



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Dictamen Técnico

Plan Provisional Migración de la Asignación A-0244-M-Campo Ogarrio

Licitante Ganador: DEA Deutsche Erdoel AG

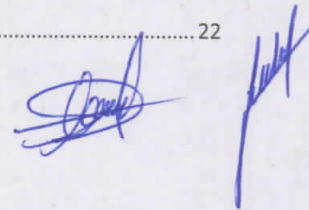
Marzo 2017

A handwritten signature in blue ink, appearing to be a stylized name.

A handwritten signature in blue ink, with the initials 'RC' written below it.

CONTENIDO

| | |
|---|-----------|
| I. INTRODUCCIÓN..... | 3 |
| I.1 DATOS DEL LICITANTE GANADOR..... | 3 |
| I.2 DATOS DEL ÁREA CONTRACTUAL..... | 3 |
| II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN..... | 5 |
| III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS Y APLICADOS EN EL DICTAMEN TÉCNICO..... | 6 |
| III.1 ANTECEDENTES DE EXPLORACIÓN Y DESARROLLO..... | 7 |
| EXPLORACIÓN | 7 |
| DESARROLLO | 8 |
| III.2 ACTIVIDADES Y METAS FÍSICAS | 8 |
| III.3 TOMA DE INFORMACIÓN O ESTUDIOS | 12 |
| III.4 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN | 13 |
| III.5 MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS | 15 |
| III.6 COMERCIALIZACIÓN | 15 |
| III.7 ANÁLISIS ECONÓMICO | 16 |
| IV. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PROGRAMA PROVISIONAL | 18 |
| V. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS | 21 |
| VI. TÉRMINOS EN LOS QUE ES APROBADO EL PROGRAMA PROVISIONAL Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL MISMO..... | 21 |
| VI.1 CONSIDERACIONES..... | 21 |
| VI.1.1 CUMPLIMIENTO DEL NUMERAL 23.5, INCISO I, DE LAS BASES DE LICITACIÓN, Y AL ARTÍCULO 24 DE LOS LINEAMIENTOS..... | 22 |
| VI.2 RECOMENDACIONES | 22 |
| VI.3 DICTAMEN TÉCNICO..... | 22 |



RC

El presente dictamen se refiere al Programa Provisional de la Migración de la Asignación A-0244-M-Campo Ogarrio a un Contrato de Licencia para realizar actividades de Extracción de Hidrocarburos, presentado por DEA Deutsche Erdoel AG (en adelante, Licitante Ganador) mediante escrito sin número con fecha 28 de diciembre del 2017, recibido en esta Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión).

I. Introducción.

I.1 Datos del Licitante Ganador

El 17 de octubre del 2017 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF), el Fallo de la Licitación Pública Internacional CNH-A4-Ogarrio/2017, en el que constan los resultados derivados del Acto de Presentación y Apertura que tuvo lugar el 4 de octubre del 2017, a partir del cual se declaró como ganador al Licitante DEA Deutsche Erdoel AG, como socio de la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP), con el objeto de llevar a cabo actividades de Extracción de Hidrocarburos bajo un Contrato de Licencia en Yacimientos Convencionales Terrestres.

I.2 Datos del Área Contractual

| | |
|--|---|
| Nombre | A-0244-M-Campo Ogarrio |
| Estados y municipios | Estado: Tabasco; Municipio: Huimanguillo |
| Superficie | 155.99 km ² |
| Tipo de hidrocarburo | Aceite y gas asociado |
| Fecha de emisión | 05/Marzo/2018 |
| Vigencia | 25 años a partir del 5 de marzo del 2018 |
| Tipo de contrato | Contrato para la extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de Licencia |
| Operadora y socios con porcentaje de participación | Operador DEA Deutsche Erdoel México 50 %, socio Pemex 50 %. |
| Profundidad para extracción | Plioceno Inferior y Mioceno Medio |
| Yacimientos y/o Campos | Campo Ogarrio Yacimiento Terciario |
| Pozos perforados en el Área | 247 en el Área Contractual (90 pozos operando al momento de la presentación del Programa Provisional) |
| Colindancias | Norte: Campos Otates, Magallanes, Tucán, Pajonal Sur: Campos Tiumut, La Central Oeste: Blasillo |

Tabla 1. Datos del Área Contractual.
(Fuente: Comisión con datos del Licitante Ganador)

Handwritten signature and initials in blue ink, including the letters 'PC' at the bottom right.

