | - | 1 | - |
| Reparación menor (Limpiezas de aparejo) | 30 | 45 | 22 | 47 |
| Reparación menor (Corrección de anomalías) | 3 | 4 | 3 | 3 |
| Reparación mayor (Cambio de intervalo) | 1 | 4 | 1 | 1 |
| Actividades físicas (Tomas de Información) | 2 | 2 | 1 | 2 |
| Producción aceite (MMb) | 4.71 | 9.74 | 4.67 | 4.71 |
| Producción gas (MMMpc) | 1.97 | 4.09 | 1.96 | 1.97 |
| Gastos de Operación (MMusd) | 24.15 | 57.21 | 22.51 | 24.30 |
| Inversiones (MMusd) | 93.62 | 148.97 | 116.44 | 99.10 |
| Tecnologías | Bombeo Neumático | Bombeo Neumático | Bombeo Neumático | Bombeo Neumático |
| Indicadores económicos | | | | |
| VPN AI (MMusd) | 118.9 | 230.4 | 104.9 | 94.6 |

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large 'A' and several illegible signatures.]

| | | | | |
|----------------------|------|-------|------|------|
| VPN DI (MMusd) | 21 | 50.1 | 5.7 | 5.1 |
| VPI (MMusd) | 65.3 | 102.8 | 87 | 66.7 |
| VPN/VPI AI (usd/usd) | 1.82 | 2.24 | 1.21 | 1.42 |
| VPN/VPI DI (usd/usd) | 0.32 | 0.49 | 0.07 | 0.08 |

Tabla 10. Descripción de las alternativas evaluadas. Fuente: PEP

Alternativa 1

Está enfocada a la continuidad operativa del yacimiento Cretácico, actualmente la estrategia de explotación considera la extracción de hidrocarburos mediante la recuperación primaria debido a que el yacimiento cuenta con un acuífero de alta energía que funciona como un sistema natural del mantenimiento de presión. Se tiene contemplado realizar un estudio para seleccionar e identificar un proceso de recuperación mejorada que permita incrementar el factor de recuperación final; la producción base de la asignación se realiza a través de 7 pozos verticales y desviados, la terminación empleada en estos pozos es en agujero descubierto o entubado con disparos de alta penetración.

El mantenimiento de la producción base se realizarán limpiezas de aparejos de producción, bajantes, mandril de gas de bombeo neumático, estrangulador y/o cambios de punto de inyección; así como la corrección de anomalías.

Se continuará con la aplicación del BNC como sistema artificial de producción; no contempla la construcción de nueva infraestructura se aprovechará la existente; agotadas las reservas certificadas se plantea el abandono del campo incluyendo pozos e infraestructura.

En la formación EM se contempla realizar una prueba de presión-producción para verificar el potencial productivo de hidrocarburos, la prueba se realizará con la reparación mayor de un pozo cerrado, mediante un cambio de intervalo.

Alternativa 2

Esta alternativa considera la producción base de la formación Cretácico más la prueba de presión-producción en la formación EM, tal y como lo plantea la alternativa 1; adicionalmente, este escenario considera tres reparaciones mayores mediante cambios de intervalo en el EM los cuales dependerán de los resultados de la prueba antes mencionada. De tenerse los resultados esperados, se plantea el desarrollo de la formación con esas tres reparaciones mayores; el tipo de recuperación y los procesos se definirán acorde a los resultados, se usarán los pozos cerrados una vez terminada su vida productiva en la formación del Cretácico. La reparación será mediante cambios de intervalo más disparos. Debido a las características del yacimiento es necesario utilizar un sistema artificial de bombeo neumático y se aprovechará la infraestructura existente.

Alternativa 3

Está enfocada a la continuidad operativa del yacimiento Cretácico, actualmente la estrategia de explotación considera la extracción de hidrocarburos mediante la recuperación primaria debido a que el yacimiento cuenta con un acuífero de alta energía que funciona como un sistema natural del mantenimiento de presión. Dentro del plan de extracción se tiene contemplado realizar un estudio para seleccionar e identificar un proceso de recuperación mejorada que permita incrementar el factor de recuperación final; la producción base de la asignación se realiza a través de 7 pozos verticales y desviados; la terminación empleada en estos pozos es en agujero descubierto o entubado con disparos de alta penetración; adicionalmente se

Handwritten notes and signatures in blue ink, including a large '4' and several illegible signatures.

contempla la perforación de un pozo del tipo convencional, la terminación para este es en agujero entubado más disparos, el objetivo principal de realizar dicha perforación es adelantar la recuperación de las reservas remanentes.

El mantenimiento de la producción se realizará con limpiezas de aparejos de producción, bajantes, mandril de gas de bombeo neumático, estrangulador y/o cambios de punto de inyección; así como la corrección de anomalías.

Se continuará con la aplicación de bombeo neumático (BN) como sistema artificial de producción, no contempla la construcción de nueva infraestructura se aprovechará la existente; agotadas las reservas certificadas se plantea el abandono del campo incluyendo pozos e infraestructura.

En la formación EM se contempla realizar una prueba de presión-producción para verificar el potencial productivo de hidrocarburos, la prueba se realizará con la reparación mayor de un pozo cerrado, mediante un cambio de intervalo.

Alternativa 4

Esta alternativa considera la producción base de la formación Cretácico incluyendo su mantenimiento de su producción más la prueba de presión-producción en la formación EM, tal y como lo plantea la alternativa 1; de la misma manera contempla realizar un estudio para seleccionar e identificar un proceso de recuperación mejorada que permita incrementar el factor de recuperación final.

Así mismo se considera mantener una plataforma de producción (plateau) iniciando en el año 2018 y concluyendo en el año 2020, posterior a la cual se presentaría la declinación natural del campo.

Se continuará con la aplicación de BNC como sistema artificial de producción. No contempla la construcción de nueva infraestructura. Agotadas las reservas certificadas 2P, se plantea el abandono del campo incluyendo pozos e infraestructura.

Los criterios de selección de la alternativa más adecuada están asociados a la relación costo-beneficio en términos económicos, mejor rentabilidad del negocio para incrementar el valor del proyecto, maximizando el uso de instalaciones existentes alineados al cuidado estricto de la preservación del medio ambiente y la seguridad física del personal e instalaciones.

Derivado de la evaluación a las alternativas señaladas en la Tabla 8., la Alternativa 1 ofrece el balance óptimo entre promesa de valor y eficiencia de inversión, ya que se obtiene un VPN después de impuestos de 21 MMUSD, un volumen a extraer de 4.71 mmb de aceite y 1.97 mmmpc de gas natural, correspondientes a la recuperación de la reserva 2P y una inversión total de 93.62 MMUSD, con un VPN/VPI de 0.32. Por lo anterior se considera esta alternativa como la más viable.

777
[Handwritten signatures and initials in blue ink]

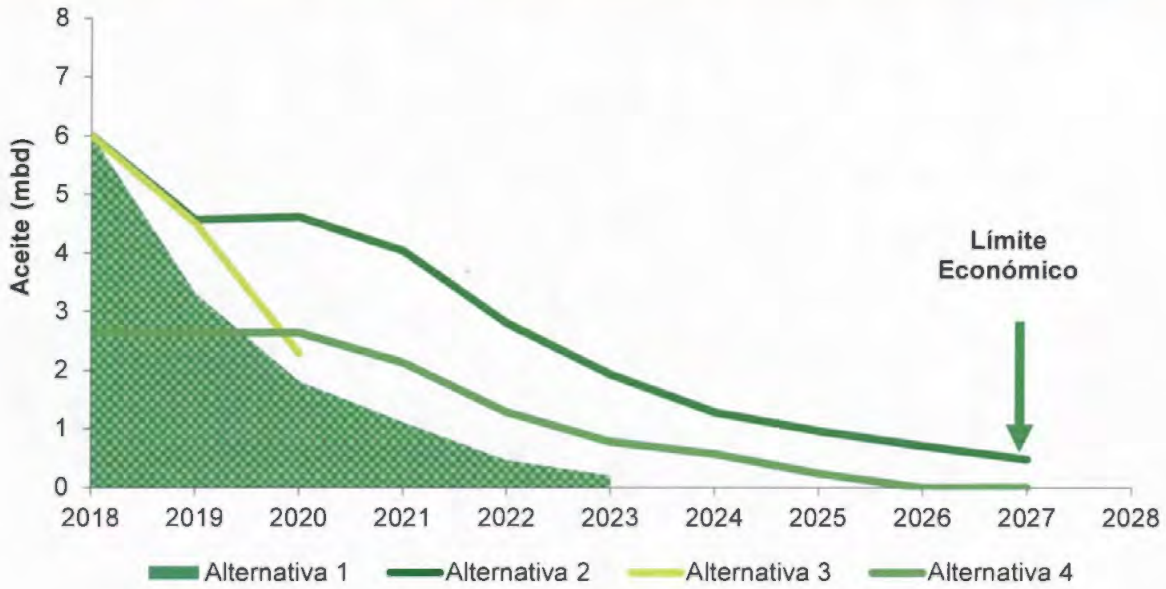


Figura 9. Pronóstico de producción de aceite para las alternativas planteadas en el Campo Chac.

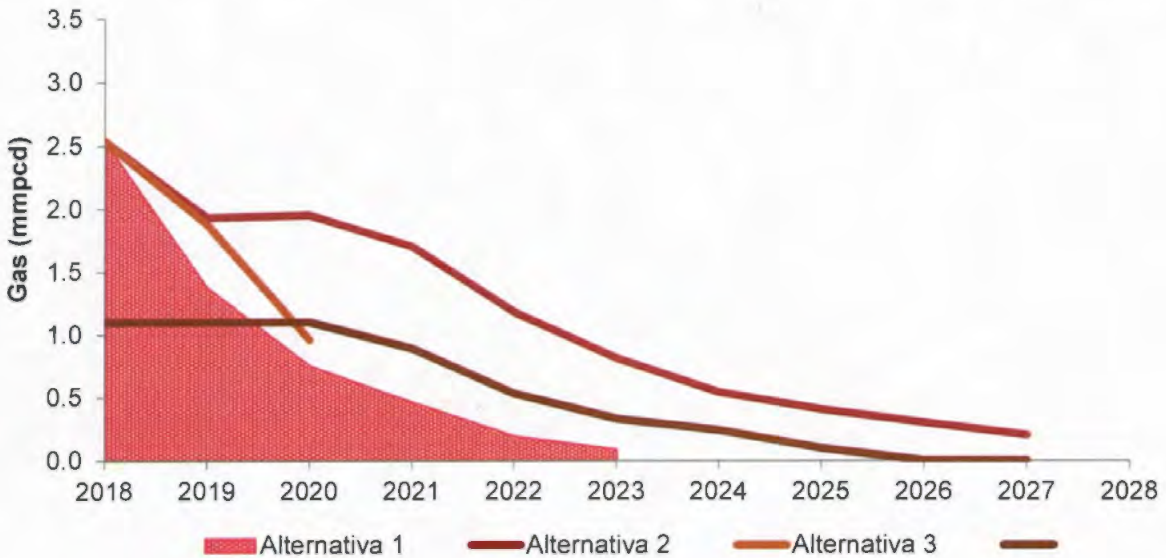


Figura 10. Pronóstico de producción de gas para las alternativas planteadas en el Campo Chac.

Derivado del análisis técnico-económico realizado y a los volúmenes de hidrocarburos a recuperar, la Alternativa 2 ofrece un mayor beneficio económico con respecto a la alternativa 1 dado que recupera un volumen mayor de hidrocarburos; sin embargo, dado que los beneficios adicionales que ofrece están sustentados con base en la reserva 3P, el riesgo es muy alto. Así mismo la alternativa 1 incluye una reparación mayor y una toma de información con el objetivo de verificar la existencia de dicha reserva, razón por la cual se seleccionó como la alternativa más viable.

Cabe hacer mención que de resultar exitosa la reparación mayor propuesta en la Solicitud, confirmando el potencial del Eoceno Medio, PEP deberá presentar la modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción que en su caso corresponda, a efecto de estar en posibilidad de desarrollar dicha formación.

777

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large '4' and several illegible signatures.

Actividades físicas de la alternativa seleccionada

Perforación y terminación de pozos

La alternativa seleccionada no contempla la perforación y terminación de pozos, dado que el volumen remanente no implicaría la perforación de un pozo, además la inversión correspondiente a la perforación afectaría considerablemente los indicadores económicos del proyecto (Alternativa 3)

Reparación mayor

El Operador propone una Reparación Mayor consistente en un cambio de intervalo en el pozo Cantarell-1007, del yacimiento BKS a Eoceno Medio. El objetivo de la RMA es confirmar el potencial productivo de la formación Eoceno Medio, que de resultar exitosa permitirá al Operador desarrollar la reserva 3P con un menor riesgo.

Se han probado pozos en la Formación calcarenitas del EM en los campos Chac y Nohoch; los cuales han mostrado resultados variables; pero con lo observado en el pozo Cantarell-2214 (que está en el mismo bloque que el Cantarell-1007) se tiene la evidencia necesaria para probar el pozo Cantarell-1007. El pozo en el que se propone realizar la prueba de presión-producción solo requiere cambio de intervalo y aparejo, su costo estimado es de 8.1 millones de dólares por lo que se estaría eficientando la inversión al no requerir de una perforación exclusiva para probar este horizonte además de que se cuenta con infraestructura de producción y no requiere de inversiones adicionales.

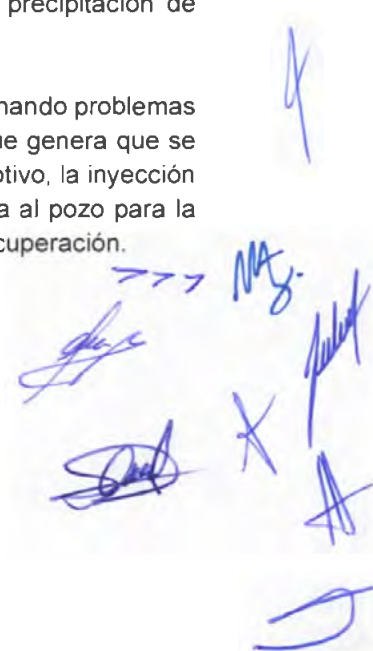
Al tratarse de una reserva posible es necesario probar para reclasificar e incorporarla a un futuro Plan de Desarrollo.

Reparación menor

El contratista propone realizar 33 Reparaciones Menores, consistentes en 30 limpiezas de aparejo y 3 correcciones de anomalías. En los pozos de la Asignación se cuenta con una fuerte problemática de precipitación de Carbonato de Calcio (CaCO_3) proveniente del agua de la formación BKS y todo el sistema integral de producción tal como: aparejo de producción, mandriles de inyección de gas de BN, válvula de tormenta, bola colgadora, bajantes, estranguladores y líneas superficiales, debido a la alta tendencia incrustante ($T.I > 1$) que presenta el agua de formación por los iones de Calcio que se encuentran solubles en la misma y su alta salinidad promedio de 100,000 ppm la cual producida con el aceite crudo en los pozos y los cambios termodinámicos de presión y temperatura se tiene como resultado la precipitación de incrustación inorgánica de CaCO_3 .

Dado lo anterior, se han presentado problemáticas por incrustaciones inorgánicas, ocasionando problemas mecánicos, obturamiento en tuberías y reducción de la productividad de los pozos, lo que genera que se lleguen a cerrar los mismos y por ende provocando diferimiento de producción. Por tal motivo, la inyección de solventes, ácido clorhídrico y ácidos orgánicos como acético y fórmico como limpieza al pozo para la disolución de dichas incrustaciones resulta apropiada y permite maximizar el factor de recuperación.

Toma de información



La propuesta de modificación al Plan de Desarrollo contempla un programa cuenta con un planteamiento de toma de información acorde a las necesidades del proyecto de explotación.

Para la prueba contemplada en la Formación Eoceno Medio (EM), se ha diseñado un programa de toma de información con sensores de fondo y en superficie que consta de:

- Calibración del pozo (asegurar la exposición libre en AP e intervalo).
- Tomar registro estático por estaciones (Pws, Ty, distribución de fluidos en el pozo).
- Curvas de decremento por tres distintos estranguladores.
- Curva de incremento.
- Muestras PVT.

Con la información resultante, el Operador petrolero llevará acabo la simulación de flujo multifásico en software especializado.

Las otras actividades a realizarse es el análisis de núcleos, ya que mediante análisis especiales el asignatario planea medir presiones capilares, permeabilidades relativas, daño a la formación, factores de recuperación con pruebas de desplazamiento para procesos de recuperación secundaria y mejorada, mojabilidad, entre otros parámetros.

La Asignación, es un campo con más de 20 años de explotación en la Formación Cretácico, y se observa una estabilización en su comportamiento de presión, mostrando poca disminución respecto a su presión original lo cual se explica por el empuje hidráulico proporcionado por un acuífero de alta energía. Por lo cual el Operador no tiene contemplado la aplicación de un proceso de recuperación secundaria, sin embargo, resulta importante analizar la factibilidad de aplicar un proceso de recuperación mejorada con el objetivo de producir parte del aceite remanente de la matriz en la zona barrida por el agua.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including "MTG.", "A", and "D".

Handwritten mark resembling an 'X' in blue ink.

Handwritten signature in blue ink.

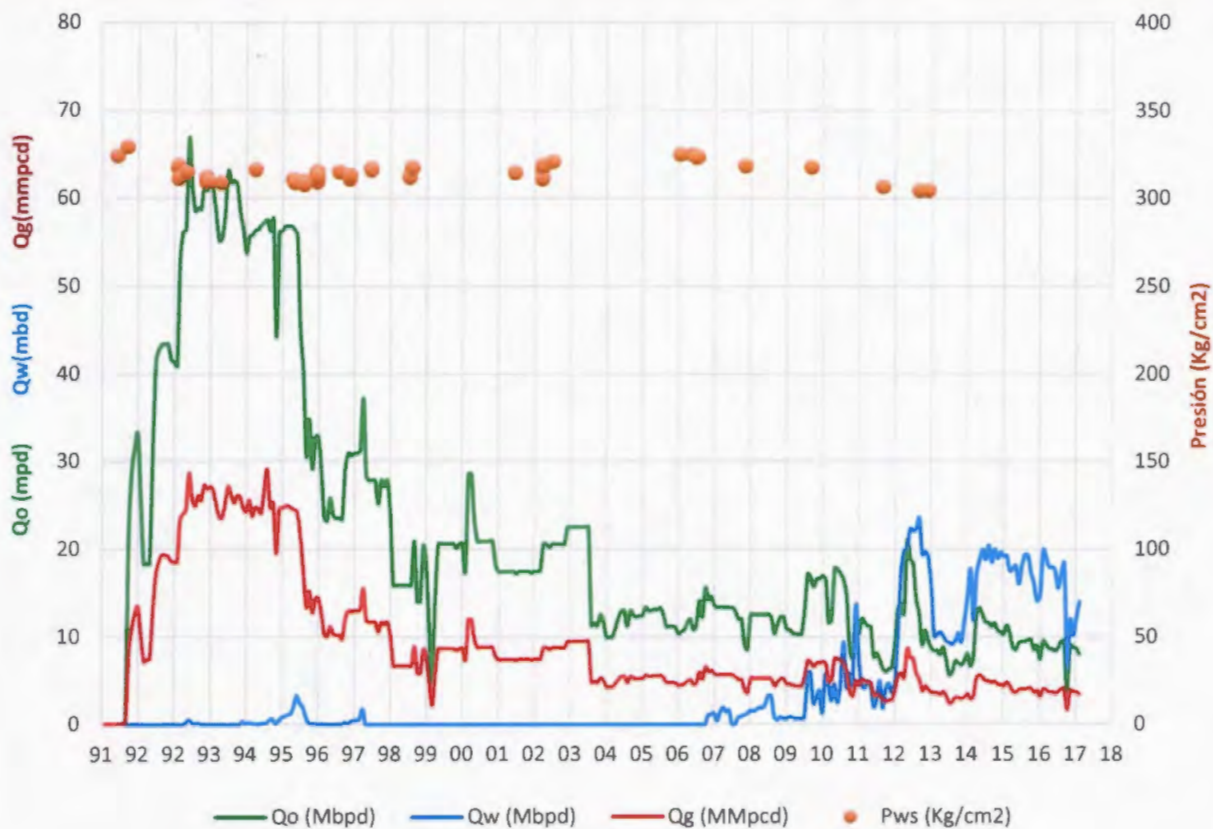


Figura 11. Histórico de presión - producción de aceite, gas y agua del Campo Chac.