La Asignación A-0244-M-Campo Ogarrio (Figura 1), se ubica en el municipio Huimanguillo, estado Tabasco, a 90 km al SW de la Ciudad de Coatzacoalcos, Veracruz, y a 100 km aproximadamente al NW de la Ciudad de Villahermosa. Comprende un área de 155.99 km². Las Asignación se encuentra conformada por el Campo Ogarrio descubierto en el año 1957, iniciando producción en 1960. Figura 1.

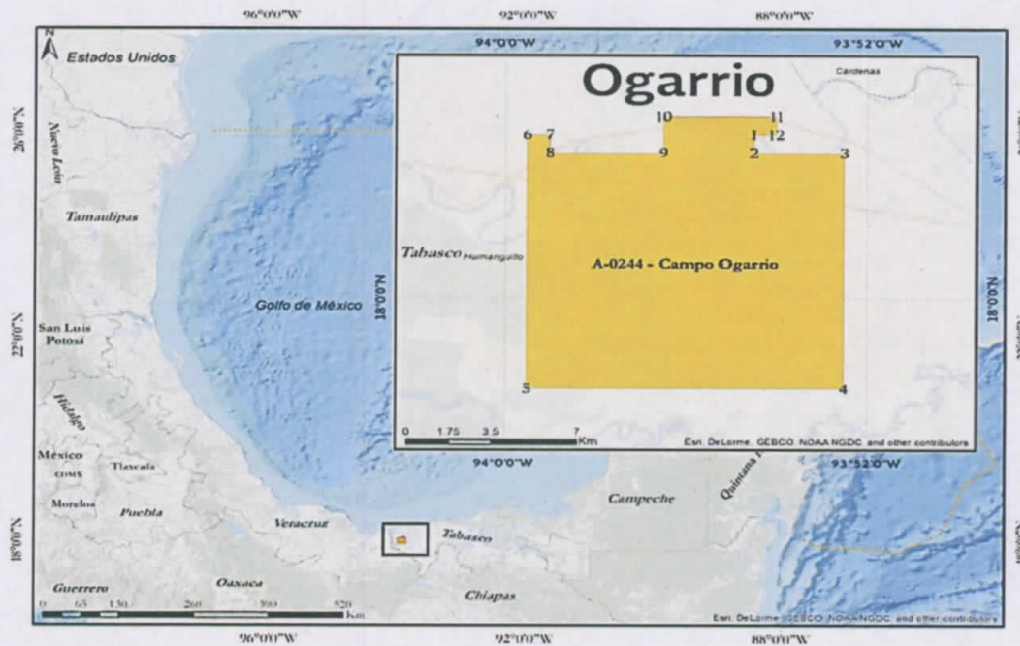


Figura 1. Localización y vértices del Área Contractual
(Fuente: Comisión)

El área del Campo Ogarrio cuenta con 192 bloques contenidos en un polígono de 12 vértices. Colinda al Norte con los campos Otates, Magallanes, Tucán, y Pajonal; al Sur con los campos Tiumut y La Central; al Oeste con el campo Blasillo. Figura 2.

[Handwritten signature]

RC

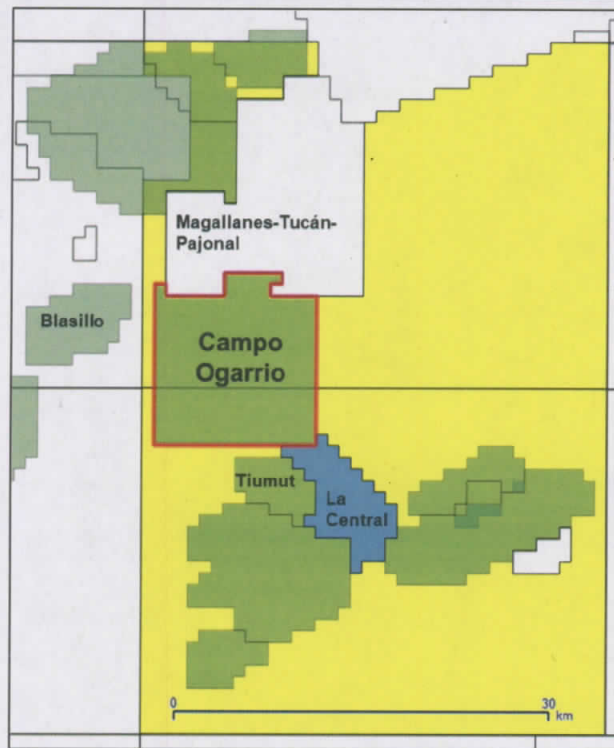


Figura 1. Ubicación de los Campos colindantes con la Asignación A-0244-M-Campo Ogarrio.
(Fuente: CNH)

II. Relación cronológica del proceso de revisión y evaluación

El proceso de evaluación técnica, económica y dictamen del Programa provisional propuesto por el Licitante Ganador, involucró la participación de la Dirección General de Dictámenes de Extracción (en adelante, DGDEExt), la Dirección General de Medición (en adelante, DGM), la Dirección General de Comercialización de Producción (en adelante, DGCP) y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica (en adelante, DGEEE), pertenecientes a la Comisión. Además, la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA), que es la autoridad competente para evaluar el Programa de Administración de Riesgos, el cual forma parte del Sistema de Administración de Riesgos.

La Figura 3 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto al Programa Provisional presentado por el Licitante Ganador. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente 5S.7.DGDE.0066/2017 de la DGDEExt de esta Comisión.

[Handwritten signatures in blue ink]

RC

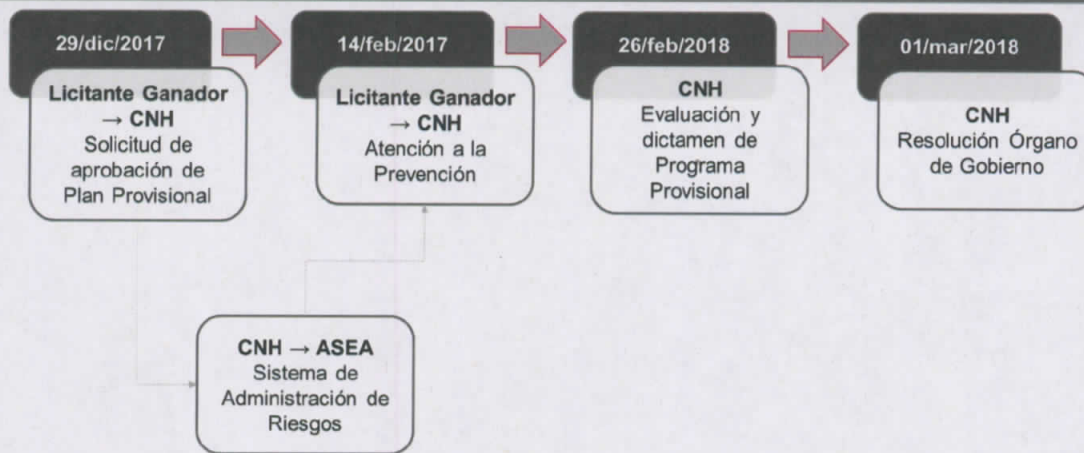


Figura 3. Etapas del proceso de evaluación, dictamen y resolución del Plan Provisional.

(Fuente: Comisión)

III. Criterios de evaluación utilizados y aplicados en el dictamen técnico

La evaluación del presente Programa Provisional se realizó en términos del artículo 24 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) y el Anexo VI denominado "Guía para los Planes Provisionales", en atención a lo siguiente:

- El Programa Provisional fue presentado por el Licitante Ganador en cumplimiento al numeral 23.5, inciso i) de las Bases de Licitación, el cual establece que previo a la suscripción del Contrato, los licitantes adjudicados deberán presentar un Programa Provisional, el cual será evaluado por la Comisión conforme a la normativa aplicable, el cual deberá incluir al menos:
 - i. Una propuesta de actividades que permitan dar continuidad operativa a las actividades de Extracción en el Área Contractual durante el primer Año a partir de la Fecha Efectiva, y
 - ii. Definir los procedimientos de entrega y recepción de Hidrocarburos en el Área Contractual de conformidad con la Normatividad Aplicable.
- Los Lineamientos resultan ser la normativa aplicable, ya que regula en su artículo 24 a los Planes Provisionales.
- A la fecha de adjudicación del Área Contractual, se encontraban Campos en producción al amparo de una Asignación, la cual transitará al Licitante Ganador derivado de la

[Firma manuscrita]
RC

adjudicación de la misma. En este sentido, técnicamente se advierte que dicha transición se equipara a una migración.

- Los Planes Provisionales referidos en el numeral 23.5, inciso i) de las Bases de Licitación, tienen por objeto dar continuidad operativa a los Campos que se encuentren en producción, el cual es coincidente con el objeto de los Planes Provisionales previstos en el artículo 24 de los Lineamientos.

Derivado de lo anterior, se advierte que los Programas Provisionales previstos en las Bases de Licitación y en el artículo 24 de los Lineamientos tienen el mismo objeto, es decir, lograr la continuidad operativa de los Campos en producción durante el proceso de transición de una Asignación a un Contrato, por lo que resultan ser aplicables al caso en concreto.

En consecuencia, el presente dictamen se emite con el objeto de evaluar que el Programa Provisional presentado por el Licitante Ganador permita lograr la continuidad operativa dentro del Área Contractual, cuya vigencia no podrá ser mayor de un año (12 meses) con prórroga no mayor a un tercio (4 meses) del plazo otorgado originalmente, a solicitud del operador petrolero.

III.1 Antecedentes de exploración y desarrollo

Exploración

El campo Ogarrio fue descubierto en el año 1957 con la perforación del pozo exploratorio Ogarrio-1, comenzando su explotación en las areniscas del Terciario de la Formación Encanto, Formación Concepción Inferior y Formación Filisola en agosto de 1957. La roca generadora corresponde a Jurásico Superior Tithoniano. La tectónica salina domina la estructura anticlinal, generando fallas normales que sirven de sello en los yacimientos productores.

El 2010 se perforó el pozo exploratorio Ogarrio-1001 con el objetivo de incorporar producción comercial de aceite y gas asociado, en rocas siliciclásticas del Mioceno Medio e Inferior, así como probar el potencial de estas en el Oligoceno. El pozo cumplió el objetivo económico de incorporar reservas, sin embargo, no se probó el potencial del Oligoceno, debido a que el espesor de los sedimentos del Mioceno Inferior fue más grande de lo esperado y no se lograron atravesarlos.

| Tipo de información | Cantidad o porcentaje |
|---------------------|-----------------------|
| Sísmica | |
| VSP | |
| Núcleos | |
| Estudios | |
| Pozos Exploratorios | |

Tabla 2. Información disponible en la etapa exploratoria.
(Fuente: Comisión con datos del Licitante Ganador)



El campo Ogarrio cuenta con caracterizaciones de yacimiento estática y dinámica. Los resultados de producción asociados a reparaciones mayores y menores, y perforación de pozos durante en el periodo 2013 – 2017, sirvieron como elementos para que el Licitante Ganador propusiera las actividades asociadas al Programa Provisional.

Desarrollo

El Licitante Ganador menciona que se diferencian tres etapas durante el desarrollo del Campo Ogarrio.

Etapa 1 (1960-1977)

El campo Ogarrio fue descubierto en el año de 1957 con la perforación del pozo exploratorio Ogarrio-1, comenzando su explotación en las areniscas del terciario formación Encanto, Concepción inferior y Filisola en agosto de 1957, alcanzando una producción máxima de 29.7 Mbd en septiembre de 1960.

Etapa 2 (1977-2001)

Periodo de declinación de producción del campo.

Etapa 3 (2001-Actual)

Reactivación del campo con la perforación de 98 pozos intermedios, reparaciones mayores con equipo y sin equipo, estimulaciones, y fracturamientos hidráulicos.