En la gráfica anterior se observa que, derivado de la presencia del acuífero, en los últimos diez años se ha visto un incremento en la producción de agua por lo que será importante administrar los ritmos de producción de los pozos y monitorear el comportamiento de estos, para evitar que sean cerrados por problemas de agua.

g) Comparativo del Campo Chac a nivel internacional

Con el objeto de determinar si el Asignatario propone una modificación al Plan de Desarrollo del campo Chac procurando la maximización del factor de recuperación, la CNH realizó una comparación de los factores de recuperación con campos nacionales e internacionales de características y propiedades similares a las del campo Chac. Cabe señalar que todos los campos seleccionados se encuentran costa afuera con un tirante de agua similar.

A continuación, en las Tablas 9 y 10, se presenta un resumen de los campos internacionales utilizados en la comparación con sus respectivas características y propiedades.

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'g', 'M.G.', and several illegible signatures.]

| Campo | Litología | Fluido | Densidad [°API] | Sistemas Artificiales de Producción | Mecanismos de Empuje Primarios | Volumen original (mmbbls) |
|--------------------------------|---|---------------|-----------------|--|--|---------------------------|
| Chac (México) | Carbonatos Dolomitizados naturalmente fracturados | Aceite Pesado | 22° | Bombeo Neumático Continuo | Empuje por Acuífero Activo | 577.28 |
| Vega (Italia) | Calizas y Dolomías fracturadas | Aceite Pesado | 16° | -Electro Sumergibles -Bombeo Hidráulico | Empuje por Acuífero Activo | 400 |
| Prirazlom (Rusia) | Carbonatos con fracturas localizadas. | Aceite Pesado | 21-24° | Bombeo Hidráulico (a futuro) | Empuje por Acuífero Activo y Gas en Solución en menor medida | 795 |
| Lihua (China) | Carbonatos | Aceite Pesado | 16-23° | Bombas Electro Centrifugas | Empuje por Acuífero Activo y por Compactación | 1045 |
| Bima (Indonesia) | Carbonatos | Aceite Pesado | 16-24° | Bombeo Neumático e Hidráulico | Empuje por Acuífero Activo, Casquete de Gas en Solución. | 700 |
| | Arenas | | | | | |
| Amposta Marino (España) | Carbonatos | Aceite Pesado | 16-18° | Bombeo Neumático | Empuje por Acuífero Activo | 108 |

Tabla 11. Campos internacionales análogos y sus características (Fuente: CNH)

Handwritten notes and signatures in blue ink:

- Top right: A vertical line resembling the number '4'.
- Middle right: '777' written horizontally.
- Below '777': A signature that appears to be 'Mg. J. ...'.
- Below the signature: Another signature.
- Below that: A large 'X' mark.
- Bottom right: A signature.
- Very bottom right: A large, stylized signature.

| Campo | Métodos de Recuperación Secundaria, Terciaria ACTUALES | Métodos de Recuperación Secundaria, Terciaria PLANEADOS | Factor de Recuperación Actual (2P) | Factor de Recuperación Proyectado (2P) | Tipos de Pozos |
|-------------------------|--|---|-------------------------------------|---|--|
| Chac (México) | ----- | En Evaluación | Cretácico 36.22% Eoceno Medio 0% | Cretácico 37.03% Eoceno Medio 12.27% | 7 - Productores 1 - Cerrados 4 - Taponados 1 - Letrina |
| Vega (Italia) | Inyección de diésel - Acidificación - Inyección de Agua | ----- | 13.875% | 16.875% | 20 - Pozos Productores. (algunos con desviaciones) |
| Prirazlom (Rusia) | ----- | Inyección de Agua | ----- | 33.7% | 19 - Pozos Productores. 16 - Pozos Inyectores 5 - Pozos de Contingencia. |
| Liuhua (China) | Pozos Horizontales, Desviados y de Alcance Extendido - Acidificación | Inyección de Agua | 8.7% (2005) | 15.6% | 25 - Horizontales 10 - Desviados 11 - Alcance Extendido |
| Bima (Indonesia) | Pozos de Relleno - Simulación de Yacimientos -Acidificaciones | Inyección de Agua | 4.5% | 14.5% | 28 - Pozos de Relleno 54 - Productores |
| Amposta Marino (España) | Inyección de gas - Acidificación | ----- | 45-60% | 45-60% | 12 pozos |

Tabla 12. Campos internacionales análogos y sus características (Fuente: CNH)

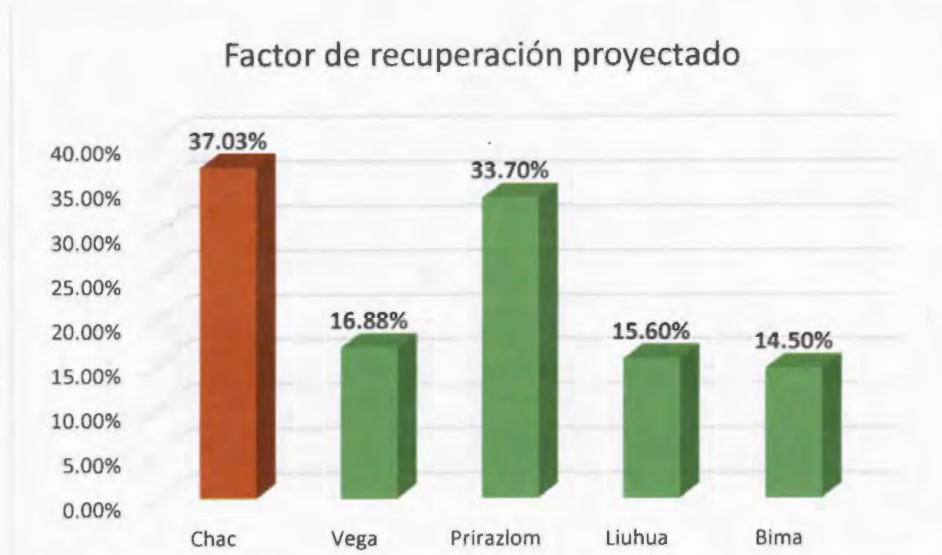


Figura 12. Comparativa de factores de recuperación proyectados de campos internacionales

Handwritten signatures and marks on the right side of the page, including a large signature at the top, a signature below it, and several smaller marks and initials.

Respecto a la comparación nacional, se seleccionaron campos vecinos de Chac en aguas someras del Golfo de México. Al igual que la comparación de campos internacionales, se hizo una comparativa de los factores de recuperación de aceite, como se puede apreciar en la Fig. 13.

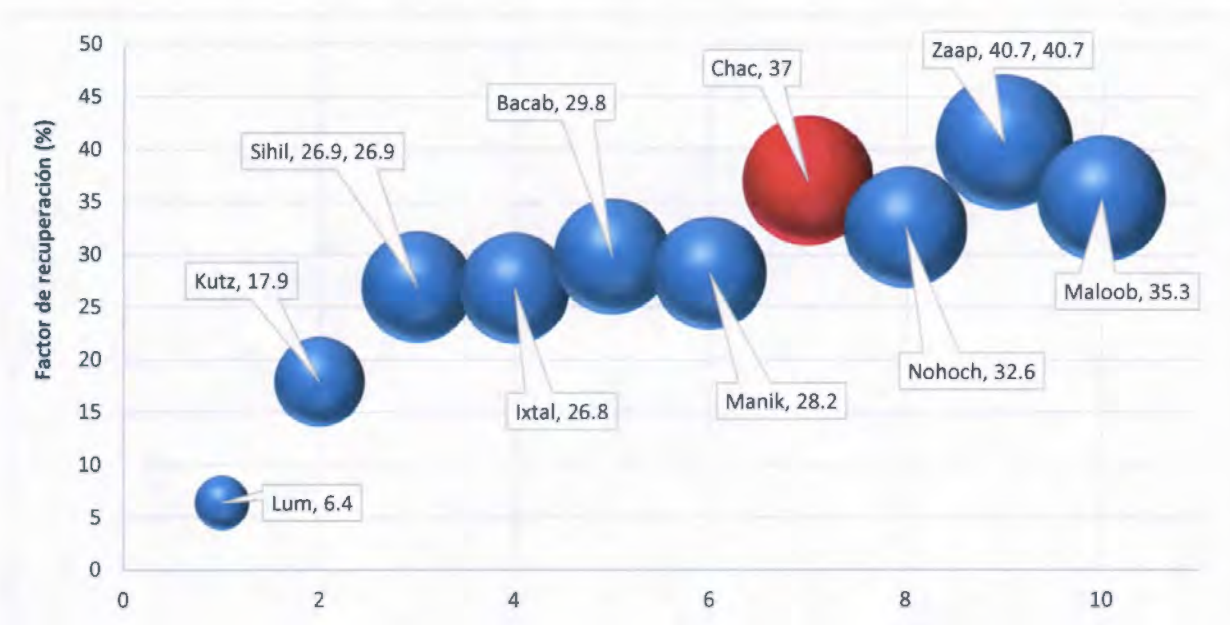


Figura 13. Factores de recuperación de aceite de campos vecinos del campo Chac.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

De la Figura 13 es relevante señalar que todos los campos corresponden a crudo de tipo pesado, de rocas carbonatadas, de aguas someras, que algunos como el caso del campo Zaap o Maloob han tenido algún tipo de proceso de recuperación adicional a la primaria como es la inyección de nitrógeno o agua, factores que impactan directamente en el factor de recuperación de hidrocarburos.

Del análisis realizado por esta Comisión, se observa que el factor de recuperación final estimado para el yacimiento BKS en Chac, está acorde con otros campos similares a nivel nacional internacional como es el caso de los campos Vega, Prirazlom, Liuhua, Bima Amposta Marino y a nivel nacional los que se visualizan en la Figura 13.

h) Evaluación Económica

La opinión económica de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0078-M-Campo Chac, considera los siguientes conceptos:

- a) Variación del monto de inversión del Plan vigente respecto a la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo.
- b) Descripción del Programa de Inversiones de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo.
- c) Consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo.
- d) Evaluación económica del proyecto de Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including 'MSJ', '777', and several illegible signatures.

a) Variación del monto de inversión Ronda Cero respecto a la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo

El Plan de Desarrollo vigente de la Asignación A-0078-M-Campo Chac considera para el periodo 2015-2025 una inversión total de 158 millones de dólares¹, 28 de Inversiones y 130 de gasto operativo.

En la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo, PEP propone desarrollar actividades a partir de 2018 con una inversión de 94 millones de dólares y 24 millones de dólares de gasto operativo, para un gasto total de 118 millones de dólares. La inversión que el Operador deberá realizar, correspondiente a la Actividad Petrolera de Abandono menciona que la ejecutará en los años 2024 y 2025.

Pemex manifiesta que erogó en el periodo 2015 a 2017 un total de 73 millones de dólares (de los 158 aprobados): 61 millones de dólares en inversión y 12 millones en gasto operativo.

Lo anterior, como se muestra en la siguiente figura, para el caso de las inversiones significa un incremento del 447%, respecto de la inversión originalmente propuesta.

**Comparativo de Inversión (millones de dólares)
Plan vigente vs Modificación al Plan**

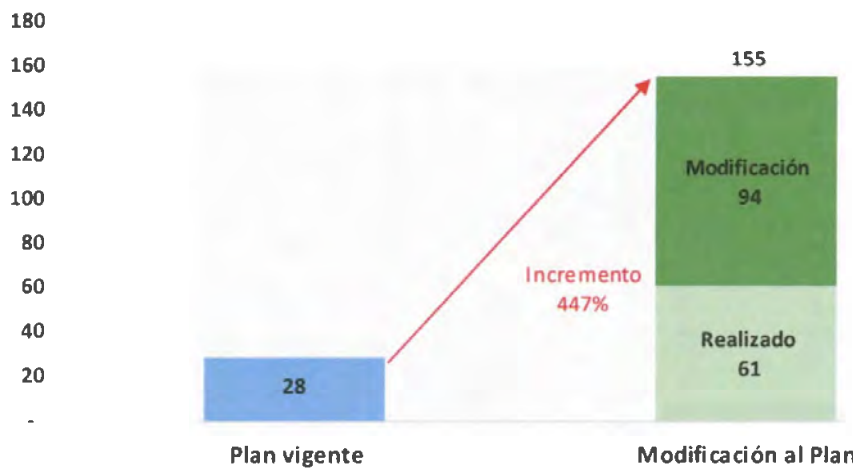


Fig. 14. Comparativo Ronda Cero respecto a Modificación al Plan (millones de dólares)
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

Así, la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo actualiza lo dispuesto en el artículo 40, fracción II, inciso h) 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.

b) Descripción del Programa de Inversiones de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo

El Programa de Inversiones de la Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo presentada por el Asignatario, desglosado por Actividad Petrolera y Sub-actividad Petrolera se presenta a continuación, esto de conformidad con lo establecido en los Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos; de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (en adelante, Lineamientos de Hacienda).

¹ Todos los montos señalados en esta opinión se presentan en dólares del 2018, lo anterior, para poder realizar los comparativos correspondientes

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top right, initials 'MSJ' in the middle right, and several other signatures at the bottom right.

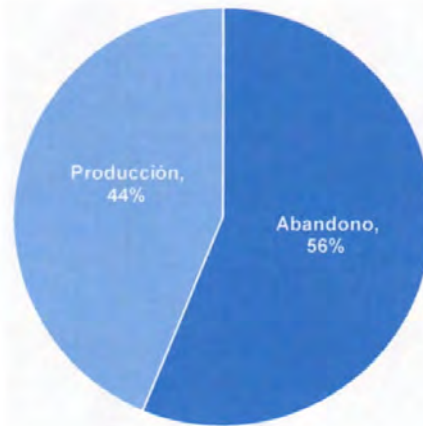


Fig. 15. Distribución del Programa de Inversiones por Actividad Petrolera \$ 94 millones de dólares.
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

| Actividad | Sub-actividad | Total (millones de dólares) |
|---------------------------------------|--|--------------------------------|
| Producción | Construcción Instalaciones | 2 |
| | Ductos | 0.07 |
| | General | 7 |
| | Intervención de pozos | 29 |
| | Operación de instalaciones de producción | 2 |
| | Otras Ingenierías | 0.01 |
| | Seguridad, Salud y Medio Ambiente | 1 |
| Abandono | Desmantelamiento de Instalaciones | 53 |
| Total gastos de inversión (2018-2034) | | 94 |
| Total costo operativo (2018-2034) | | 24 |
| Gastos totales | | 118 |

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

Tabla 13. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera (millones de dólares)

c) Consistencia de la información económica y las actividades propuestas en la Solicitud de modificación

Al respecto, se revisó y corroboró que la información económica fuera consistente con las actividades propuestas y estuviera presentada de conformidad con lo establecido en los Lineamientos de Hacienda

d) Evaluación económica del proyecto de Solicitud de modificación al Plan de Desarrollo

PEP presentó la evaluación económica correspondiente al proyecto propuesto en su solicitud de modificación. Al considerar las premisas propuestas por PEP para la alternativa de desarrollo seleccionada (con un horizonte de tiempo de 2018 a 2025) de producción, costos e inversiones, y al realizar la evaluación económica del proyecto, esta DGEEE, obtiene los siguientes resultados considerando un precio de 60 dólares por barril y 3 dólares por mmpc.:

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

| Indicador | Antes Impuestos | Después Impuestos |
|-------------|-----------------|-------------------|
| VPN (mmUSD) | 177 | 7 |
| TIR | Indeterminada | Indeterminada |
| VPI (mmUSD) | 65 | |
| VPN/VPI | 2.75 | 0.11 |

Tabla 14. Indicadores económicos obtenidos a partir de las premisas e información de PEP
(Fuente: CNH con la información presentada por PEP)

A partir del análisis correspondiente a la evaluación económica, se observa que de las estimaciones propuestas deriva un proyecto rentable y económicamente viable, considerando lo establecido en los Títulos Tercero y Cuarto de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos, en cuanto al régimen fiscal aplicable; como sin considerarlo.

i) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

Actualmente la Asignación A-0078-M-Campo Chac, determina y asigna los volúmenes y calidad de los hidrocarburos basándose en la metodología de balance presentada con el Séptimo Transitorio de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante LTMMH) donde son considerados como Puntos de Medición los del anexo 3 de los mismos.

Derivado de la solicitud de modificación al Plan de Desarrollo de la Asignación A-0078-M- Campo Chac y de conformidad con lo establecido en los artículos 42, 43 y 44 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, la Dirección General de Medición llevo a cabo el análisis y revisión de la información presentada por Pemex Exploración y Producción (en adelante PEP), con la finalidad de dar cumplimiento a la regulación vigente en Materia de Medición de Hidrocarburos.

Es necesario comentar que para el análisis y evaluación de la información se realizó con base en lo declarado por PEP, señalando que, derivado de los objetivos de la solicitud de modificación del Plan de Desarrollo con horizonte 2018-2025, donde se identifican estrategias orientadas al mantenimiento de la producción con una ejecución de obras que den como resultado la operación continua, con lo cual el campo garantizará la recuperación de las reservas 2P cuantificadas, y con esto la necesidad de adecuar la infraestructura existente para el manejo de los hidrocarburos producidos, por lo que para un mejor análisis y entendimiento de la información se incluye la Evaluación Técnica de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0078-M-Campo Chac, Anexo I.

Conducción y Manejo de la producción

La Asignación A-0078-M-Campo Chac, tiene un área de asignación de 26.50 km², ubicada a 80 Km de las costas de Campeche al NW de Ciudad del Carmen, Campeche, colindando al Oeste con el Campo Nohoch. Teniendo una producción hasta julio de 2018 de 5886 bls de aceite, 2.41 MMpcd de gas y 15,401 bls de agua, contando con 13 pozos reportados, reportando Aceite pesado de calidad 22°API. En 1991 a partir de la plataforma Chac-A se inició el desarrollo del campo con la perforación de los pozos Cantarell-162, 164, Cantarell-182, Cantarell-184, Cantarell-2192, Cantarell-2196 y Cantarell-2194, los cuales quedaron productores en la cima del yacimiento BKS.

Se cuentan con dos plataformas satélites Chac-A y Nohoch-C (ubicado en el Campo Nohoch) que transportan de manera directa la mezcla de hidrocarburos (gas-aceite) por las líneas L-119 y L-122 correspondiente al Centro de Proceso Nohoch, donde se juntan con la línea Nohoch-A perforación, incorporándose posteriormente al cabezal de mezcla del Centro de Proceso. Véase figura 16.

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

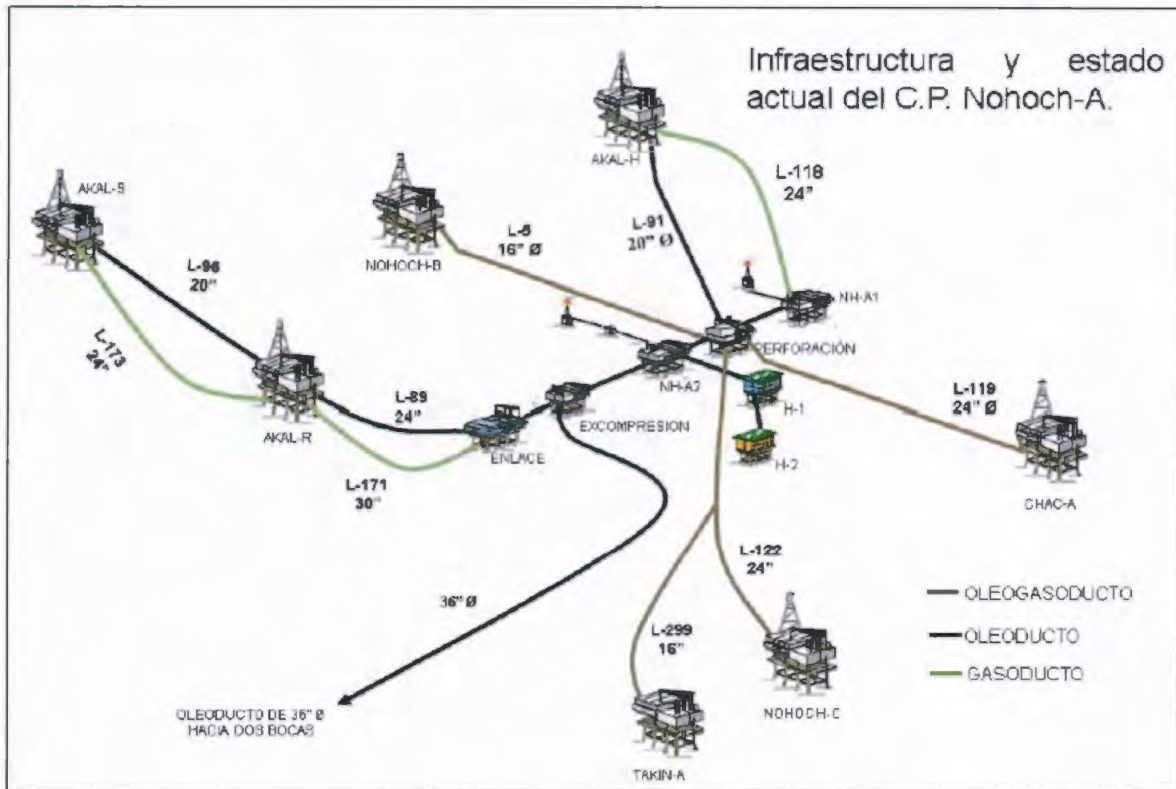


Figura 16. Estado actual de la infraestructura del Centro de Proceso Nohoch. Fuente: PEP.