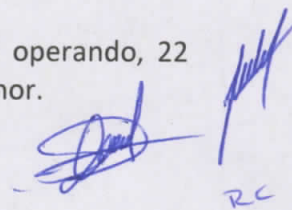
III.2 Actividades y metas físicas

El objetivo del Programa Provisional para la Asignación Ogarrio, es garantizar la continuidad de las actividades de operación y mantenimiento de pozos, ductos e instalaciones, a partir del primer día posterior a la firma del contrato, lo cual permitirá al operador no interrumpir la producción del campo durante la vigencia del Programa con vigencia de 12 meses.

Las actividades y metas físicas que el Licitante Ganador tiene contempladas a realizar durante el periodo del Programa Provisional son las siguientes:

- 52 reparaciones mayores.
- 24 reparaciones menores.
- 2 perforaciones
- 1 terminación
- Estudios de línea base ambiental
- Evaluación del impacto social
- Evaluación de la integridad de pozos e infraestructura

El Licitante Ganador plantea realizar reparaciones en 68 pozos candidatos (46 operando, 22 cerrados) y en algunos de ellos plantea realizar tanto reparación mayor como menor.



Las reparaciones mayores estarán dirigidas a atender las siguientes condiciones:

1. Invasión de agua salada
 - 1.1. Cementaciones forzadas para aislar intervalos
 - 1.2. Exclusión de agua en los intervalos productores y,
 - 1.3. Disparar intervalos nuevos.
2. Baja Recuperación
 - 1.2. Redisparo de las zonas productoras y,
 - 1.3. Incorporación de intervalos nuevos.

En cuanto a las reparaciones menores, principalmente se realizarán conversiones y cambios en los elementos del aparejo de producción artificial de Bombeo Neumático (BN).

El Licitante Ganador tiene planificado perforar dos pozos direccionales que estarán ubicados en el bloque conocido como Bloque A, estructuralmente más altos que los pozos de correlación, saliendo de la pera OG-1207, con objetivo de extraer hidrocarburos de la Formación Encanto. Las validaciones de las coordenadas de fondo y del diseño de los pozos, se realizarán a través de la metodología que permita analizar las diferentes opciones técnico-económicas. De manera preliminar, el Programa Provisional presenta el diseño de ambos pozos, cuyas profundidades totales verticales son 2,651 metros y 3,540 metros, tiempo de ejecución de 35 y 45 días, respectivamente, y el aparejo de producción contará con equipo de sistema de producción artificial tipo Bombeo Neumático.

En términos generales, se advierte que el conjunto de actividades propuestas y de acuerdo con el cronograma planteado, presenta una secuencia adecuada a fin de alcanzar los objetivos planteados. Asimismo, se advierte que las actividades propuestas logran el objetivo principal de dar continuidad de operación y producción al Área que se entrega con pozos produciendo al Licitante Ganador.

| Mes | Mes 1 | Mes 2 | Mes 3 | Mes 4 | Mes 5 | Mes 6 | Mes 7 | Mes 8 | Mes 9 | Mes 10 | Mes 11 | Mes 12 | Total |
|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|-------|
| RMA | | | | | | | | | | | | | 52 |
| RME | | | | | | | | | | | | | 24 |
| PERF | | | | | | | | | | | | | 2 |
| TERM | | | | | | | | | | | | | 1 |

*Tabla 3. Actividad física del Programa Provisional.
(Fuente: Comisión con datos del Licitante Ganador)*

Las Tablas 4 y 5 muestran las Actividades Petroleras de Desarrollo y de Producción, respectivamente, propuestas por el Licitante Ganador a realizar durante la vigencia del Programa Provisional.

PC

| Sub-actividad petrolera | Tarea | Sub-tarea Descripción | Mar 18 | Abr 18 | May 18 | Jun 18 | Jul 18 | Ago 18 | Sep 18 | Oct 18 | Nov 18 | Dic 18 | Ene 19 | Feb 19 | Total | |
|-------------------------|--|--|---|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-------|---|
| General | Plan de desarrollo con ingeniería de detalle | Ingeniería Nuevos Pozos | | | | | | | | | | | | | 1 | |
| | Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto | Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto | | | | | | | | | | | | | 1 | |
| | Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización | Construcción y Tendido de Ductos | | | | | | | | | | | | | | 2 |
| | | Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización | Preparación de áreas y/o vías de acceso a la localización | | | | | | | | | | | | | 2 |
| | Servicios soporte | de Barrenas, Direccional y Registros | | | | | | | | | | | | | 2 | |
| Perforación de Pozos | Servicios de perforación pozos | Cementaciones | | | | | | | | | | | | | 2 | |
| | | Registros con Cable | | | | | | | | | | | | | | 2 |
| | Suministros y materiales | Servicio de perforación de Pozos | | | | | | | | | | | | | | 2 |
| | | Fluidos de perforación | | | | | | | | | | | | | | 2 |
| | Terminación de Pozos | Tuberías de revestimiento y accesorios | | | | | | | | | | | | | | 2 |
| | | Servicios de Perforación de Pozos (Equipo) | | | | | | | | | | | | | | 1 |
| | | Tubería de Producción con mandriles de BN | | | | | | | | | | | | | | 1 |
| | | Disparos | | | | | | | | | | | | | | 1 |
| | | Registros de cementación | | | | | | | | | | | | | | 1 |
| | | Inducción con Nitrógeno | | | | | | | | | | | | | | 1 |

Tabla 4. Actividad Petrolera de Desarrollo del Programa Provisional del Área Contractual.
(Fuente: Licitante Ganador).

RC

| Sub-actividad petrolera | Tarea | Sub-tarea Descripción | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Ene | Feb | Tot |
|--|--|--|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | | | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 19 | 19 |
| General | Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto | Administración, gestión de actividades y gastos generales del proyecto | | | | | | | | | | | | | 1 |
| Pruebas de Producción | Equipamiento de Pozos | Ingeniería de Sistemas de Medición | | | | | | | | | | | | | 1 |
| Otras Ingenierías | Ingeniería de detalle para reacondicionamiento de instalaciones | Estudio de la Integridad de las instalaciones | | | | | | | | | | | | | 1 |
| Construcción Instalaciones | Construcción y/o adaptación de infraestructura u otras facilidades | Construcción y/o adaptación de infraestructura u otras facilidades | | | | | | | | | | | | | 1 |
| | | Servicios de Reparación de Pozos (Equipo RMA) | | | | | | | | | | | | | 1 |
| | Intervención de pozos para mantenimiento y rehabilitación | Registro RST(RMA) | | | | | | | | | | | | | 52 |
| | | Disparos (RMA) | | | | | | | | | | | | | 52 |
| | | Registro Presión-Temperatura (P-T) (RMA) | | | | | | | | | | | | | 52 |
| Intervención de Pozos | | Línea de acero (RME) | | | | | | | | | | | | | 24 |
| | | Nitrógeno (RME) | | | | | | | | | | | | | 24 |
| | Otras intervenciones específicas en Pozos | Unidad de Aceite Caliente (RME) | | | | | | | | | | | | | 24 |
| | | Unidad de alta presión (RME) | | | | | | | | | | | | | 24 |
| | | Intervención de Pozos para Mantenimiento y rehabilitación | | | | | | | | | | | | | 24 |
| Operación de Instalaciones de Producción | Mantenimiento de las instalaciones de producción | Mantenimiento de las Instalaciones de Producción | | | | | | | | | | | | | 1 |
| | Ingeniería de producción | Estudio de la Integridad de Pozos | | | | | | | | | | | | | 1 |
| | Operación de las instalaciones de producción | Aceite Caliente | | | | | | | | | | | | | 1 |
| Ductos | Mantenimiento de ductos | Mantenimiento de ductos | | | | | | | | | | | | | 1 |
| | Operación de ductos | Estudio de la integridad de Tuberías | | | | | | | | | | | | | 1 |
| Seguridad, Salud y Medio Ambiente | Actualización del plan de seguridad y medio ambiente | Estudio de Impacto social | | | | | | | | | | | | | 1 |
| | Auditoría de seguridad | Estudio de Impacto Ambiental | | | | | | | | | | | | | 1 |
| | Auditoría de seguridad | Estudio de la Integridad de los caminos | | | | | | | | | | | | | 1 |

Tabla 5. Actividad Petrolera de Producción del Programa Provisional del Área Contractual.
(Fuente: Licitante Ganador).