En caso particular, la corriente de hidrocarburos (gas-aceite) proveniente de la Plataforma Takin-A se junta por medio de una línea submarina L-299 de 16" con la producción de la plataforma Nohoch-C, fluyendo de manera conjunta hacia el Centro de Proceso por medio de la línea L-122 de 24", e incorporándose igualmente al cabezal de mezcla (plataforma de perforación) donde se reúne la producción hacia el separador de primera etapa en Nohoch-A1 (FA-6105), llevando a cabo la separación del aceite crudo del gas disuelto, posteriormente el aceite separado fluye hacia el cabezal de aceite.

En las Plataformas Akal-R y Akal-S se cuentan con separadores remotos, los cuales realizan una primera etapa de separación gas-aceite, el aceite separado que fluye por la línea L-96 de la plataforma Akal-S con destino Akal-R y en conjunto se envían por la línea L-89 de 24", que llega al Centro de Proceso y se incorpora al cabezal de aceite separado, por otra parte, el gas separado se junta por las líneas submarina L-173 y L-171 y se incorpora al cabezal de succión de compresores Booster en el Centro de Proceso Nohoch.

El aceite crudo húmedo del cabezal de aceite separado, fluye hacia la planta deshidratadora donde se separa la mayor parte del agua contenida y posteriormente es enviado al separador de segunda etapa (FA-6107), el aceite crudo fluye hacia cuatro turbobombas para su represionamiento, posteriormente es cuantificado por el Sistema de Medición PA-3103 para finalmente ser enviado hacia la Terminal Marítima Dos Bocas por línea 1, para condiciones de flexibilidad operativa tomaría Línea 3 hacia la terminal.

El gas obtenido en el separador de primera etapa en NH-A1 (FA-6105), se envía hacia el tanque rectificador de gas de primera etapa, donde se condensan las partículas de líquido que pueda arrastrar la corriente de gas. El gas que sale del rectificador de primera etapa fluye hacia el cabezal de succión de compresores Booster, juntándose con el gas amargo procedente de las plataformas Akal-R y Akal-S, el cual es comprimido por seis turbocompresores (Cuatro centauros 50 y dos Taurus 60), en la plataforma Nohoch-A se encuentra el Sistema de Medición SM-1401 (succión) y SM-409 (descarga).

Posteriormente el gas, es enviado a la plataforma NH-A2 para ser recomprimido por los turbocompresores de alta presión MARS-100 A, B, y C, donde se realiza la medición independiente del volumen de gas a través del Sistema de Medición SM-704. Finalmente, el gas recomprimido es enviado al turbocompresor de inyección en NH-AE donde es cuantificado por el Sistema de Medición SM-TCBN-1, y el gas excedente es enviado a Akal-G para ser recomprimido por los módulos de inyección de AKAL-G1 y cuantificado por el Sistema de Medición SM-102.

Medición de Aceite

En el Centro de Proceso Nohoch-A, se maneja la mezcla de hidrocarburos procedente de las plataformas satélites Akal-H, Akal-R, Akal-S (pertenecientes a la Asignación A-0008-M-Campo Akal), Chac-A (Asignación A-0078-M-Campo Chac y A-0237-M Campo Nohoch), Nohoch-B, Nohoch-C (Asignación A-0078-M-Campo Chac y A-0237-M Campo Nohoch) y Takin-A (Asignación A-0322 Campo Takín), el cual cuenta con 14 estructuras para el manejo y transporte de la producción de Chac.

Las Plataformas satélites Chac-A y Nohoch-C (ubicado en el Campo Nohoch) transportan de manera directa la mezcla de hidrocarburos por las líneas L-119 y L-5 ambas de 24" y 16", correspondientes hacia el Centro de Proceso (Nohoch), donde se juntan con la línea Nohoch-A de perforación, incorporándose posteriormente al cabezal de mezcla del Centro de Proceso.

La mezcla de hidrocarburos (gas-aceite) procedente de la plataforma Takin-A, se junta por medio de una línea submarina L-299 de 16", con la producción de la Plataforma Nohoch-C, para fluir de manera conjunta hacia el Centro de Proceso por medio de la línea L-122 de 24" e incorporándose igualmente al cabezal de mezcla donde se reúne la producción en Nohoch-A1 (separador de primera etapa FA-6105), llevando a cabo la separación del aceite crudo del gas disuelto, para posteriormente fluir hacia el cabezal de aceite separado.

En Akal-R y Akal-S se encuentran separadores remotos, en los cuales se realiza la primera etapa de separación de gas-aceite, el aceite de Akal-R y Akal-S fluye en conjunto por la línea L-89 de 24", que llega al Centro de Proceso Nohoch y se incorpora al cabezal de aceite separado, el gas separado se junta por las líneas submarinas L-171 y L-173, para incorporarse al cabezal de succión de compresores Booster en el C.P. Nohoch.

El aceite separado del cabezal fluye hacia la planta deshidratadora del C.P. Nohoch-A, donde se separa la mayor parte del agua congénita para posteriormente ser enviado al separador de segunda etapa (FA-6107), el aceite crudo fluye hacia cuatro turbobombas para su represionamiento y a continuación es cuantificado por el Sistema de Medición PA-3103 para finalmente ser enviado hacia la Terminal Marítima Dos Bocas por Línea 1 y ser cuantificado por los sistemas de la tabla 1. Para condiciones de altos inventarios bajaría operativamente por Línea 3. Una vez cuantificado en la TMDB se envía la mezcla al Centro Comercializador de Crudo Palomas y a su vez es medido mediante los sistemas de la Tabla 2.

777
MSJ. J...
J...
A
S
J

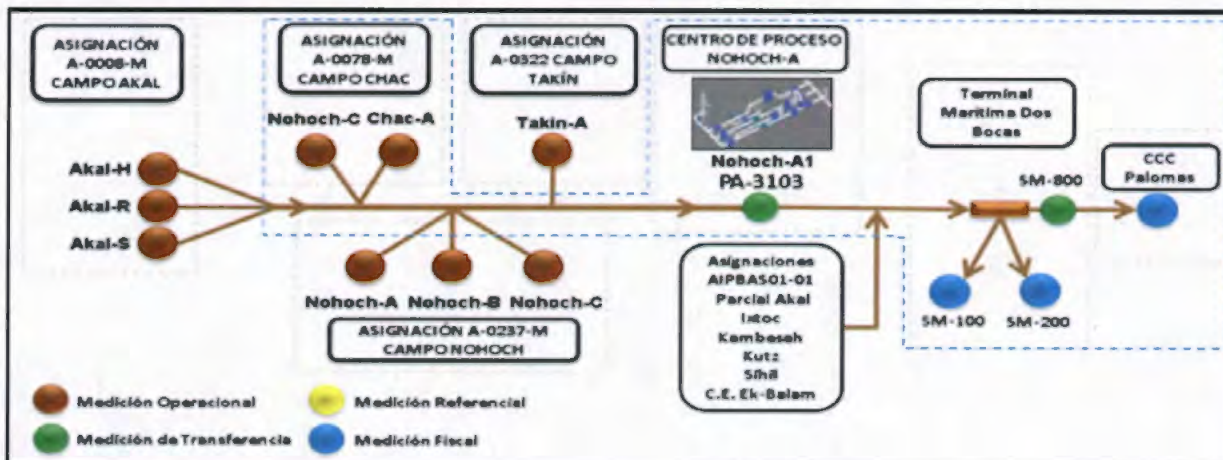


Figura 17. Estado actual de la llegada de corrientes de aceite al Centro de Proceso Nohoch. Fuente: PEP.

En las siguientes tablas 13 y 14 se muestran los Sistemas de Medición correspondientes a los Puntos de Medición por los cuales es cuantificada la producción de la Asignación Chac.

| Patrón de Medición | | | Medidor de flujo | Incertidumbre |
|--------------------|--|------------------|------------------|---------------|
| SM-100 | 11 trenes de Producción con probador bidireccional | Marca/Tecnología | Turbina | 0.2 % |
| | | Tamaño/Modelo | 8 | |
| SM-200 | 6 trenes de producción con probador unidireccional | Marca/Tecnología | Turbina | 0.18 % |
| | | Tamaño/Modelo | 12 | |
| | | Tamaño/Modelo | 12 | |

Tabla 15.- Sistemas de Medición de aceite en la TMDB. Fuente PEP.

| TAG del paquete de medición | TAG del sistema de medición | Tipo | Marca | Diámetro | Incertidumbre |
|-----------------------------|-----------------------------|-------------|---------------|----------|---------------|
| PA-100 | FE-111 | Ultrasónico | Faurer Herman | 10" | 0.22 % |
| | FE-121 | | | | |
| | FE-131 | | | | |
| | FE-141 | | | | |
| | FE-151 | | | | |
| PA-200 | FE-211 | Ultrasónico | G.E. | 8" | 0.22 % |
| | FE-221 | | | | |
| | FE-231 | | | | |
| | FE-241 | | | | |
| PA-300 | FE-311 | Ultrasónico | G.E. | 8" | 0.22 % |
| | FE-321 | | | | |
| | FE-331 | | | | |

| | | | | | |
|--|---------|--|--|--|--|
| | FE-1721 | | | | |
| | FE-1731 | | | | |

Tabla 16.- Sistemas de Medición de aceite en CCC Palomas. Fuente PEP

Derivado de que algunos de los valores de incertidumbre se encuentran por encima de lo establecido para los Puntos de Medición, el Operador Petrolero menciona que en el AIPBAS01-01 la incertidumbre se estimará durante la vida productiva de la Asignación (2023); para mayor detalle refiérase al Anexo I, Evaluación de los Mecanismos de Medición.

Medición de Gas

El gas obtenido en NH-A (FA-6105) separador de primera etapa, se envía hacia el tanque rectificador de gas de primera etapa, donde se condensan las partículas de líquido que pueda arrastrar la corriente de gas. El gas que sale del rectificador de primera etapa fluye hacia el cabezal de succión de compresores Booster juntándose con el gas amargo procedente de las estructuras Akal-R y Akal-S, el cual es comprimido por seis turbocompresores (cuatro centauros 50 y dos Taurus 60) en la plataforma Nohoch-A Enlace, donde se realiza la cuantificación del volumen de gas por medio de los Sistemas de Medición SM-1401 (succión) y SM-409 (descarga).

Posteriormente es enviado a la NH-A2, para ser comprimido por los turbocompresores de alta presión MARS-100 A, B y C, donde se realiza la medición independiente del volumen de gas a través del Sistema de Medición SM-704.

Finalmente, el gas recomprimido es enviado al turbocompresor de inyección en NH-AE donde es cuantificado por el Sistema de Medición SM-TCBN-1 Figura 18.

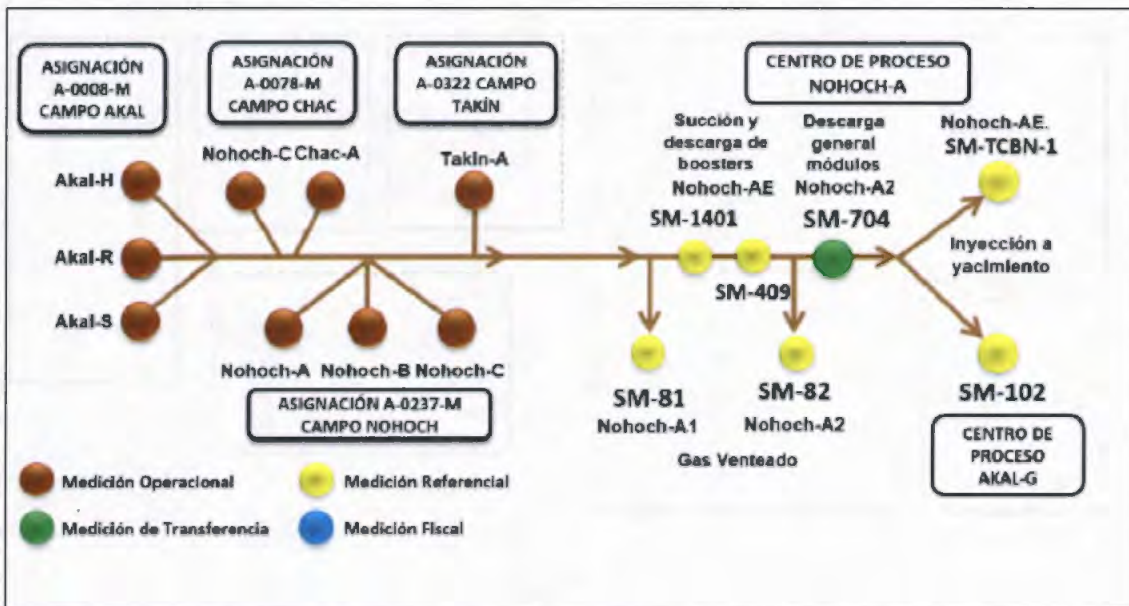


Figura 18. Estado actual de la llegada de corrientes de gas al Centro de Proceso Nohoch. Fuente: PEP.

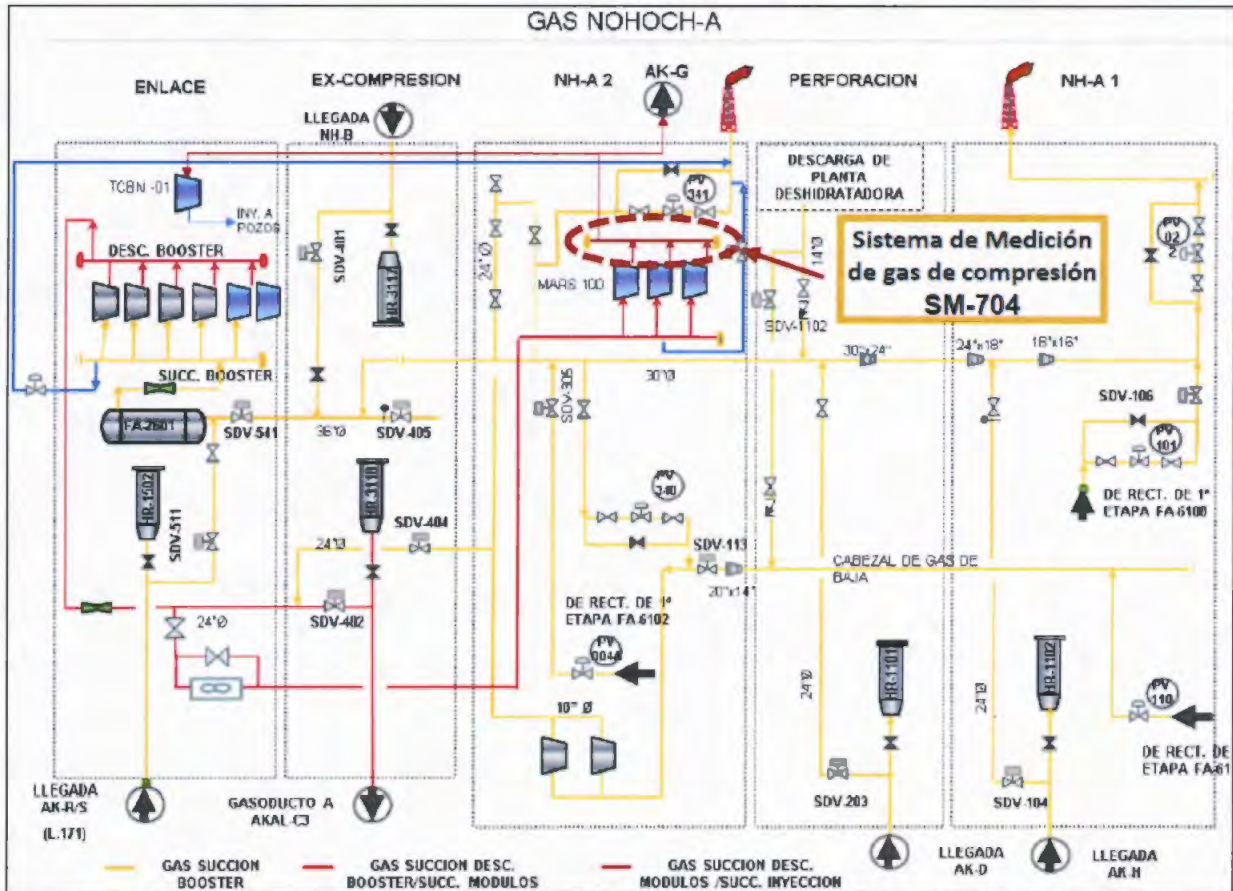


Figura 19. Diagrama del manejo general y ubicación del sistema de medición de Gas y Condensado a través de Nohoch-A. Fuente: PEP.

Derivado de la información entregada por el Operador Petrolero, señala en sus diagramas que no existen Puntos de Medición Fiscal para gas, ya que todo el gas es manejado de manera referencial a los puntos de medición de referencia e inyección a Yacimiento por medio del Sistema de Medición SM-TCBN-1.

En las siguientes tablas 15 y 16 se muestran los Sistemas de Medición correspondientes a los Puntos de Medición por los cuales es cuantificada la producción de la Asignación Chac.

| Nohoch-A | Tipo | Cantidad | Tamaño | Incertidumbre |
|----------|----------------|----------|--------|---------------|
| Gas | Placa Orificio | 1 | 14 pg | Programada |

Tabla 15. Sistema de Medición SM-TCBN-1. Fuente: PEP.

| Nohoch-A1 | Tipo | Cantidad | Tamaño | Incertidumbre |
|-----------|-------------|----------|--------|---------------|
| Gas | Ultrasónico | 2 | N/D | 5% |
| Nohoch-A2 | Tipo | Cantidad | Tamaño | Incertidumbre |
| Gas | Ultrasónico | 2 | N/D | 5% |

Tabla 17. Sistema de Medición de envío de gas a Atmosfera. Fuente: PEP

Derivado de que algunos de los valores de incertidumbre se encuentran por encima de lo establecido para los Puntos de Medición, el Operador Petrolero menciona que en el AIPBAS01-01 la incertidumbre se

estimaré durante la vida productiva de la Asignación (2023); para mayor detalle refiérase al Anexo I, Evaluación de los Mecanismos de Medición.

Medición de Condensados:

Con respecto al manejo de los condensados, estos son recuperados en los tanques de succión y descarga de los compresores booster y de los módulos mars 100, siendo incorporados al proceso de manejo de líquidos por medio de la línea de entrada al separador trifásico de Nohoch-perforación, para ser medidos posteriormente por el sistema de medición de líquidos de Nohoch-A1 en conjunto con la producción de aceite crudo del Centro de Proceso Nohoch-A.

Considerando el diseño de la estructura en Nohoch-A, para la determinación del volumen de los condensados de la Asignación Chac se realizará de manera teórica bajo el sustento de la norma API MPMS 14.5 (en tanto no exista normatividad que la sustituya) en la descarga de los módulos de Nohoch-A2 para lo cual se realizará como insumo de los resultados de los análisis cromatográficos de este punto de muestreo y el volumen de gas cuantificado por los medidores de presión diferencial instalados.

Medición de Agua

Para la determinación del volumen de agua, se realiza a través de un medidor de corte de agua en aceite, este a su vez monitorea de manera constante y en tiempo real la concentración del agua que fluye por el sistema de medición de líquidos PA-3103 ubicado en Nohoch-A1, como una mejor práctica se realizan las actividades de trazabilidad del instrumento y para efectos de validación, se realiza la toma de muestras del fluido en el sistema para la determinación de porcentaje de agua y sólidos por análisis de laboratorio.