Adicionalmente, el Licitante Ganador indica que, derivado de la etapa de transición y arranque, el inventario de pozos con los que cuenta el área contractual podría modificarse con base en la información que derive de esta.

III.3 Toma de información o estudios

El Licitante Ganador propone un modelo petrofísico basado en la integración y reevaluación de la información disponible de pozos y núcleos, con la finalidad de estimar los valores de los siguientes parámetros: volumen de arcilla y evaporitas, porosidad total y efectiva, saturación de agua y permeabilidad basada en la relación PHI/K de los núcleos.

Adicionalmente, se tiene planificado realizar un nuevo modelo de yacimiento, que incorpore información disponible como, por ejemplo, la petrofísica reevaluada. El objetivo es mejorar el entendimiento del yacimiento, optimizar las actividades de desarrollo, pronosticar la producción, estimar reservas, y establecer las bases de la estrategia futura para el desarrollo del campo.

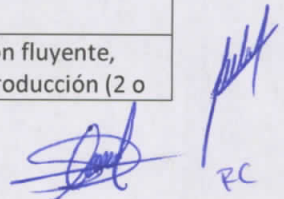
Durante la perforación, adquirirá información a través de registros geofísicos en agujero descubierto. El detalle del registro y su objetivo de muestra en Tabla 6:

| Registro | Objetivo |
|---|--|
| Resistividad | Identificar zonas de hidrocarburos y agua |
| Temperatura | Determinar gradientes |
| Inductivo con Rayos Gamma | Determinar intervalos de interés, correlación y control estratigráfico |
| Sónico Dipolar | Cálculo de velocidades de formación y porosidad |
| Geometría del Agujero | Calibración y geometría del agujero |
| Neutrón compensado-Litodensidad con Rayos Gamma | Porosidad y Densidad de la roca |
| Saturación de Fluidos | Monitorear el avance de los fluidos de Formación |
| Presión de Formación y Muestras | Conocer la presión de la formación y tomar muestras de los fluidos de la formación |

Tabla 6. Información por obtener durante la perforación
(Fuente: Licitante Ganador).

El Licitante Ganador tiene planificado realizar actividades de monitoreo de la producción mediante la tecnología indicada en la Tabla 7:

| Tipo | Objetivo |
|---------------------------------------|---|
| Registro de Presión de Fondo Fluyendo | Determinar la presión de fondo fluyendo, el perfil de gradiente fluyente en los pozos y actualizar el modelo de análisis nodal para el diagnóstico y pronóstico de la producción |
| Registro de Presión de Fondo Cerrado | Determinar la presión estática del yacimiento productor, el perfil de gradientes estático en los pozos, actualizar la historia de presión del yacimiento, actualizar el modelo de análisis nodal para el diagnóstico y pronóstico de la producción. |
| Registro Presión – Temperatura | Determinar gradientes de presión fluyentes, identificar válvulas de BN operantes y determinar transición de nivel de fluidos. |
| Registro de Producción | Obtener perfiles de gradientes de presión fluyente, identificar el aporte discretizado de la producción (2 o |

 RC

| | |
|-----------------------|--|
| | más yacimientos explotados simultáneamente), determinar flujo detrás de la TR. |
| Sónico de Cementación | Evaluar la calidad de las cementaciones de las Tuberías de Revestimiento |

Tabla 7. Información por adquirir durante las actividades de monitoreo de la producción
(Fuente: Licitante Ganador).

III.4 Pronóstico de producción

El pronóstico de producción presentado por el Licitante Ganador contempla el periodo de 12 meses de duración del Programa Provisional; se utilizó el modelo matemático de Análisis de Curvas de Declinación para estimar el factor de declinación tanto para el campo como para los pozos obteniendo valores de 6 % y 3 % respectivamente.