Para la medición de agua congénita, de acuerdo con lo presentado por el Operador, dentro de la infraestructura para el manejo de la producción del C.P. Nohoch-A se establece un sistema de medición para el volumen de agua congénita a la salida de la planta deshidratadora y su posterior envío a pozo de captación.

Medición Multifásica

Para la utilización de esta tecnología en la medición de pozos, el operador petrolero documentó lo siguiente:

“Derivado de la disminución de producción de los pozos y al deterioro de los separadores de prueba e instrumentación secundaria ocasionado principalmente por el medio ambiente de las áreas costa fuera, la evaluación económica indica que los costos por mantenimiento del proceso de medición por medio de separadores de prueba (separador fijo) son muy altos, por lo tanto resulta más rentable el uso de otras tecnologías como lo es la medición multifásica, las cuales pueden ser del tipo portátil, siendo capaces de realizar la medición en distintas instalaciones bajo un programa de realización de aforos, compartiendo así los costos.”

Las inversiones y costos de operación referidos en la evaluación económica, Anexo I Evaluación de los Mecanismos de Medición, son el insumo para el cumplimiento de los programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la Medición de los Hidrocarburos, el Operador documenta que son la base fundamental para mantener dentro de los límites establecidos los niveles de incertidumbre de los sistemas de medición de la Asignación Chac.

Determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos

Para la determinación de los volúmenes de hidrocarburos líquidos y gaseosos el Operador Petrolero presenta los procedimientos correspondientes los cuales están basados en la normatividad API 5.6 medidores tipo Coriolis, API 12.2.2 y 20.1 para hidrocarburos líquidos y AGA 3, API 14.3 para placas de orificio y AGA 9 medidores del tipo ultrasónicos, para la medición de hidrocarburos gaseosos, los volúmenes serán determinados mediante los procedimientos presentados por el Operador llamaclo

“Procedimiento de medición volumétrica para hidrocarburos líquidos” y “Procedimiento de medición volumétrica para hidrocarburos gaseosos” en los cuales se contempla la normatividad correspondiente para el muestreo y análisis de los hidrocarburos, las cuales cumplen con lo establecido en el anexo II de los LTMMH, como lo son ASTM 1945 cromatografía de gases y ASTM-1298 densidad API, ASTM D-4007 agua y sedimento, ASTM D-4006 agua en petróleo.

Adicionalmente a los procedimientos anteriores, el Operador Petrolero presentó los procedimientos para asignación de los volúmenes de aceite, gas y condensado a partir del balance de la medición volumétrica realizada en los Puntos de Medición hacia los pozos del campo Chac.

Cabe resaltar que, derivado del análisis a la información presentada para la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos, se puede concluir que mediante estos procedimientos presentados se da cumplimiento a los requerimientos solicitados para la determinación de volumen y calidad de los hidrocarburos conforme a los LTMMH.

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 250.334/2018 de fecha 27 de junio de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-112 con fecha del 5 de julio de 2018, se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el PEP, manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a dos premisas, 1) determinar el volumen y calidad de los hidrocarburos provenientes del área referida y, 2) la incorporación de una metodología de bancos de calidad .

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Mecanismos de Medición y el Punto de Medición propuestos por el Operador Petrolero 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 su Anexo correspondiente.

j) Comercialización de Hidrocarburos

Manejo y comercialización del gas.

El Asignatario presenta las características de instalaciones para manejo del gas proveniente del Campo Chac, donde muestra que el gas producido en la Asignación A-0078-M - Campo Chac, se separa en el C.P. Nohoch-A en donde se mezcla con las corrientes de hidrocarburos de los campos Akal, Nohoch y Takín en la plataforma de producción Nohoch-A1, para enviarse a los turbocompresores ubicados en la plataforma de Nohoch-A Enlace, para su compresión y posterior envío hacia los turbocompresores ubicados en Nohoch-A2 (Mars 100) el excedente del gas de presión intermedia se envía para su compresión en el C.P. Akal-C; el gas comprimido por los módulos (Mars 100) se envían a la succión del turbocompresor BN-01 ubicado en Nohoch-A Enlace, para su compresión a alta presión (108 kg/cm2 aproximadamente) y envío a los 3 pozos de inyección al yacimiento Akal en Nohoch-A Perforación, el excedente de gas se envía al C.P. Akal-G donde se mezcla con las llegadas de Akal-B, Akal-C y Akal-G para comprimirse e inyectarse al yacimiento Akal, por lo que el Asignatario evidencia que el gas proveniente del campo Chac no se comercializa.

Manejo y disposición de fluidos

El Asignatario presenta las características de instalaciones para el manejo de fluidos, indicando equipos y capacidades. Asimismo, se visualiza el proceso que la molécula de aceite sigue, donde la producción de la Asignación A-0078-M - Campo Chac, se transportan hacia el C.P. Nohoch-A por los ductos L-119 de

Chac-A hacia Nohoch-A Perforación y L-122 de Nohoch-C hacia Nohoch-A Perforación, donde se incorpora y es procesada con la producción de los campos Akal, Nohoch y Takin.

El asignatario evidencia que una vez en el complejo la mezcla se envía al separador bifásico de primera etapa FA-6105 por medio de un cabezal de 30" de diámetro para estabilizarlo, quitándole la mayor parte de gas contenido; una vez estabilizado se envía por medio de un cabezal de aceite separado de 30" de diámetro a la planta deshidratadora ubicada en Nohoch-A Perforación y posteriormente se manda toda la producción deshidratada hacia el C.P. Akal-C mediante L-1 a la Terminal Marítima de Dos Bocas (TMDB) vía rebombeo.

k) Programa Aprovechamiento del Gas Natural

El Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación A-0186-M fue aprobado el 20 de junio de 2018 mediante la Resolución CNH.E.37.002/18, por lo que en esta solicitud de Modificación al Plan de Desarrollo, el Asignatario presenta la actualización a dicho programa, la cual se muestra a continuación.

El gas producido en la Asignación Chac se mezcla con las corrientes de hidrocarburos de los Campos Akal, Nohoch-A y Takin y debido a que se encuentra con alto porcentaje de nitrógeno se inyecta a la Asignación.

El Asignatario presento la actualización al Programa de Aprovechamiento de Gas la cual considera las mismas acciones e inversiones aprobadas por la Comisión. El objetivo del Operador planteado es la conservación y el uso eficiente del gas natural asociado, asegurando la capacidad de manejo, disponibilidad y confiabilidad del sistema de recolección, procesamiento y distribución de este en condiciones técnicas y económicamente viables.

Considerando lo establecido en las disposiciones técnicas para el aprovechamiento de gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos el cálculo de la meta de aprovechamiento anualizado se calcula con la siguiente fórmula:

$$MAG_t = \left[\frac{A+B+C+T}{GP+GA} \right] \times 100$$

Donde:

MAG = Meta de Aprovechamiento Anual

t = Año de cálculo

A = Autoconsumo (volumen/año)

B = Uso en Bombeo Neumático (volumen/año)

C = Conservación (volumen/año)

T = Transferencia (volumen/año)

GP = Gas Natural Asociado producido (volumen/año)

GA = Gas Natural Asociado adicional no producido en el Área de Asignación o Contractual (volumen/año)

Por lo que la meta de aprovechamiento de gas natural asociado (MAG) de la Asignación para el año 2020 es la siguiente:

$$MAG_{18} = \left[\frac{0+0+0.74+0}{0.75+0} \right] \times 100 = 98\%$$

En las Tablas y en la gráfica siguientes se muestran los pronósticos de producción del gas natural asociado de forma anual para el resto de la vigencia perteneciente a la Asignación.

| Programa de Gas (MMPCD) | | | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 |
|----------------------------|----|--|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Producción de gas | GP | | 2.50 | 1.48 | 0.81 | 0.49 | 0.21 | 0.09 |
| | GA | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Autoconsumo | A | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Bombeo Neumático | B | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Conservación | C | | 2.30 | 1.45 | 0.79 | 0.48 | 0.20 | 0.09 |
| Transferencia | T | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Gas Natural no Aprovechado | | | 0.02 | 0.03 | 0.02 | 0.01 | 0.004 | 0.00 |
| % de aprovechamiento | | | 94.0% | 98.0% | 98.0% | 98.0% | 98.0% | 98.0% |

Tabla 18. Porcentajes de aprovechamiento para la modificación propuesta (Fuente: PEP)

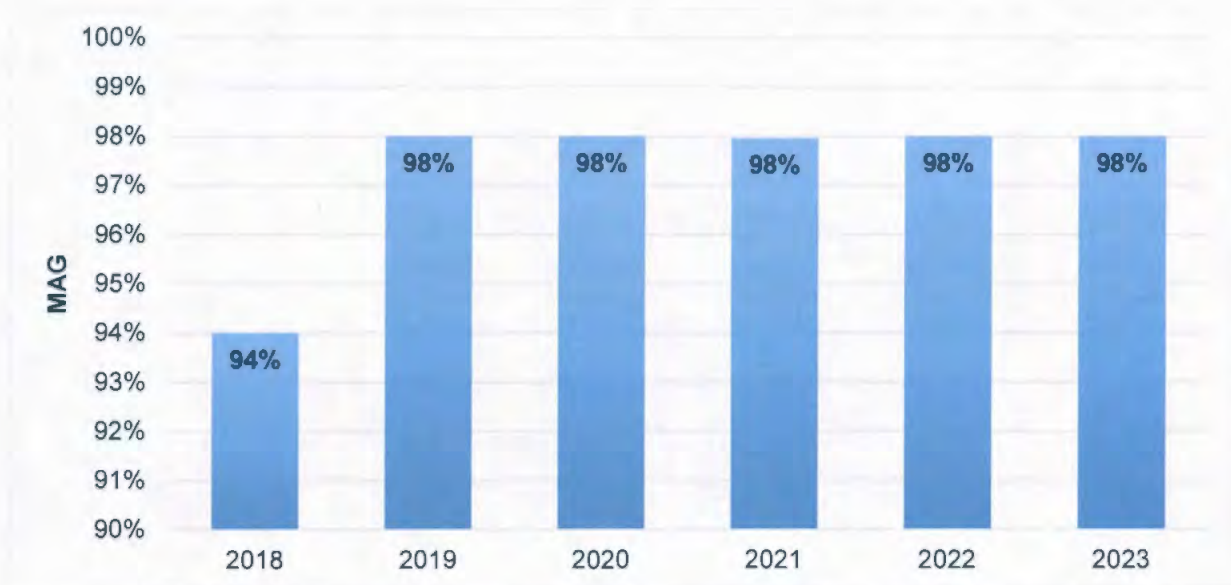


Figura 20. Porcentajes de aprovechamiento para la modificación propuesta (Fuente: PEP)

Como acciones a realizar para incrementar el aprovechamiento de gas en la Asignación, el Operador considera el mantenimiento preventivo y predictivo a los equipos que manejan el gas, para incrementar la confiabilidad de estos y el manejo de pozos.

No se tiene visualizado llevar a cabo infraestructura nueva para el aprovechamiento del Gas, sólo considera continuar con el manejo eficiente del gas en el Centro de Proceso Nohoch-A, apoyados en los programas de mantenimiento de los equipos para manejo de gas (Continuidad Operativa).

| 2018 | | | | | | | | | | | | | FECHA INICIO | FECHA TERMINO | DURACION (DÍAS) |
|-------|---------------------------|---------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|--------------|---------------|-----------------|
| INST. | EQUIPO | ACTIVIDAD | P/R | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEP | OCT | NOV | DIC | | | |
| NH-A | Mars 100A | Mantenimiento Anual | P | | | | | | ■ | | | | 17/09/2018 | 30/09/2018 | 14 |
| | | | R | | | | | | | | | | | | |
| | Mars 100B | Mantenimiento Anual | P | | | | | ■ | | | | | 16/08/2018 | 29/08/2018 | 14 |
| | | | R | | | | | | | | | | | | |
| | Mars 100C | Mantenimiento Anual | P | | | | | | | ■ | | | 17/10/2018 | 30/10/2018 | 14 |
| | | | R | | | | | | | | | | | | |
| | Centauro Dual (Inyección) | Mantenimiento Anual | P | | | | | | | ■ | | | 04/10/2018 | 17/10/2018 | 14 |
| | | | R | | | | | | | | | | | | |

Tabla 19. Programa de Mantenimiento

Máxima relación Gas-Aceite a la cual los pozos pueden operar.

Para el caso de la Asignación A-0078-M-Campo Chac, el cual cuenta con un yacimiento bajo saturado y en donde la Pb del campo es de 127 Kg/cm², la presión actual es de 300 kg/cm². Por lo anterior en este yacimiento no se contempla alcanzar la Pb durante su vida Productiva, por lo que para esta asignación la RGA máxima a considerar en la producción de pozos se establece en 75 (m³/m³).

A continuación, en la Tabla , se indica la Relación Gas Aceite máxima obtenida por aforos a pozos de la Asignación.

| Formación | RGA (m ³ /m ³) |
|-----------|---------------------------------------|
| | Máxima |
| Chac BKS | 75 |

Tabla 20. Máxima Relación Gas Aceite a la que podrá producir el pozo. (Fuente: PEP)

deys

[Handwritten signature]

777

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

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

Con el fin de medir el grado de cumplimiento de las metas y objetivos establecidos en la modificación del Plan de Desarrollo, a continuación, en la Tabla 20 se muestran los indicadores clave de desempeño conforme al artículo 12, fracción II de los Lineamientos, así como las métricas de evaluación de acuerdo con lo establecido en el artículo 44 de la Ley de Hidrocarburos y artículo 33, fracciones IV y VI de los Lineamientos:

| Característica | Cumplimiento del tiempo programado para la Etapa de Visualización | Cumplimiento del tiempo programado para la Etapa de Conceptualización |
|-------------------------------------|---|---|
| Metas o parámetros de medición | El propósito de este indicador es asegurar que se cumpla con los tiempos establecidos para la etapa de Visualización garantizando la entrega a tiempo de los productos de la fase y optimizando el uso de los recursos humanos que participan en el proyecto. | El propósito de este indicador es asegurar que se cumpla con los tiempos establecidos para la etapa de Conceptualización garantizando la entrega a tiempo de los productos de la fase y optimizando el uso de los recursos humanos que participan en el proyecto. |
| Unidad de medida | Porcentaje | Porcentaje |
| Fórmula o descripción del indicador | $X = \frac{T(V) \text{ real}}{T(V) \text{ estimado}} * 100$ | $X = \frac{T(V) \text{ real}}{T(V) \text{ estimado}} * 100$ |
| Frecuencia de medición | Al finalizar la perforación y prueba de un pozo | Al finalizar la perforación y prueba de un pozo |
| Periodo de reporte a la Comisión | Al finalizar la perforación y prueba de un pozo | Al finalizar la perforación y prueba de un pozo |
| Característica | Cumplimiento del tiempo programado para la Etapa de Definición | |
| Metas o parámetros de medición | El propósito de este indicador es asegurar que se cumpla con los tiempos establecidos para la etapa de Definición garantizando la entrega a tiempo de los productos de la fase y optimizando el uso de los recursos humanos que participan en el proyecto. | |
| Unidad de medida | Porcentaje | |
| Fórmula o descripción del indicador | $X = \frac{T(V) \text{ real}}{T(V) \text{ estimado}} * 100$ | |
| Frecuencia de medición | Al finalizar la perforación y prueba de un pozo | |
| Periodo de reporte a la Comisión | Al finalizar la perforación y prueba de un pozo | |
| Característica | Cumplimiento del tiempo real de entrega de Programa de Intervención autorizado a UNP | Grado de disponibilidad de equipos, materiales y servicios (EMS) de perforación y terminación. |

| | | |
|-------------------------------------|--|--|
| Metas o parámetros de medición | El propósito de este indicador es asegurar que se cumpla con los tiempos establecidos para la entrega del Programa Autorizado a UNP, tiempo medido antes del inicio de la intervención del pozo. | El propósito de este indicador es gestionar la procura de los equipos, materiales y servicios críticos para la perforación y terminación de pozos establecidos en la Ingeniería Básica, soporte para su adquisición y contratación oportuna. |
| Unidad de medida | Porcentaje | Porcentaje |
| Fórmula o descripción del indicador | $X = \frac{T_{Estimado}}{T_{Real\ de\ entrega}} * 100$ | $X = \frac{MECD}{MECSP} * 100$ |
| Frecuencia de medición | Al finalizar la perforación y prueba de un pozo | Al finalizar la perforación y/o la terminación del pozo |
| Periodo de reporte a la Comisión | Al finalizar la perforación y prueba de un pozo | Al finalizar la perforación y/o la terminación del pozo |
| Característica | Nivel de convergencia al Limite Técnico | Lecciones aprendidas |
| Metas o parámetros de medición | El propósito de este indicador es evaluar el grado aproximación del tiempo de perforación y terminación real al tiempo establecido en el Limite Técnico. | El propósito de este indicador es evaluar en qué grado se documentan y difunden las Lecciones Aprendidas identificadas en la etapa de Evaluación del VCDSE de pozos |
| Unidad de medida | Porcentaje | Porcentaje |
| Fórmula o descripción del indicador | $X = \frac{T (Perf + Term)_{real}}{T (Lt)} * 100$ | $X = \frac{L. A\ Difundidas}{L. A\ Identificadas} * 100$ |
| Frecuencia de medición | Al finalizar la terminación del pozo | Al finalizar la perforación y terminación de un pozo |
| Periodo de reporte a la Comisión | Al finalizar la terminación del pozo | Al finalizar la perforación y terminación de un pozo |
| Característica | Cumplimiento del gasto inicial de producción | Éxito de desarrollo |
| Metas o parámetros de medición | El propósito de este indicador es evaluar el grado de certeza en la estimación del gasto inicial de producción del pozo. | El propósito de este indicador es evaluar el cumplimiento del compromiso de éxito de desarrollo. |
| Unidad de medida | Porcentaje | Porcentaje |
| Fórmula o descripción del indicador | $X = \frac{Gip\ real}{Gip\ esperado} * 100$ | $X = \frac{N. pozose}{T. pozosperf} * 100$ |

Handwritten notes and signatures in blue ink on the right margin, including a large signature and several initials.

Handwritten signature in blue ink at the bottom left corner.

| | | |
|-------------------------------------|---|---|
| Frecuencia de medición | Al finalizar la terminación de un pozo | Al finalizar la perforación de un pozo |
| Periodo de reporte a la Comisión | Al finalizar la terminación de un pozo | Al finalizar la perforación de un pozo |
| Característica | Éxito en costo de perforación del pozo | |
| Metas o parámetros de medición | El propósito de este indicador es evaluar el nivel de asertividad del costo programado de perforación del pozo. | |
| Unidad de medida | Porcentaje | |
| Fórmula o descripción del indicador | $X = \frac{C_{Real.Perf}}{C_{Prog.Perf}} * 100$ | |
| Frecuencia de medición | Informes trimestrales y al finalizar la perforación del pozo | |
| Periodo de reporte a la Comisión | Informes trimestrales y al finalizar la perforación del pozo | |
| Característica | Éxito en costo de terminación del pozo | Éxito en el tiempo de perforación del pozo |
| Metas o parámetros de medición | El propósito de este indicador es evaluar el nivel de asertividad del costo programado de terminación del pozo. | El propósito de este indicador es evaluar el nivel de asertividad del tiempo programado de perforación del pozo |
| Unidad de medida | Porcentaje | Porcentaje |
| Fórmula o descripción del indicador | $X = \frac{C_{Real.Term}}{C_{Prog.Term}} * 100$ | $X = \frac{T_{Real.Perf}}{T_{Prog.Perf}} * 100$ |
| Frecuencia de medición | Informes trimestrales y al finalizar la terminación del pozo | Informes trimestrales y al finalizar la perforación del pozo |
| Periodo de reporte a la Comisión | Informes trimestrales y al finalizar la terminación del pozo | Informes trimestrales y al finalizar la perforación del pozo |
| Característica | Éxito en el tiempo de terminación del pozo | Objetivos geológicos alcanzados |
| Metas o parámetros de medición | El propósito de este indicador es evaluar el nivel de asertividad del tiempo programado de terminación del pozo | El propósito de este indicador es evaluar el nivel de cumplimiento de los objetivos del proyecto pozo. |
| Unidad de medida | Porcentaje | Porcentaje |

| | | |
|-------------------------------------|--|--|
| Fórmula o descripción del indicador | $X = \frac{T_{Real. Term}}{T. Prog. Term} * 100$ | $OGA = \frac{NObj - alcanzad}{N. Obj - Prog.} * 100$ |
| Frecuencia de medición | Informes trimestrales y al finalizar la terminación del pozo | Al finalizar la perforación del pozo |
| Periodo de reporte a la Comisión | Informes trimestrales y al finalizar la terminación del pozo | Al finalizar la perforación del pozo |
| Característica | Éxito geométrico del pozo | |
| Metas o parámetros de medición | El propósito de este indicador es evaluar el nivel de asertividad de la geometría del diseño real del pozo. | |
| Unidad de medida | Porcentaje | |
| Fórmula o descripción del indicador | $EG = \frac{\sum_{i=1}^n [OD_i^2 (MD_i - MD_{i-1})]_{Prog}}{\sum_{i=1}^n [OD_i^2 (MD_i - MD_{i-1})]_{real}}$ | |
| Frecuencia de medición | Al finalizar la perforación del pozo | |
| Periodo de reporte a la Comisión | Al finalizar la perforación del pozo | |
| Característica | Producción | Producción |
| Metas o parámetros de medición | Determinar diariamente el contenido de agua y sedimentos en la corriente de hidrocarburos líquidos, de acuerdo con la metodología de análisis y frecuencia de muestreo seleccionado según especificaciones contractuales aplicables o de control de proceso locales. | Determinar el contenido de Nitrógeno en la corriente de hidrocarburos gaseosos, de acuerdo a la metodología de análisis y frecuencia de muestreo seleccionado según especificaciones contractuales aplicables o de control de proceso locales. |
| Unidad de medida | Definir el estatus de cada día como dentro o fuera de especificación. | Definir el estatus de cada análisis cromatográfico como dentro o fuera de especificación. |
| Fórmula o descripción | % días = (NF/N)*100 | % días = (NF/N)*100 |

| | | |
|----------------------------------|--|---|
| del indicador | | |
| Frecuencia de medición | % días= Porcentaje de días fuera de especificación para el contenido de agua y sedimentos en hidrocarburos líquidos. NF= Número de días fuera de la especificación máxima de contenido de agua y sedimentos. N= Número de días totales del mes. Dato fuera de especificación >13% | % días= Porcentaje de días fuera de especificación para el contenido de Nitrógeno en hidrocarburos gaseosos. NF= Número de días fuera de la especificación máxima de contenido de Nitrógeno. N= Número de días totales del mes. Dato fuera de especificación >7% |
| Periodo de reporte a la Comisión | Anual | Anual |

Tabla 21. Indicadores de desempeño para el Plan de Desarrollo
(Fuente: Asignatario).

| Característica | Tiempo de perforación de un pozo | Tiempo de reparaciones en pozo |
|-------------------------------------|---|--|
| Metas o parámetros de medición | Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de perforación de un pozo real con respecto al programado | Porcentaje de la diferencia del tiempo promedio de las reparaciones en pozo con respecto al programado |
| Unidad de medida | Porcentaje de desviación | Porcentaje de desviación |
| Fórmula o descripción del indicador | $\frac{TP - (TP_{real} - TP_{plan})}{(TP_{plan})} * 100$ | $\frac{TRP - (TRP_{real} - TRP_{plan})}{(TRP_{plan})} * 100$ |
| Frecuencia de medición | Al finalizar la perforación-terminación de un pozo | Al finalizar la reparación-terminación de un pozo |
| Periodo de reporte a la Comisión | Semestral | Semestral |
| Característica | Tasa de éxito de perforación para los pozos de desarrollo | |
| Metas o parámetros de medición | Porcentaje de pozos de desarrollo exitoso con respecto al número total de pozos de desarrollo perforados El éxito se considera cuando el pozo contribuye a la producción del yacimiento | |
| Unidad de medida | Porcentaje | |
| Fórmula o descripción del indicador | $TEPD = \frac{\text{Pozos delimitadores exitosos}}{\text{Total de Pozos del desarrollo}} * 100$ | |

| | | |
|-------------------------------------|--|--|
| Frecuencia de medición | Al finalizar la perforación y prueba de un pozo | |
| Periodo de reporte a la Comisión | Al finalizar la perforación y prueba de un pozo | |
| Característica | Tasa de éxito de reparaciones | Reparaciones Mayores |
| Metas o parámetros de medición | Porcentaje de reparaciones exitosas con respecto al número total de reparaciones hechas El éxito se considera cuando existe optimización de la producción en el pozo | Porcentaje de la diferencia entre las reparaciones mayores realizadas respecto a las programadas en el año |
| Unidad de medida | Porcentaje | Porcentaje |
| Fórmula o descripción del indicador | $TER = \frac{\text{Reparaciones exitosas}}{\text{Total de reparaciones}} * 100$ | $DRMA = \frac{RM_{Areal} - RM_{plan}}{RM_{Aplan}} * 100$ |
| Frecuencia de medición | Semestral | Semestral |
| Periodo de reporte a la Comisión | Semestral | Semestral |
| Característica | Tiempo de perforación de un pozo | Tiempo de reparaciones en pozo |
| Metas o parámetros de medición | Porcentaje de la diferencia entre los pozos perforados en el año respecto a los planeados en el año | Porcentaje de la diferencia entre los pozos terminados en el año respecto a los programados en el año |
| Unidad de medida | Porcentaje | Porcentaje de desviación |
| Fórmula o descripción del indicador | $DPP = \frac{PP_{real} - PP_{plan}}{PP_{plan}} * 100$ | $DTP = \frac{TP_{real} - TP_{plan}}{TP_{plan}} * 100$ |
| Frecuencia de medición | Semestral | Semestral |
| Periodo de reporte a la Comisión | Semestral | Semestral |
| Característica | Producción | Gasto de operación |
| Metas o parámetros de medición | Porcentaje de desviación de la producción acumulada del campo o yacimiento real con respecto a la planeada en un tiempo determinado | Porcentaje de desviación del gasto de operación real con respecto al programado en un tiempo determinado |
| Unidad de medida | Porcentaje de desviación | Porcentaje de desviación |
| Fórmula o descripción del indicador | $DPA = \frac{PA_{real} - PA_{plan}}{PA_{plan}} * 100$ | $DGO = \frac{GO_{real} - GO_{plan}}{GO_{plan}} * 100$ |
| Frecuencia de medición | Semestral | Semestral |

| Periodo de reporte a la Comisión | Semestral | Semestral |
|---|---|--|
| Característica | Desarrollo de reservas | |
| Metas o parámetros de medición Unidad de medida | Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado Porcentaje de desviación | |
| Fórmula o descripción del indicador Frecuencia de medición Periodo de reporte a la Comisión | $DDR = \frac{DR_{real} - DR_{plan}}{DR_{plan}} * 100$ Semestral Semestral | |
| Característica | Factor de recuperación | Productividad |
| Metas o parámetros de medición Unidad de medida | Porcentaje de la diferencia entre el factor de recuperación real con respecto al planeado a un tiempo determinado Porcentaje de desviación | Producción promedio de un pozo o grupo de pozos entre el total de pozos Barriles por día (bd) |
| Fórmula o descripción del indicador Frecuencia de medición Periodo de reporte a la Comisión | $DFR = \frac{FR_{real} - FR_{plan}}{FR_{plan}} * 100$ Semestral Semestral | Producción diaria promedio de un pozo o grupo de pozos dividida entre el número de pozos en el grupo Semestral Semestral |
| Característica | Contenido Nacional | Aprovechamiento de Gas Natural |
| Metas o parámetros de medición Unidad de medida | Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado Porcentaje de desviación | Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento de gas real respecto al programado Porcentaje de desviación |
| Fórmula o descripción del indicador Frecuencia de medición Periodo de reporte a la Comisión | $DCN = \frac{CN_{real} - CN_{plan}}{CN_{plan}} * 100$ Semestral Semestral | $DAGN = \frac{AGN_{real} - AGN_{plan}}{AGN_{plan}} * 100$ Semestral Semestral |

Tabla 22. Indicadores de desempeño para el Plan de Desarrollo
(Fuente: CNH).

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 fracción II y III de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Asignatario en la Asignación, con el fin de verificar que el proyecto que este último lleve a cabo, esté de acuerdo con las Mejores Prácticas Internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el valor de los

hidrocarburos. Por lo anterior, se presentan los indicadores que utilizará la Comisión con el fin de dar seguimiento al Plan.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 22.

| Actividad | Programadas | Ejercidas | Porcentaje de desviación |
|---------------|-------------|-----------|--------------------------|
| Perforación | 0 | | |
| Terminación | 0 | | |
| RMA | 1 | | |
| RME | 33 | | |
| Ductos | 0 | | |
| Taponamientos | 11 | | |

Tabla 23. Indicador de desempeño de las actividades ejercidas (Fuente: Comisión).

- 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 23.

| Actividad | Sub-actividad | Total (millones de dólares) |
|---------------------------------------|--|-----------------------------|
| Producción | Construcción Instalaciones | 2 |
| | Ductos | 0.07 |
| | General | 7 |
| | Intervención de pozos | 29 |
| | Operación de instalaciones de producción | 2 |
| | Otras Ingenierías | 0.01 |
| | Seguridad, Salud y Medio Ambiente | 1 |
| Abandono | Desmantelamiento de Instalaciones | 53 |
| Total gastos de inversión (2018-2034) | | 94 |
| Total costo operativo (2018-2034) | | 24 |
| Gastos totales | | 118 |

Tabla 24. Programa de Inversiones por Sub-actividad Petrolera (Fuente: Comisión).

- iii) Las actividades Planeadas por el Asignatario están encaminadas al incremento de la producción en la Asignación, mismo que está condicionado al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de aceite y gas que se obtenga derivada de ejecución de las actividades, como se muestra en la Tabla 24.

| Fluido | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | Total 2018-2034 (Mmb y Mmmpc) |
|---------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------------------------------|
| Producción de aceite programada (mbd) | 6.01 | 3.31 | 1.81 | 1.10 | 0.46 | 0.20 | 6.01 | 3.31 | 4.71 |
| Producción de aceite real (mbd) | | | | | | | | | |
| Porcentaje de desviación | | | | | | | | | |
| Producción de gas programada (mmpcd)* | 2.54 | 1.37 | 0.75 | 0.46 | 0.19 | 0.08 | 2.54 | 1.37 | 1.97 |
| Producción de gas real (mmpcd) | | | | | | | | | |
| Porcentaje de desviación | | | | | | | | | |

Tabla 25. Indicadores de desempeño de la producción de aceite y gas en función de la producción reportada (Fuente: Comisión).

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

Handwritten number "777" in blue ink.

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

VI. Sistema de Administración de Riesgos

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A-0078-M-Campo Chac, sin perjuicio de la obligación de PEP de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Plan.

En relación con el Sistema de Administración de Riesgo, mediante oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0452/2018 recibido el 4 de mayo de 2018, informó lo siguiente:

- La Asignación A-0203-M-Campo Chac, se encuentra amparada en la autorización número ASEA-PEM16001C/A10417, del Sistema de Administración del REGULADO, ubicada en la Unidad de Implantación denominada: Activo integral de Producción Bloque AS01-01, con número de identificación: ASEA-PEM16001C/A10417-05.
- A la fecha el REGULADO no ha informado a la AGENCIA las actividades que plantea realizar en el marco de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0078-M-Campo Chac.

Por lo anteriormente expuesto, la Agencia le hace de su conocimiento que, para efectos de encontrarse amparadas en la autorización número ASEA-PEM16001C/A10417, las actividades planteadas por el REGULADO para ser realizadas dentro de la Modificación al Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación A-0078-M-Campo Chac, el REGULADO deberá realizar ante la AGENCIA lo siguiente:

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

RESUELVE TERCERO. - Previa 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, para efectos de encontrarse amparadas por la presente autorización.

Aunado a lo anterior, cabe señalar que el REGULADO está obligado a dar cabal cumplimiento a los TÉRMINOS y RESUELVES establecidos en el oficio resolutivo 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 número ASEA-PEM16001C/A10417.

VII. Programa de cumplimiento de Contenido Nacional

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la modificación del Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A-0078-M-Campo Chac, sin perjuicio de la obligación de PEP de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Plan.

En la información presentada por el Asignatario se observa el siguiente porcentaje de cumplimiento de Contenido Nacional:

| Año | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Porcentaje de Contenido Nacional | 30.01% | 31.16% | 32.10% | 33.10% | 34.07% | 35.05% | 36.65% | 37.60% |

Tabla 26. Porcentaje de Contenido Nacional (Fuente: SE).

En relación con la opinión emitida por la Secretaría de Economía mediante oficio UCN.430.2018.280 recibido el 26 de julio de 2018, suscrito por el Titular de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético, informa que es probable que se cumpla con las obligaciones de Contenido Nacional establecidas en el Título de Asignación para el periodo de tiempo 2018-2025, en consecuencia, tienen una opinión favorable respecto al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional que se utilizará para la modificación del Plan de Desarrollo para la Asignación A-0078-M Campo Chac.

Handwritten signatures and initials in blue ink on the right side of the page, including a large signature at the top, several smaller initials and signatures below it, and the number '777' written near the bottom right.

VIII. Resultado del dictamen técnico

La Comisión llevó a cabo la evaluación de la modificación al Plan presentado por el Asignatario de conformidad con el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y el artículo 39 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como los artículos 6,7,8 fracción II,11,20, 40, fracción II, incisos e) y h) y 41 de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Título de Asignación.

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

Aceleran el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país; toda vez que las actividades propuestas en la Solicitud permitirán a PEP recuperar la reserva documentada.

Aunado a lo anterior, la información técnica que se obtenga de la ejecución de dichas actividades ayudará a tener una adecuada administración de los campos y permitirá desarrollar un conocimiento sólido sobre los yacimientos de la Asignación.

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

El Plan establece actividades encaminadas al aseguramiento de la continuidad operativa y de producción en el yacimiento Cretácico a través de reparaciones menores, consistentes en limpiezas de aparejo y corrección de anomalías, las cuales ayudarán a incrementar el factor de recuperación a valores finales de 37.03% para el aceite y de 50.24% para el gas.

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

Promueve el desarrollo de las actividades de Extracción de Hidrocarburos en beneficio del país, en razón de que las actividades planteadas en la Solicitud son determinantes para promover el desarrollo de las actividades de Extracción, toda vez que están encaminadas al aseguramiento de la continuidad operativa y de producción en la Asignación.

d) 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 por el Asignatario respecto a la ingeniería de producción, como es la utilización del sistema artificial de Bombeo Neumático, la simulación de flujo multifásico en software especializado y la prevención de incrustaciones a través de limpiezas de pozos con solventes y ácidos, son adecuadas para dar continuidad al desarrollo de la Asignación y maximizar el factor de recuperación en condiciones económicamente viables .

e) El programa de aprovechamiento del Gas Natural

Previo a la presentación de la Solicitud, el 20 de junio de 2018, la Comisión aprobó el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural de la Asignación mediante Resolución CNH.E.37.002/18 y requirió a PEP la actualización del calendario de actividades de dicho programa.

Por lo que, en atención al contenido de la Solicitud y la actualización recibida en esta Comisión mediante oficio PEP-DG-SCOC-458-2018 recibido el 13 de agosto de 2018, se advierte que la información presentada por PEP no modifica la meta de aprovechamiento de gas, manteniendo las acciones e inversiones que originalmente fueron aprobadas en la Resolución de referencia.

Por lo tanto, de conformidad con los principios de economía y celeridad que rigen la actuación administrativa, con la Solicitud se tiene por actualizado el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural

| Formación | RGA (m ³ /m ³) |
|-----------|---------------------------------------|
| | Máxima |
| Chac BKS | 75 |

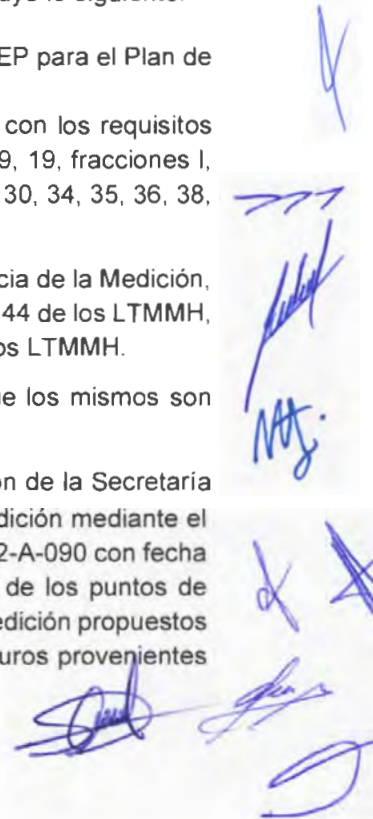
f) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presenta por PEP respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación A-0078-M-Campo Chac en la solicitud de modificación a su Plan de Desarrollo, consiste en la implementación y ejecución de actividades que involucran a los Sistemas de Medición y Mecanismos de Medición propuestos durante los años 2018 a 2025, comprometiéndose a la fechas de entrega y actualización de cronogramas de actividades presentados y contenidos en la evaluación de los Mecanismos de Medición del Anexo I del presente dictamen, en los términos que establecen los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, cumpliendo con la normatividad vigente para la medición dinámica de los hidrocarburos a producirse.

Al respecto, de la información presentada por PEP y del resultado del análisis y evaluación realizada a la conceptualización para la implementación de los Mecanismos de Medición y los Sistemas de Medición, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por el Operador, conforme al apartado de medición que antecede y el Anexos I de 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:


- i. Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por PEP para el Plan de Desarrollo, en términos de artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:
- ii. 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, fracciones I, II, III, IV, 21, 22, 23, 24, 25, fracción I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, fracciones I, II, 29, 30, 34, 35, 36, 38, 39, 40 y 42.
- iii. 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.
- iv. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por PEP.
- v. 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 250.214/2018 de fechas 09 de mayo de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-090 con fecha del 11 de mayo de 2018 se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el PEP, "... siempre que los mecanismos y puntos de medición propuestos por el Asignatario permitan determinar el volumen y la calidad de los hidrocarburos provenientes




del área referida de conformidad con los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos expedidos por esa Comisión, y dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diversas, prevean la incorporación de una metodología de bancos de calidad, que permitan imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de asignación o áreas contractuales de las que provengan", por lo que se advierte que sólo en tanto se cumplan las premisas antes mencionadas esta Secretaría estará de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos. Resaltando que la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos se puede determinar de conformidad con lo establecido en los LTMMH, y que la metodología por el banco de calidad deberá ser implementado.

- vi. En atención al contenido de dicha opinión, se advierte que los Puntos de Medición propuestos por PEP, cumplen con las disposiciones previstas en los LTMMH en dichos Puntos de Medición conforme al artículo 42 de los LTMMH, por lo cual se advierte que dicha Secretaría a está de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos.
- vii. Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:
- viii. 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 la figura 2 y 3 del presente dictamen.
- ix. Se determina que PEP 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.
- x. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los Diagnósticos que serán presentados por parte de PEP, en términos del análisis realizado en el apartado IX del Anexo I del presente Dictamen.
- xi. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para la Asignación campo Chac en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismo, PEP deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Anexo I, por lo que ya no se deberá utilizar la metodología de Balance referida en el Séptimo Transitorio y aprobada en la resolución CNH.E.03.002/16, para la medición de cada uno de los Hidrocarburos producidos.

ELABORÓ


ING. JESÚS EDUARDO MARTÍNEZ MARTÍNEZ
Subdirector de Área
Dirección General de Dictámenes de Extracción

ELABORÓ


ING. JOSÉ ALFREDO FUENTES SERRANO
Subdirector de Área
Dirección General de Medición

ELABORÓ

ING. HÉCTOR EDUARDO JOFRE UGALDE

Director de Área

Dirección General de Comercialización de Producción

ELABORÓ

MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA

Directora General Adjunta

Dirección General de Estadística y Evaluación Económica

REVISÓ

ING. SAMUEL ROMERO CAMACHO

Director General Adjunto

Dirección General de Comercialización de Producción

REVISÓ

ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ

Director General

Dirección General de Dictámenes de Extracción

REVISÓ

MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO

Directora General

Dirección General de Medición

REVISÓ

MTRA. MARÍA ADAMEIA BURGUEÑO MERCADO

Directora General

Dirección General de Estadística y Evaluación Económica

AUTORIZÓ

MTRÓ. LEÓN DANIEL MENA VELÁZQUEZ

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 29 y 35 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, de la modificación al Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación A-0078-M-Campo Chac.

| | | |
|---|--|--|
| | Comisión Nacional de Hidrocarburos Unidad Técnica de Extracción Dirección General de Medición | |
| Evaluación Técnica de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0078-M-Campo Chac | | |

Introducción

Se hace referencia a los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (en adelante, LTMMH o Lineamientos) publicados en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF) el 29 de diciembre de 2015 y modificados mediante Acuerdos CNH.E.32.001/15, CNH.E.29.002/16 y CNH.E.61.005/17, publicados en el DOF los días 11 de febrero, 2 de agosto del 2016 y 11 de diciembre de 2017.

Al respecto la Dirección General de Medición realizó el análisis y evaluación técnica de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición de la Asignación A-0078-M-Campo Chac (en adelante, Asignación), propuestos por Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP) como parte de la modificación del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación en comento.

Objetivo

Evaluar la propuesta de Mecanismos de Medición y de Puntos de Medición presentados por PEP como parte de la modificación del Plan del Desarrollo de la Asignación, en términos de lo establecido en los LTMMH.

Evaluación Técnica

PEP presentó como parte de su propuesta de modificación de Plan de Desarrollo la información correspondiente a la implementación de los Mecanismos de Medición y los Puntos de Medición de la Asignación.

El análisis y evaluación de los Mecanismos de Medición y los Puntos de Medición, se realizó conforme a la información remitida por el Operador mediante los escritos referidos en el Aparato anterior, a fin de establecer los resultados de dichos Mecanismos en términos de lo establecido en el artículo 46 de los Lineamientos.

La evaluación técnica en comento se realizó de conformidad con lo establecido en el artículo 43 de los Lineamientos, el cual establece que la Comisión deberá llevar a cabo lo siguiente:

- I. Verificar la suficiencia de la información a que se refiere el artículo 42 de los Lineamientos;
- II. Analizar la información proporcionada por el Operador y su cumplimiento de la Gestión y Gerencia de la Medición, en los términos de lo establecido en artículo 44 de los Lineamientos.
- III. Analizar la congruencia de los diferentes componentes de los Mecanismos de Medición con el Plan de Desarrollo, y



- IV. Considerar la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en relación con la ubicación del Punto de Medición.

En virtud de lo anterior, y en términos de lo establecido en el numeral (I) antes citado, se llevó a cabo la evaluación de lo siguiente:

La Asignación A-0078-M-Campo Chac, tiene un área de asignación de 26.50 km², ubicada a 80 Km de las costas de Campeche al NW de Ciudad del Carmen, Campeche, colindando al Oeste con el Campo Nohoch. Teniendo una producción hasta julio de 2018 de 5886 bls de aceite, 2.41 MMpcd de gas y 15,401 bls de agua, contando con 13 pozos reportados, que contiene la Asignación, reportando Aceite pesado de calidad 19°API. En 1991 a partir de la plataforma Chac-A se inició el desarrollo del campo con la perforación de los pozos Cantarell-162, 164, 182, 184, 2192, 2196 y 2194, los cuales quedaron productores en la cima del yacimiento BKS.



Figura 1. Ubicación Geográfica Asignación A-0078-M-Campo Chac. Fuente CNH.

Se cuentan con dos plataformas satélites Chac-A y Nohoch-C (ubicado en el Campo Nohoch) que transportan de manera directa la mezcla de hidrocarburos (gas-aceite) por las líneas L-119 y L-122 correspondiente al Centro de Proceso Nohoch, donde se juntan con la línea Nohoch-A perforación, incorporándose posteriormente al cabezal de mezcla del Centro de Proceso

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

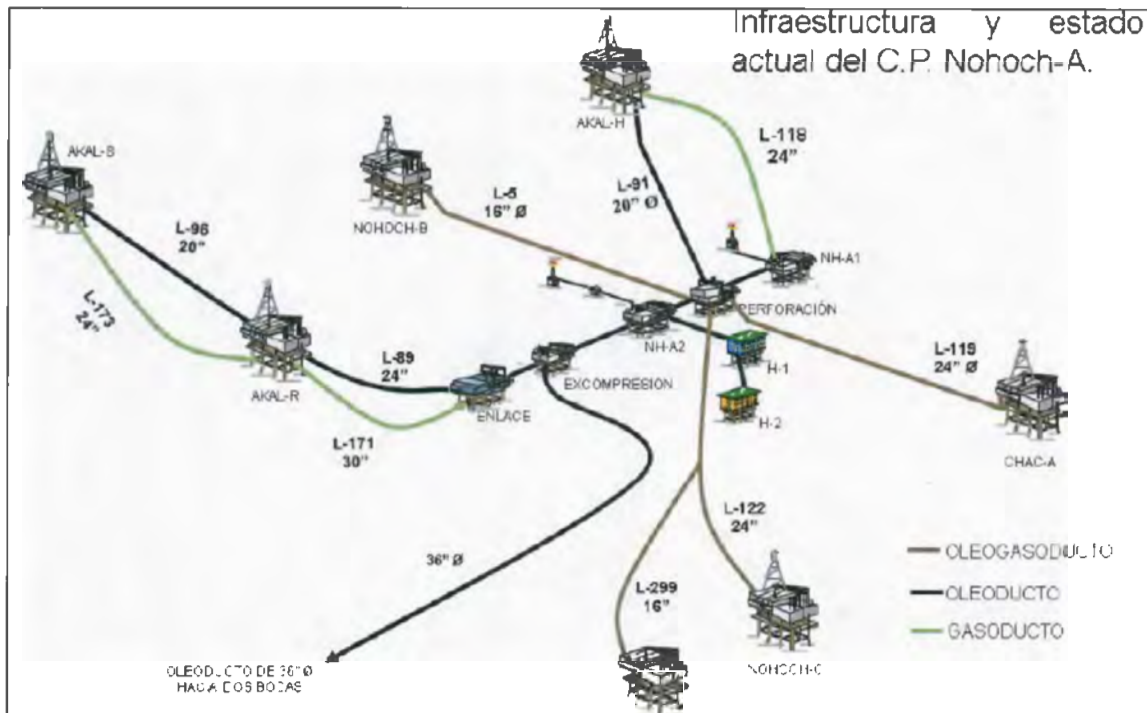


Figura 2. Infraestructura y estado actual del C.P. Nohoch-A.

En caso particular, la corriente de hidrocarburos (gas-aceite) proveniente de la Plataforma Takin-A se junta por medio de una línea submarina L-299 de 16" con la producción de la plataforma Nohoch-C, fluyendo de manera conjunta hacia el Centro de Proceso por medio de la línea L-122 de 24", e incorporándose igualmente al cabezal de mezcla (plataforma de perforación) donde se reúne la producción hacia el separador de primera etapa en Nohoch-A1 (FA-6105), llevando a cabo la separación del aceite crudo del gas disuelto, posteriormente el aceite separado fluye hacia el cabezal de aceite.

En las Plataformas Akal-R y Akal-S se cuentan con separadores remotos, los cuales realizan una primera etapa de separación gas-aceite, el aceite separado que fluye por la línea L-96 de la plataforma Akal-S con destino Akal-R y en conjunto se envían por la línea L-89 de 24", que llega al Centro de Proceso y se incorpora al cabezal de aceite separado, por otra parte, el gas separado se junta por las líneas submarina L-173 y L-171 y se incorpora al cabezal de succión de compresores Booster en el Centro de Proceso Nohoch.

El aceite crudo húmedo del cabezal de aceite separado, fluye hacia la planta deshidratadora donde se separa la mayor parte del agua contenida y posteriormente es enviado al separador de segunda etapa (FA-6107), el aceite crudo fluye hacia cuatro turbobombas para su represionamiento, posteriormente es cuantificado por el Sistema de Medición PA-3103 para finalmente ser enviado hacia la Terminal Marítima Dos Bocas por línea 1, para condiciones de flexibilidad operativa tomaría Línea 3 hacia la terminal.

El gas obtenido en el separador de primera etapa en NH-A1 (FA-6105), se envía hacia el tanque rectificador de gas de primera etapa, donde se condensan las partículas de líquido que pueda

[Firma]

[Firma]

arrastrar la corriente de gas. El gas que sale del rectificador de primera etapa fluye hacia el cabezal de succión de compresores Booster, juntándose con el gas amargo procedente de las plataformas Akal-R y Akal-S, el cual es comprimido por seis turbocompresores (Cuatro centauros 50 y dos Taurus 60), en la plataforma Nohoch-A se encuentra el Sistema de Medición SM-1401 (succión) y SM-409 (descarga).

Posteriormente, el gas es enviado a la plataforma NH-A2 para ser recomprimido por los turbocompresores de alta presión MARS-100 A, B, y C, donde se realiza la medición independiente del volumen de gas a través del Sistema de Medición SM-704, el excedente del gas de presión intermedia se envía para su compresión en el C.P. Akal-C. Finalmente, el gas recomprimido es enviado al turbocompresor de inyección en NH-AE donde es cuantificado por el Sistema de Medición SM-TCBN-1, y el gas excedente es enviado a Akal-G, donde se mezcla con las llegadas de Akal-B, Akal-C y Akal-G para comprimirse en los módulos de inyección de AKAL-G1 y cuantificado por el Sistema de Medición SM-102 e inyectarse al yacimiento Akal, por lo que el gas proveniente del campo Chac no se comercializa.

El objetivo del Plan de Desarrollo está orientado a la operación y mantenimiento, es decir, mantener la producción base mediante estrategias como: limpiezas de aparejos de producción, bajantes, mandril de gas de Bombeo Neumático, estrangulador y/o cambios de punto de inyección y corrección de anomalías. Incluyéndose el abandono del campo (pozos e infraestructura) con un tiempo de vigencia de Asignación de 2018- 2025; cabe destacar que, el Operador Petrolero menciona que, no se contempla la instalación de nueva infraestructura.

I. Política de Medición

En el documento Anexo de la Solicitud de Modificación del Plan de Desarrollo Para la Extracción en la Carpeta 2 MM, numeral II.2.4 Política de Medición; el Operador presenta la narrativa de su Política de Medición, siendo un soporte para su implementación el Plan Rector para la medición de los hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción 2016-2020 , cabe resaltar que, en el documento del Anexo II, se encuentra plasmada una declaratoria de Política de Medición, la cual está en proceso de validación. Misma que, el Operador Petrolero contempla para su presentación y difusión a todas las instancias de Medición de PEP para que sea reconocida oficialmente y la misma será presentada ante esta Comisión de acuerdo con los LTMMH.

II. De los Procedimientos

Con la finalidad de contar con un aseguramiento operativo a los Sistemas de Medición, el Operador Petrolero presentó la elaboración de procedimientos de mantenimiento de los Sistemas de Medición y sus Instrumentos de Medida, presentando lo siguiente: Procedimiento de Balance de Aceite Pesado.

- Procedimiento de Calibración de los Sistemas de Medición.
- Procedimiento de Confirmación Metrológica.
- Procedimiento de Mantenimiento a los Sistemas de Medición.
- Procedimiento de Medición Volumétrica y Asignación de la Producción.

El Operador Petrolero, presentó programas de seguimiento a los procedimientos de mantenimiento y calibración de la tecnología empleada para la medición (Operacional, Referencia, Transferencia y

Punto de medición), así como procedimientos para la instrumentación asociada a esta (elementos primarios, secundarios y terciarios). Aunado a esto entregó un programa de implementación de los procedimientos de medición volumétrica de gas y líquido y Asignación de la producción de líquidos y condensados).

| ACUERDO | | MEZ | SEP | OCT | NOV | DIC | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | NOV |
|---------|---|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | | 2018 | 2018 | 2018 | 2018 | 2018 | 2018 | 2018 | 2018 | 2018 | 2018 | 2018 | 2018 | 2018 | 2018 |
| 1 | Procedimiento de medición volumétrica y asignación de producción del hidrocarburo líquido, gaseoso y condensados. | PROG | | | | | | | | | | | | | |
| | REAL | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.1 | Formalización | PROG | | | | | | | | | | | | | |
| | REAL | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.2 | Difusión | PROG | | | | | | | | | | | | | |
| | REAL | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.3 | Aplicación | PROG | | | | | | | | | | | | | |
| | REAL | | | | | | | | | | | | | | |
| 1.4 | Verificación | PROG | | | | | | | | | | | | | |
| | REAL | | | | | | | | | | | | | | |

Figura 3. Programa de Implementación del Procedimiento de los documentos correspondientes a la medición volumétrica y asignación de la producción. Fuente: PEP.

Es importante mencionar que para las actividades establecidas para los laboratorios de ensayos, pruebas y calibración, el Operador Petrolero deberá demostrar que los laboratorios cuentan con acreditación vigente y que tiene la facultad para llevar a cabo las tareas descritas, contando con personal capacitado y acreditado. Así mismo deberá de considerar la normatividad aplicable vigente para la determinación volumétrica en cada una de las etapas de medición (operacional, referencia, transferencia y fiscal).

Cabe resaltar que, derivado del análisis a la información presentada para la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos, se puede concluir que mediante estos procedimientos presentados se da cumplimiento a los requerimientos solicitados para la determinación de volumen y calidad de los hidrocarburos conforme a los LTMMH.

III. Diagramas Generales de Infraestructura.

El Operador Petrolero presentó esquemas donde se identifican las diversas instalaciones asociadas al manejo y medición de los hidrocarburos del campo Chac, los Puntos de medición para Aceite y Gas, así como las diferentes Asignaciones que confluyen a los mismos. Presentó Diagramas asociados a las Plataformas Chac-A y Nohoch-C para las condiciones asociadas al Aceite y Gas de la Asignación A-0078-M-Campo Chac.

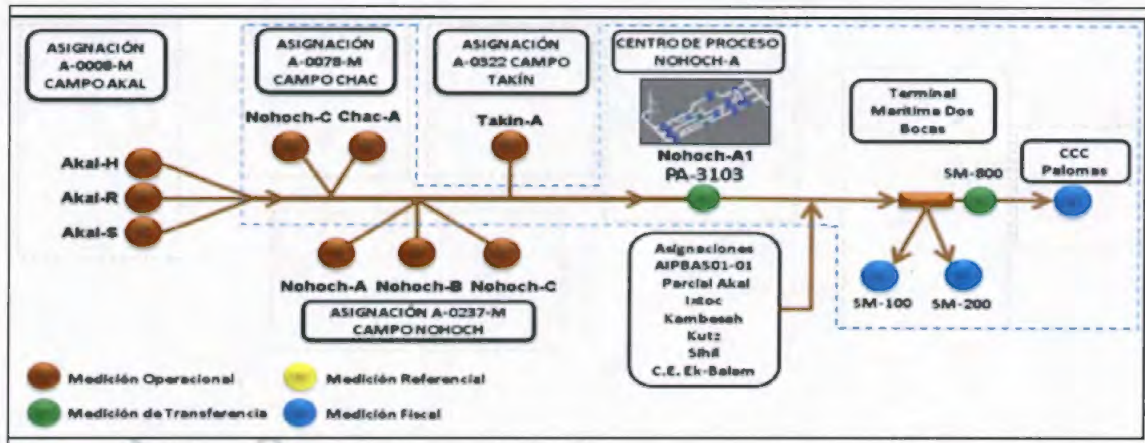


Figura 4. Sistema de Medición de Líquidos de Asignación Chac. Fuente: PEP.

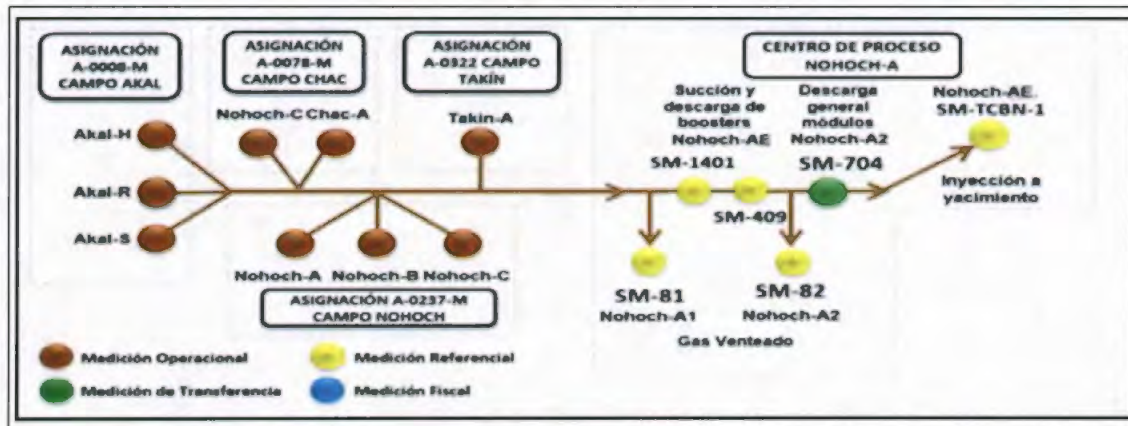


Figura 5. Sistema de Medición de Gas de Asignación Chac. Fuente: PEP.

[Firma manuscrita]

[Firma manuscrita]

[Firma manuscrita]

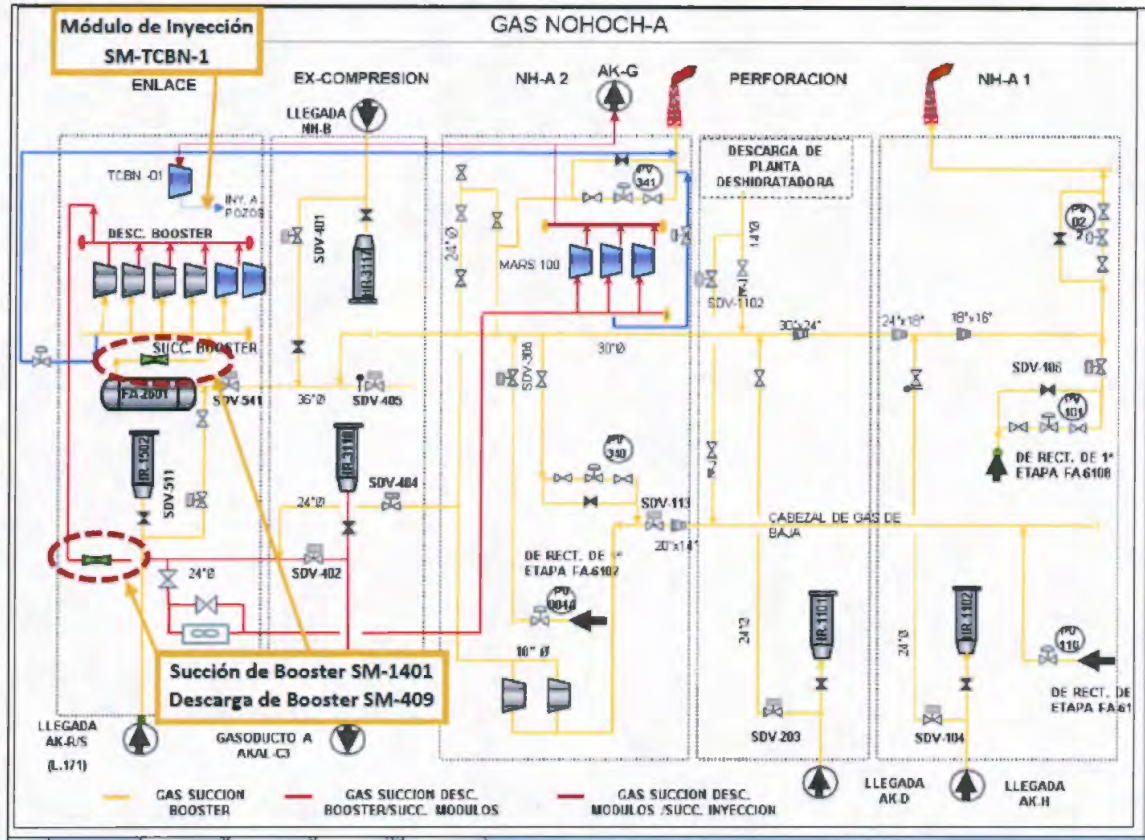


Figura 6. Sistema de Medición de Referencia de Gas Nohoch-A. Fuente: PEP.

IV. Ubicación de los Instrumentos de Medición

Para la ubicación de los instrumentos de medición el Operador Petrolero presenta las coordenadas geográficas donde se lleva a cabo la medición operacional, referencial, transferencia y fiscal para la medición de los hidrocarburos producidos en el área de Asignación Chac.

Medición Operacional

Para la medición de aceite y gas

Coordenadas Geográficas WGS84

| Punto de Medición | Longitud | Latitud |
|----------------------------------|------------|-----------|
| Medición operacional Chac-A | -91.966635 | 19.380508 |
| Medición operacional Nohoch-C | -91.985901 | 19.361523 |

Fuente: PEP

Medición Referencial

Para la medición de Gas a inyección al sistema SM-TCBN-1 Nohoch-A

| Punto de Medición | Longitud | Latitud |
|-------------------------------------|------------|-----------|
| Módulo de Inyección SM-TCBN-1 | -92.004180 | 19.365303 |
| Medición succión Booster SM-1401 | -92.004180 | 19.365303 |
| Medición descarga Booster SM-409 | -92.004180 | 19.365303 |

Plataforma Akal-G (Líquido y Gas)

Coordenadas Geográficas WGS84

| Punto de Medición | Longitud | Latitud |
|--|-----------|------------|
| Medición Inyección A Yacimiento SM-102 | 19.381984 | -92.050325 |

Plataforma Akal-C

| Punto de Medición | Longitud | Latitud |
|-------------------|------------|------------|
| Plataforma Akal-C | -92.039921 | -19.400155 |

Centro de Proceso Nohoch-A

Coordenadas Geográficas WGS84

| Punto de Medición | Longitud | Latitud |
|---|------------|-----------|
| Medición Gas a la Atmosfera SM-81 | -92.005399 | 19.368671 |
| Medición de Gas a la Atmosfera SM-82 | -92.005496 | 19.366922 |

Medición Fiscal para aceite



Sistemas de Medición en Terminal Marítima Dos Bocas y Centro Comercializador de Crudo Palomas.

Coordenadas Geográficas WGS84

| Punto de Medición | Longitud | Latitud |
|--|--------------|-------------|
| Terminal Marítima Dos Bocas SM-100 y SM-200 | -93.17309610 | 18.43992510 |
| Centro Comercializador de Crudo Palomas | -94.29820576 | 18.07655068 |

V. Diagramas de los Instrumentos de Medida.

Los diagramas isométricos presentados por el Operador incluyen la descripción de los sistemas de medición ubicados en Chac-A y Nohoch-C, para la medición de gas SM-704 de transferencia ubicado en la plataforma NH-A, además de la medición de aceite los sistemas SM-100 y SM-200 ubicados en la TMDB, los sistemas SM-100, SM-700 y SM-1700 en el CCC Palomas.

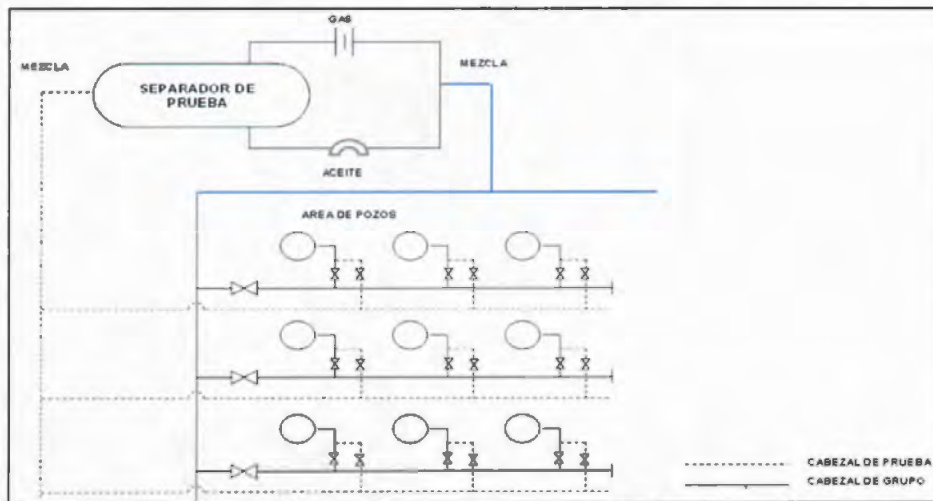


Figura 7.- Diagrama de instrumentos del sistema de medición Operacional Chac. Fuente: PEP.

[Firma manuscrita]

[Firma manuscrita]

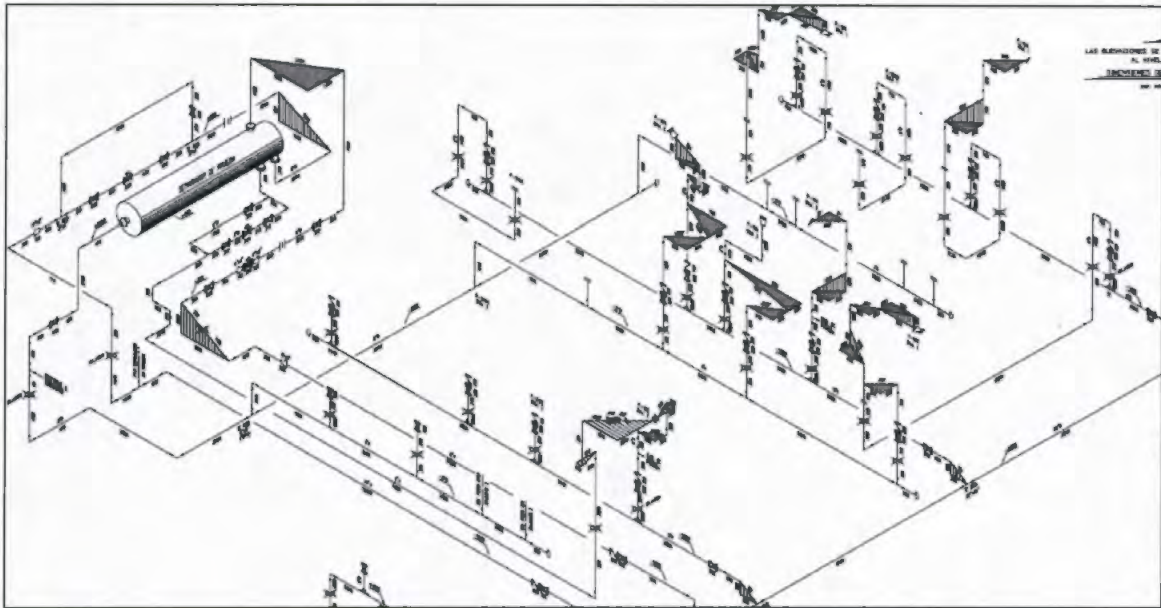


Figura 8.- Diagrama de instrumentos del sistema de medición Operacional Chac. Fuente: PEP.

VI. Uso compartido del Punto de Medición

El Operador Petrolero declara que la Asignación A-0078 -M-Campo Chac comparte el punto de Medición de aceite crudo de Nohoch-A1 PA-3103 con las Asignaciones A-0237-M-Campo Nohoch, A-0322-M-Campo Takin y parcial de A-0008-M-Campo Akal, para este caso la medición de gas de la Asignación A-0078-M-Campo Chac comparte la de medición con las Asignaciones A-0237-M-Campo Nohoch, A-0322-M-Campo Takin y A-0008-M-Campo Akal, todas estas asignaciones pertenecientes al mismo Operador Petrolero, resaltando que el Gas no es comercializado por ningún Punto de Medición debido a que todo este hidrocarburo es inyectado al yacimiento.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten mark]

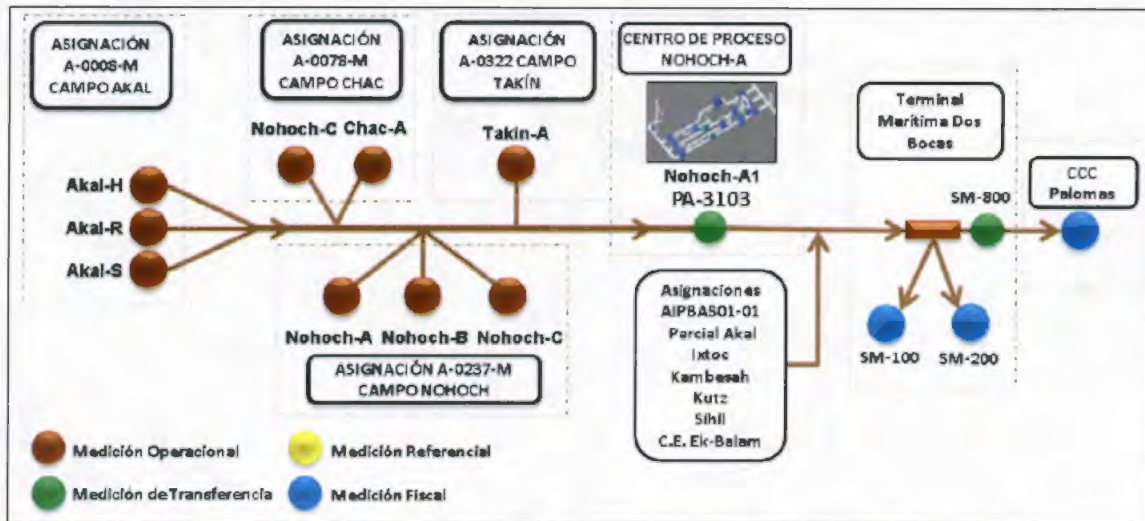


Figura 9.- Uso compartido del Punto de Medición de Aceite. Fuente: PEP.

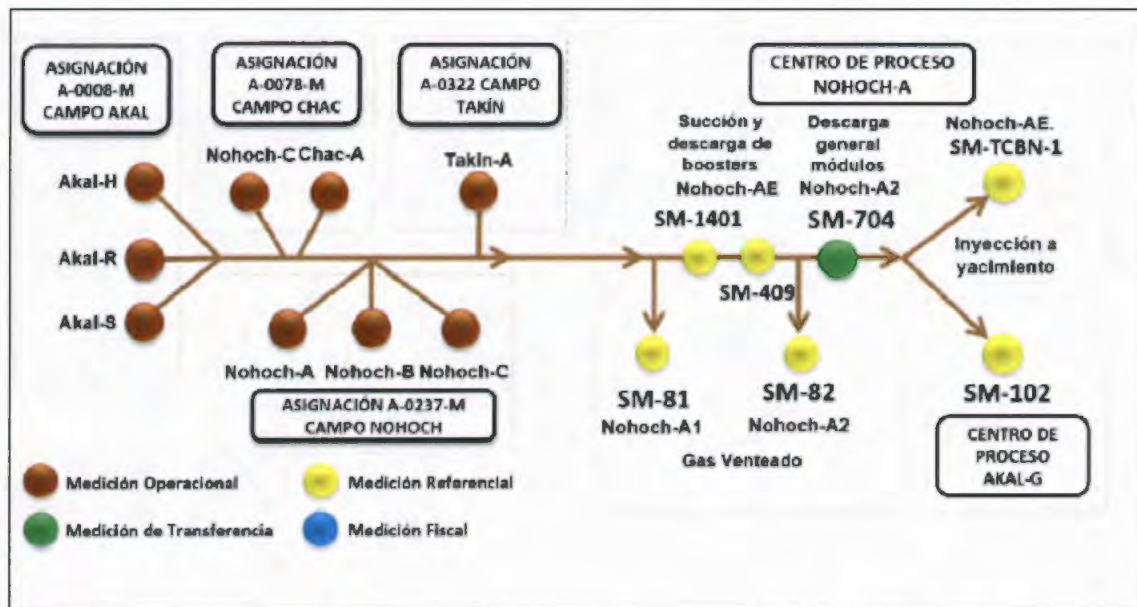


Figura 10.- Uso compartido del Punto de Medición de Gas. Fuente: PEP.



VII. Programas de Implementación de los Mecanismos de Medición y de las Instalaciones de Producción que influyen en la Medición de Hidrocarburos

De la información presentada por el Operador Petrolero se cuenta con los siguientes

- Programa de verificación a Sistemas de medición de Transferencia, Referencial y Operacional que intervienen en la medición de la Asignación A-0078-M Campo Chac.
- Avance de atención a los Mecanismos de Medición del Plan Rector de Medición 2016-2020.
- Programa de verificación a Sistemas de medición.

- Programa de mantenimiento a Sistemas de medición de Transferencia, Referencial y Operacional que intervienen en la medición de la Asignación A-0078-M Campo Chac.
- Programa de calibración a Sistemas de medición de Transferencia, Referencial y Operacional que intervienen en la medición de la Asignación A-0078-M Campo Chac.
- Programa de estimación de incertidumbre a Sistemas de medición de Transferencia, Referencial y Operacional que intervienen en la medición de la Asignación A-0078-M Campo Chac.
- Programa de capacitación del personal que interviene en el proceso de medición de la Asignación A-0078-M Campo Chac.

SUBDIRECCIÓN DE PRODUCCIÓN BLOQUES AGUAS SOMERAS ASM
ACTIVO INTEGRAL DE PRODUCCIÓN BLOQUE AGUAS SOMERAS 41
COORDINACIÓN DEL GRUPO MULTIDISCIPLINARIO DE OPERACIÓN DE POZOS E INSTALACIONES

SUPERINTENDENCIA DEL GRUPO MULTIDISCIPLINARIO DE ACONDICIONAMIENTO Y MEDICIÓN DE FLUIDOS

| SISTEMAS DE MEDICIÓN Asignación A-0078-M Campo Chac | | | 2018 | | | | 2019 | | | | 2020 | | | | 2021 | | | | 2022 | | | | 2023 | | | | |
|--|---------------------------|---|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|--|
| | | | Ene Mar | Abr Jun | Jul Sep | Oct Dic | Ene Mar | Abr Jun | Jul Sep | Oct Dic | Ene Mar | Abr Jun | Jul Sep | Oct Dic | Ene Mar | Abr Jun | Jul Sep | Oct Dic | Ene Mar | Abr Jun | Jul Sep | Oct Dic | Ene Mar | Abr Jun | Jul Sep | Oct Dic | |
| Capacitación metrología básica, a personal técnico manual que interviene los sistemas de medición de flujo. | Medición Operacional | P | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Medición Referencial | P | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Medición de Transferencia | P | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Capacitación especializada en metrología de flujo, a personal profesional encargado de los sistemas de medición de flujo. | Medición Operacional | P | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Medición Referencial | P | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Medición de Transferencia | P | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Capacitación general en metrología de flujo, a personal profesional que se relacionan con el proceso de medición de flujo. | Medición Operacional | P | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Medición Referencial | P | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Medición de Transferencia | P | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Figura 11. Programa de Capacitación del Personal de Medición. Fuente: PEP.

Cabe mencionar que se tomó en cuenta para la aprobación de los Mecanismos de Medición de la Asignación A-0078 – M – Campo Chac la implementación del Art. 42 frac. VII de los LTMMH denominado Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las instalaciones de producción que influyen en la Medición de los Hidrocarburos.

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten mark]

VIII. Incertidumbre de Medida.

En el presupuesto de incertidumbre que presenta el Operador, documenta información de los sistemas de medición Operacional, referencia y Transferencia I para la medición de aceite, ya que menciona que con el objetivo de estar en condiciones de cumplir con lo estipulado en los LTMMH se realizará en el año 2019 la actualización de la estimación de incertidumbre de los sistemas de medición tanto de aceite como de gas del AIPBAS01-01 y hasta el término de la vida productiva de la Asignación Chac en 2023. Estos programas mencionados anteriormente se presentan en las figura 12. Las siguientes tablas mencionan las incertidumbres esperadas en las mediciones operacionales y Puntos de Medición:

Medición Operacional

| Chac | Tipo | Cantidad | Tamaño | Incertidumbre |
|--------------------|-------------------|----------|--------|---------------|
| Aceite (Chac-A) | Placa de Orificio | 1 | 10 pg | 5 % |
| Aceite (Nochoch-C) | Coriolis | 1 | N/D | 5% |
| Gas (Chac-A) | Placa de Orificio | 1 | N/D | 5 % |
| Gas (Nochoch-C) | V-cone | 1 | N/D | 5% |

Tabla 1.- Sistema de medición para Aceite y Gas. Fuente: PEP

Medición de Referencia

| Nohoch-A | Tipo | Cantidad | Tamaño | Incertidumbre |
|----------|-------------------|----------|-----------|---------------|
| Gas | Tubo Venturi | 2 | 24 ,36 pg | Programada |
| Gas | Placa de Orificio | 1 | 14 pg | Programada |

Tabla 1.- Sistema de medición para Gas. Fuente: PEP

| Akal-G | Tipo | Cantidad | Tamaño | Incertidumbre |
|--------|-------------------|----------|--------|---------------|
| Gas | Placa de Orificio | 3 | 16 pg | Programada |

Tabla 1.- Sistema de medición para Gas. Fuente: PEP



Medición de Transferencia

| Nohoch-A | Tipo | Cantidad | Tamaño | Incertidumbre |
|----------|-------------------|----------|--------|---------------|
| Aceite | Ultrasónico | 2 | ND | $\pm 1.31\%$ |
| Aceite | Coriolis | 1 | ND | 1.31% |
| Gas | Placa de Orificio | 3 | 10 pg | Programada |

Tabla 1.- Sistema de medición para Aceite y Gas. Fuente: PEP

| TMDB | Tipo | Cantidad | Tamaño | Incertidumbre |
|---------------|---------|----------|--------|---------------|
| Aceite SM-800 | Turbina | 4 | 12 | $\pm 0.2\%$ |

Tabla 2.- Sistema de medición para Aceite. Fuente: PEP

Medición Fiscal Aceite

| Patrón de Medición | | | Medidor de flujo | Incertidumbre |
|--------------------|--|------------------|------------------|---------------|
| SM-100 | 11 trenes de Producción con probador bidireccional | Marca/Tecnología | Turbina | 0.2 % |
| | | Tamaño/Modelo | 8 | |
| SM-200 | 6 trenes de producción con probador unidireccional | Marca/Tecnología | Turbina | 0.18 % |
| | | Tamaño/Modelo | 12 | |
| | | | | |

Tabla 2.- Sistemas de Medición de aceite en la TMDB. Fuente PEP.

| TAG del paquete de medición | TAG del sistema de medición | Tipo | Marca | Diámetro | Incertidumbre |
|-----------------------------|-----------------------------|-------------|---------------|----------|---------------|
| PA-100 | FE-111 | Ultrasónico | Faurer Herman | 10" | 0.22 % |
| | FE-121 | | | | |
| | FE-131 | | | | |

[Handwritten signature]

[Handwritten signature]

[Handwritten mark]

| | | | | | |
|--------|--------|-------------|------|----|--------|
| | FE-141 | | | | |
| | FE-151 | | | | |
| PA-200 | FE-211 | Ultrasónico | G.E. | 8" | 0.22 % |
| | FE-221 | | | | |
| | FE-231 | | | | |
| | FE-241 | | | | |
| PA-300 | FE-311 | Ultrasónico | G.E. | 8" | 0.22 % |
| | FE-321 | | | | |
| | FE-331 | | | | |

Tabla 3.- Sistemas de Medición de aceite en CCC Palomas. Fuente PEP

Puntos de Medición de Gas de Referencia e inyección a Yacimiento SM-TCBN-1

| Nohoch-A | Tipo | Cantidad | Tamaño | Incertidumbre |
|----------|----------------|----------|--------|---------------|
| Gas | Placa Orificio | 1 | 14 pg | Programada |

Tabla 4 Sistema de Medición SM-TCBN-1. (Fuente: PEP)



Sistemas de Medición de Gas enviado a la Atmosfera

| Nohoch-A1 | Tipo | Cantidad | Tamaño | Incertidumbre |
|-----------|-------------|----------|--------|---------------|
| Gas | Ultrasónico | 2 | N/D | 5% |
| Nohoch-A2 | Tipo | Cantidad | Tamaño | Incertidumbre |
| Gas | Ultrasónico | 2 | N/D | 5% |

Tabla 4 Sistema de Medición de envío de gas a Atmosfera. Fuente: PEP

Derivado de que algunos de los valores de incertidumbre se encuentran por encima de lo establecido para los Puntos de Medición, el Operador Petrolero menciona que en el AIPBAS01-01 la incertidumbre se estimará durante la vida productiva de la Asignación; se presentan los siguientes programas de estimación de incertidumbre en condiciones presentes y futuras para la medición operacional, de referencia y Transferencia:

SUBDIRECCION DE PRODUCCIÓN BLOQUES AGUAS SOMERAS AS01
ACTIVO INTEGRAL DE PRODUCCIÓN BLOQUE AGUAS SOMERAS01-01
COORDINACION DEL GRUPO MULTIDISCIPLINARIO DE OPERACION DE POZOS E INSTALACIONES

SUPERINTENDENCIA DEL GRUPO MULTIDISCIPLINARIO DE ACONDICIONAMIENTO Y MEDICIÓN DE FLUIDOS

PROGRAMA DE ESTIMACIÓN DE INCERTIDUMBRE DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN QUE INTERVIENEN CON LA ASIGNACIÓN A-0078-M CAMPO CHAC

| SISTEMAS DE MEDICIÓN | | 2018 | | | | 2019 | | | | 2020 | | | | 2021 | | | | 2022 | | | | 2023 | | | |
|------------------------------------|--------------------|------|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|
| | | Ene | Abr | Jul | Oct | Ene | Abr | Jul | Oct | Ene | Abr | Jul | Oct | Ene | Abr | Jul | Oct | Ene | Abr | Jul | Oct | Ene | Abr | Jul | Oct |
| | | Mar | Jun | Sep | Dic | Mar | Jun | Sep | Dic | Mar | Jun | Sep | Dic | Mar | Jun | Sep | Dic | Mar | Jun | Sep | Dic | Mar | Jun | Sep | Dic |
| Transferencia de Custodia | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| NOHOCH-A2 (MARS 100A, B Y C) | Gas | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PATÍN NOHOCH-A1 | Líquidos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Referencia | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| NOHOCH-AE (BOOSTER SM1401 Y SM405) | Gas | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| NOHOCH-AE (INYECCIÓN SIM-TCBN-1) | Gas | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| AKAL-G (INYECCIÓN SM-102) | Gas | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| NOHOCH-A1 Y NOHOCH-A2 | Gas a la Atmosfera | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Operacional | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CHAC-A | Gas y Líquidos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| NOHOCH-C | Gas y Líquidos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Figura 12. Programa de incertidumbre a los sistemas de medición de Aceite y Gas

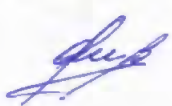
IX. Evaluación Económica.

El Operador Petrolero presentó una propuesta de evaluación económica, donde menciona las inversiones consideradas para la medición durante 2018 a 2023, tiempo de vida propuesto para la modificación del PDE de la Asignación Chac.

| Proyectos de Medición Asignación Chac | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | Total |
|--|------|------|------|------|------|------|-------|
| Servicio de medición multifásica | 0.00 | 0.47 | 0.26 | 0.18 | 0.10 | 0.07 | 1.09 |
| Acreditación de laboratorios por la EMA | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.01 |
| Servicio de mantenimiento y calibración a equipos, instrumentos de medición y materiales de vidrio para laboratorios | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.01 |
| Adquisición de reactivos, instrumentos, material y equipo de protección para laboratorio | 0.00 | 0.01 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.02 |
| Adquisición de equipo de laboratorio | 0.00 | 0.02 | 0.01 | 0.01 | 0.00 | 0.00 | 0.04 |
| Rehabilitación de sistemas de medición multifásico de hidrocarburos marca aqar corporation | 0.00 | 0.09 | 0.05 | 0.03 | 0.01 | 0.01 | 0.19 |

Figura 13. Inversiones para los sistemas de medición.

En resumen, las inversiones mencionadas en el Plan de medición son consideradas en la Evaluación integral del Plan de Desarrollo de esta Asignación para el 2018 y hasta agotar las reservas de hidrocarburos. Cabe resaltar, que el ejecutar estas inversiones propuestas impacta de manera directa al cumplimiento de lo establecido en los LTMMH con respecto a la incertidumbre, es decir




SUBDIRECCIÓN DE PRODUCCIÓN BLOQUES AGUAS SOMERAS AS01
ACTIVO INTEGRAL DE PRODUCCIÓN BLOQUE AGUAS SOMERAS 01-01
COORDINACIÓN DEL GRUPO MULTIDISCIPLINARIO DE OPERACIÓN DE POZOS E INSTALACIONES

PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
Una empresa de Petróleo y Gas de México

SUPERINTENDENCIA DEL GRUPO MULTIDISCIPLINARIO DE ACONDICIONAMIENTO Y MEDICIÓN DE FLUIDOS

AS01
Subdirección de Producción
Bloques Aguas Someras

PROGRAMA DE DIAGNOSTICO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN QUE INTERVIENEN CON LA ASIGNACIÓN A-0078-M CAMPO CHAC

| SISTEMAS DE MEDICIÓN | | | 2018 | | | | 2019 | | | | 2020 | | | | 2021 | | | | 2022 | | | | 2023 | | | | |
|-------------------------------------|--------------------|---|------|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|--|
| | | | Enc | Abr | Jul | Oct | Enc | Abr | Jul | Oct | Enc | Abr | Jul | Oct | Enc | Abr | Jul | Oct | Enc | Abr | Jul | Oct | Enc | Abr | Jul | Oct | |
| | | | Mar | Jun | Sep | Dic | Mar | Jun | Sep | Dic | Mar | Jun | Sep | Dic | Mar | Jun | Sep | Dic | Mar | Jun | Sep | Dic | Mar | Jun | Sep | Dic | |
| Transferencia de Custodia | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| NOHOCH-A2 (MARS 100A, B Y C) | Gas | P | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| PATÍN NOHOCH-A1 | Líquidos | P | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Referencia | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| NOHOCH-AE (BOOSTER SM 1401 Y 91409) | Gas | P | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| NOHOCH-AE (INYECCIÓN SM-TCBN-1) | Gas | P | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| AKAL-G (INYECCIÓN SM-102) | Gas | P | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| NOHOCH-A1 Y NOHOCH-A2 | Gas e In Atmosfera | P | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Operacional | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CHAC-A | Gas y líquidos | P | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| NOHOCH-C | Gas y líquidos | P | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | R | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Figura 15. Programa de diagnósticos a Sistemas de Medición

PEMEX
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

REGION: MINE
SUBDIRECCIÓN: SPAS01-01
GERENCIA: ACTIVO: APBAS01-01

AS01
Subdirección de Producción
Bloques Aguas Someras

PROGRAMA DE DIAGNÓSTICO A LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN 2018

| FLUIDO | TIPO DE SISTEMA | SISTEMA | CÓDIGO | DESCRIPCIÓN | MANTENIMIENTO | MES | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------|-----------------------|----------|-----------|-------------|--|-------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|--|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| | | | | | | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AUG | SEPT | OCT | NOV | DIC | | | | | | | | | | |
| ACETILE | BOMBEO | AKAL-C | AKAL-C1 | PA-3102 | A-0008-M Campo Akal, A-0208-M Campo Sihil, A-4181-M Campo Ixtoc y A.C. EK-BALAM | PROG. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | AKAL-C3 | PA-7101 | A-0008-M Campo Akal, A-0308-M Campo Sihil, A-4181-M Campo Ixtoc y A.C. EK-BALAM | REAL | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | AKAL-B | AKAL-B1 | PA-3122 | A-0008-M Campo Akal y A-0301-M Campo Sihil | PROG. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | AKAL-L1 | PA-3121 | A-0008-M Campo Akal, A-0188-M Campo Kute, A-0173-M Campo Ramesah y A-0308-M Campo Sihil | REAL | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | NOHOCH-A | NOHOCH-A1 | PA-3103 | A-0001-M Campo Akal, A-0237-M Campo Nohoch, A-0078-M Campo Chac y A-0322 Campo Takhi | PROG. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| GAS | MÓDULOS DE COMPRESIÓN | AKAL-G | AKAL-G4 | SR-4202 | A-0804-M Campo Akal | PROG. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | AKAL-G6 | SR-4219 | A-0008-M Campo Akal, A-0208-M Campo Sihil, A-0188-M Campo Kute, A-0172-M Campo Ramesah, A-0181-M Campo Ixtoc y A.C. EK-BALAM | REAL | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | AKAL-B | AKAL-B5 | SR-4222 | A-0008-M Campo Akal y A-0301-M Campo Sihil | PROG. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | AKAL-G | AKAL-GC | SR-4103 | A-0001-M Campo Akal, A-0237-M Campo Nohoch, A-0078-M Campo Chac y A-0322 Campo Takhi | REAL | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | NOHOCH-A | NOHOCH-A2 | SM-794 | A-0001-M Campo Akal, A-0237-M Campo Nohoch, A-0078-M Campo Chac y A-0322 Campo Takhi | REAL | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | BOOSTER | AKAL-C | AKAL-C8 | SM-4208AA | A-0001-M Campo Akal, A-0208-M Campo Sihil y A.C. EK-BALAM | PROG. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | AKAL-L | AKAL-L1 | SR-3201 | A-0804-M Campo Akal | REAL | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | AKAL-B | AKAL-B4 | PR-4202 | A-0008-M Campo Akal y A-0301-M Campo Sihil | PROG. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | NOHOCH-A | NOHOCH-AE | SR-1401 | A-0001-M Campo Akal, A-0237-M Campo Nohoch, A-0078-M Campo Chac y A-0322 Campo Takhi | PROG. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | SM-409 | | | REAL | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Suma Realizada | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Elaboró: Ing. Pedro Morani Lara
 Especialista Técnico "C"
 SGMAME
 APBAS01-01

Validó: Ing. Fernando Alfonso Montec Payan
 Responsable de Administrar los Sistemas de Medición (Suplente)
 APBAS01-01

Autorizó: Ing. Rafael Jesús Peña Cruz
 Responsable de Administrar los Sistemas de Medición
 APBAS01-01

Figura 16. Programa de Diagnostico asociado al Plan Estratégico de Medición

XII. Competencias Técnicas.

El Operador petrolero presenta una lista con el personal responsable e involucrado en la Administración, Mantenimiento y Operación de los Sistemas de Medición de Hidrocarburos, el cual está integrado por 5 personas, asimismo presenta las evidencias de competencias técnicas de un solo integrante. Cabe destacar que, el Operador Petrolero presentó un programa de capacitación (Figura 11) que da continuidad a la mejora y actualización de los conocimientos técnicos. Sin embargo, esta capacitación deberá ser ligada al Sistema de Gestión y Gerencia de la Medición donde deban adquirir los conocimientos mínimos para cada tipo de perfil.

XIII. Indicadores de Desempeño.

El Operador Petrolero presenta el desarrollo de tres instructivos para la aplicación de las fichas técnicas de indicadores de desempeño:

1. Instructivo para la aplicación de la Ficha Técnica del Indicador de desempeño de la Calidad en el Componente Agua y Sedimento, contenido en los hidrocarburos Líquidos.
2. Instructivo para la aplicación de la Ficha Técnica del Indicador de desempeño de la Calidad en el Componente Nitrógeno, contenido en los hidrocarburos Gaseosos.
3. Instructivo para la aplicación de la Ficha Técnica del Indicador de desempeño de la Incertidumbre de medida asociada a la medición de hidrocarburos.

Los artículos que el Operador pretende atender con los indicadores de desempeño son los siguientes:

1. Porcentaje de días fuera de especificación para el contenido de agua y sedimentos en hidrocarburos líquidos (artículos 26,28,29,30,33)
2. Porcentaje de días fuera de especificación para el contenido de humedad en hidrocarburos gaseosos. (Artículos 27,28,31,32,33)
3. Incertidumbre asociada de los sistemas de medición de hidrocarburos (líquidos y gaseosos). (Artículo 10)

Adicional a esta información presenta un programa de implantación de los indicadores de desempeño de la Asignación A-0078-M-Campo Chac.

| ACTIVIDAD | | ZURI | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | JUL | AGO | SEPT | OCT | NOV | DIC | NOTAS |
|-----------|--|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|-----|-----|-----|-------|
| 1 | Calidad en el Componente Agua y Sedimento, contenido en los hidrocarburos Líquidos | PROG | | | | | | ■ | | | | | | | |
| | | REAL | | | | | | | | | | | | | |
| 2 | Calidad en el Componente Nitrógeno, contenido en los hidrocarburos Gaseosos | PROG | | | | | | | ■ | ■ | | | | | |
| | | REAL | | | | | | | | | | | | | |
| 3 | Incertidumbre de medida asociada | PROG | | | | | | | | | | ■ | ■ | | |
| | | REAL | | | | | | | | | | | | | |

Figura 17. Programa de Implementación de los Indicadores de desempeño

XIV. Responsable Oficial.

El operador presenta los datos del Responsable Oficial de los Mecanismos de Medición de la Asignación Chac, siendo el siguiente:

| Administrador | Correo | Puesto | Teléfono |
|-----------------------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------------------|
| Ing. Antonio Rojas Figueroa | Romeo.antonio.rojas@pemex.com | Administrador del AIPBAS01-01 | 01 938 3811200Ext. 75201x |

Tabla 13.- Datos de Responsable Oficial

En cuanto a cursos, diplomados y capacitación del Responsable Oficial, este deberá presentar los documentos que avalen que está capacitado para asumir tal responsabilidad.

XV. Opinión de Secretaría de Hacienda y Crédito Público

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 250.334/2018 de fecha 27 de junio de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-112 con fecha del 5 de julio de 2018, se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el Operador, manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a dos premisas: 1) determinar el volumen y calidad de los hidrocarburos provenientes del área referida y, 2) la incorporación de una metodología de bancos de calidad .

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Mecanismos de Medición y los Puntos de Medición propuestos por el Operador Petrolero 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 su Anexo correspondiente.

XVI. Obligaciones:

1. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas por esta Comisión de conformidad con lo establecido en el presente Anexo I.
2. La política de medición deberá darse a conocer a todo el personal involucrado en la operación de los Mecanismos de Medición, así mismo se recomienda contar con las evidencias que respalden dicha actividad.



3. El Asignatario deberá dar aviso a la Comisión de las actualizaciones realizadas a la Política de Medición, mismas que deberán ser remitidas por el Responsable Oficial a esta Comisión.
4. Dar aviso a la Comisión de la entrada en funcionamiento de los Sistemas de Medición como lo estipula el artículo 48 de los LTMMH.
5. Todas las actividades relacionadas con los programas de calibración e incertidumbre de los instrumentos de medición de los hidrocarburos deberán efectuarse dando pleno cumplimiento con los LTMMH y dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas por el mismo Operador.
6. Los volúmenes y calidades de los hidrocarburos a medir, deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los LTMMH y normatividad vigente.
Asimismo, y toda vez que de conformidad con los Lineamientos Técnicos, el Operador Petrolero deberá garantizar el acceso y total disponibilidad de la Comisión a dicha información, éste deberá remitir a la información diaria relativa a las mediciones operacionales, sin balance o prorrateo alguno, en el formato que para tal efecto establezca la Comisión.
Para efectos de lo anterior, se deberá complementar el procedimiento de gas a fin de considerar el proceso de la distribución y manejo del gas producido en la Subdirección de la Producción Bloques Aguas Someras AS01 y deberá entregarlo a esta Comisión a efecto de que esta tome conocimiento de la inclusión solicitada.
7. El Operador Petrolero, 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.
8. 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.
9. Actualizar y mantener actualizado en censo de los sistemas de medición usados en los puntos de medición fiscal, operacional, referencia y transferencia, conforme a lo establecido en el presente Dictamen y el Anexo I del mismo.
10. Se deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas en relación al Programa de Capacitación del Personal encargado de la Administración de los Sistemas de Medición, incluyendo al Responsable Oficial.



11. En cuanto a los Indicadores de desempeño, se obliga al Operador Petrolero a tomar en cuenta con el cumplimiento en su totalidad con lo estipulado en los LTMMH para los indicadores de desempeño (10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33) y así como mantenerlos actualizados, con la finalidad de obtener la mayor información que respalde y demuestre el control y desempeño de los instrumentos de conformidad con lo establecido en los LTMMH.
12. De las pruebas de pozo, deberán reportar los volúmenes producidos como resultado de las pruebas de producción en los formatos publicados en la página oficial de CNH.
13. El Operador Petrolero 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.

El Asignatario deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos, así como de lo establecido en el Dictámen y el presente Anexo.

Así mismo es necesario que el Asignatario cuente con información actualizada sobre los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre del volumen medido estimado sobre el volumen a condiciones de referencia, monitoreo y transmisión de los datos en tiempo real y cada una de las variables asociadas a los Sistemas de Medición de cada una 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 por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.

Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los Lineamientos Técnicos, el Operador 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 del Contrato, 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.

Conclusiones:

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presenta por PEP respecto de la propuesta de los Mecanismos de Medición para la Asignación A-0078-M-Campo Chac en la solicitud de modificación a su Plan de Desarrollo, que consiste en la implementación y ejecución de actividades que involucran a los Sistemas de Medición y Mecanismos de Medición propuestos durante los años 2018-2025, , comprometiéndose a la fechas de entrega y actualización de cronogramas de actividades presentados y contenidos en la presente evaluación de los Mecanismos de Medición en los términos que establecen los LTMMH, cumpliendo con la normatividad vigente para la medición dinámica de los hidrocarburos a producirse.



El procedimiento para la elaboración del balance entregado por el Operador Petrolero es congruente y aplicable a la Asignación Chac, debido que se consideran las actividades y cálculos generales para realizar la determinación de los volúmenes en los Puntos de Medición.

El Operador Petrolero deberá de dar aviso a esta Comisión previo a que entren en Operación los procedimientos presentados, objeto de la Medición, Asignación y Balance de la Producción. Así mismo, cuando exista una modificación en cualquiera de los procedimientos presentados, el Operador deberá avisar a esta Comisión y presentar los procedimientos objeto de modificación.

La información del balance y producción deberá presentarse en los formatos definidos por la CNH, en el Anexo I de los Lineamientos, firmados y validados por el Responsable Oficial.

Al respecto, de la información presentada por PEP y del resultado del análisis y evaluación realizada a la conceptualización para la implementación de los Mecanismos de Medición y los Sistemas de Medición, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por el Operador, conforme al apartado de medición que antecede y el Anexo I de 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:

- i. Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por PEP para el Plan de Desarrollo, en términos de artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:
- ii. 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 8, 9, 19, fracciones I, II, III, IV, 21, 22, 23, 24, 25, fracción I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, fracciones I, II, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
- iii. 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.
- iv. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por PEP.
- v. 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 250.334/2018 de fechas 27 de junio de 2018, a lo cual mediante oficio 352-A-112 con fecha del 5 de julio de 2018 se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por el PEP, *"...siempre que los mecanismos y puntos de medición propuestos por el Asignatario permitan determinar el volumen y la*

calidad de los hidrocarburos provenientes del área referida de conformidad con los Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos expedidos por esa Comisión, y dado que en los puntos de medición propuestos convergerán distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diversas, prevean la incorporación de una metodología de bancos de calidad, que permitan imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas de asignación o áreas contractuales de las que provengan”, por lo que se advierte que sólo en tanto se cumplan las premisas antes mencionadas, esta Secretaría estará de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos. Resaltando que la determinación del volumen y calidad de los hidrocarburos, se pueden determinar de conformidad con lo establecido en los LTMMH, y que la metodología por el banco de calidad deberá ser implementada.

- vi. En atención al contenido de dicha opinión, se advierte que los Puntos de Medición propuestos por PEP, cumplen con las disposiciones previstas en los LTMMH en dichos Puntos de Medición conforme al artículo 42 de los LTMMH, por lo cual se advierte que dicha Secretaría está de acuerdo con los Puntos de Medición propuestos.
- vii. Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46 fracción I de los LTMMH, se establece lo siguiente:
 - a. 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 el apartado IV de la presente evaluación.
 - b. Se determina que PEP deberá mantener y dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH para los Sistemas de Medición instalados y a instalar, así como dar aviso de la entrada en operación de los sistemas de medición a la Comisión conforme al artículo 48 de los LTMMH.
 - c. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, se propone aprobar los Diagnósticos que son presentados por parte de PEP, en términos del análisis realizado en el apartado IX del Anexo I del presente Dictamen.
- viii. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para la Asignación campo Chac en los Puntos de Medición y conforme a los Mecanismos, PEP deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el Dictamen y el Anexo I, por lo que ya no se deberá utilizar la metodología de Balance referida en el Séptimo Transitorio y aprobada en la resolución CNH.E.03.002/16, para la medición de cada uno de los Hidrocarburos producidos.



Elaboró



Ing. José Alfredo Fuentes Serrano
Subdirector en la Dirección General de
Medición

Revisó



Ing. José Antonio Gallardo Medina
Director General Adjunto en la Dirección
General de Medición

Aprobó



Mtra. Ana Bertha González Moreno
Directora General de Medición