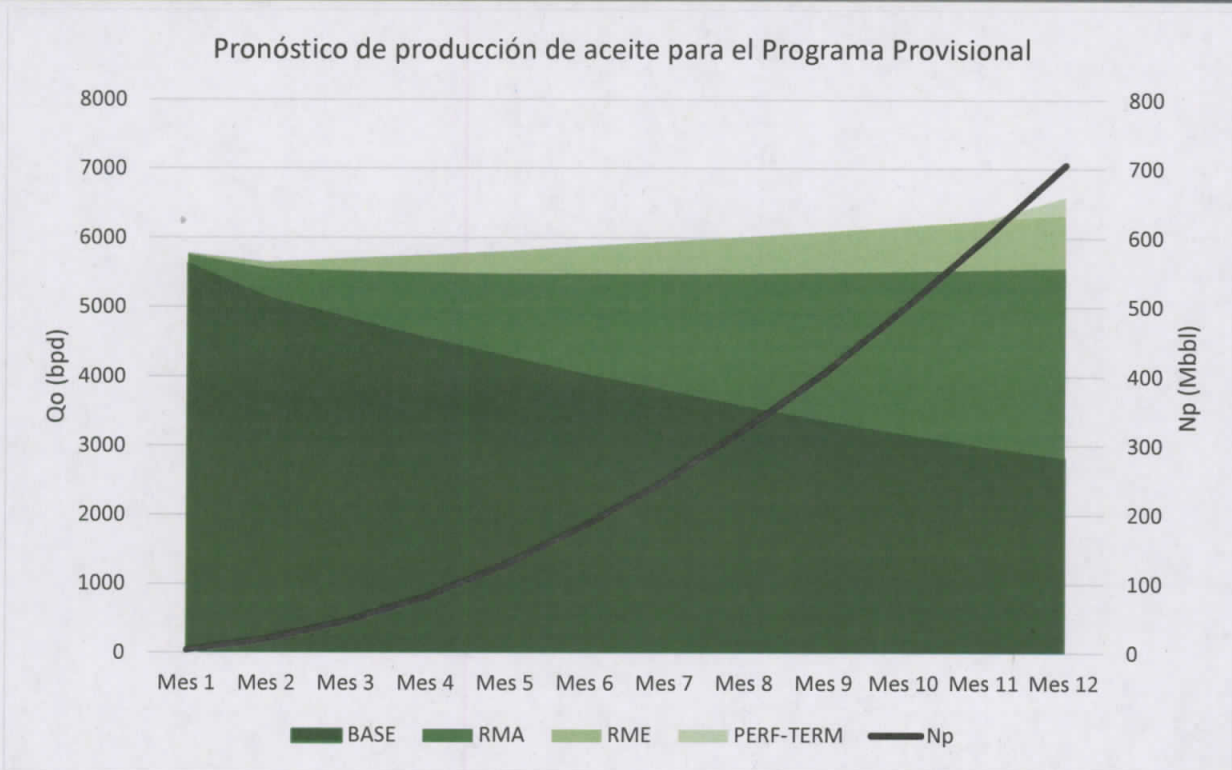
Durante la vigencia del Programa Provisional, el Licitante Ganador pretende recuperar 706 Mbbl de aceite y 1.585 MMMpc de gas asociado.

La Tabla 8 y la Figura 4, muestran el pronóstico de producción de aceite diario (bpd) asociado al comportamiento de la producción base, a los incrementos por las actividades de reparaciones y la terminación de un pozo.

| Actividad | Mes 1 | Mes 2 | Mes 3 | Mes 4 | Mes 5 | Mes 6 | Mes 7 | Mes 8 | Mes 9 | Mes 10 | Mes 11 | Mes 12 |
|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|
| RMA | 121 | 394 | 663 | 923 | 1172 | 1424 | 1659 | 1889 | 2114 | 2329 | 2540 | 2738 |
| RME | 24 | 107 | 187 | 259 | 332 | 407 | 479 | 542 | 604 | 663 | 723 | 771 |
| Perforación | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 262 |
| Base | 5643 | 5160 | 4859 | 4576 | 4309 | 4054 | 3818 | 3595 | 3386 | 3188 | 3003 | 2830 |

Tabla 8. Pronóstico de producción de aceite (bpd) para el Programa Provisional
(Fuente: Licitante Ganador).

RC



*Figura 4. Pronóstico de producción de aceite para el Programa Provisional
(Fuente: Comisión con datos del Licitante Ganador).*

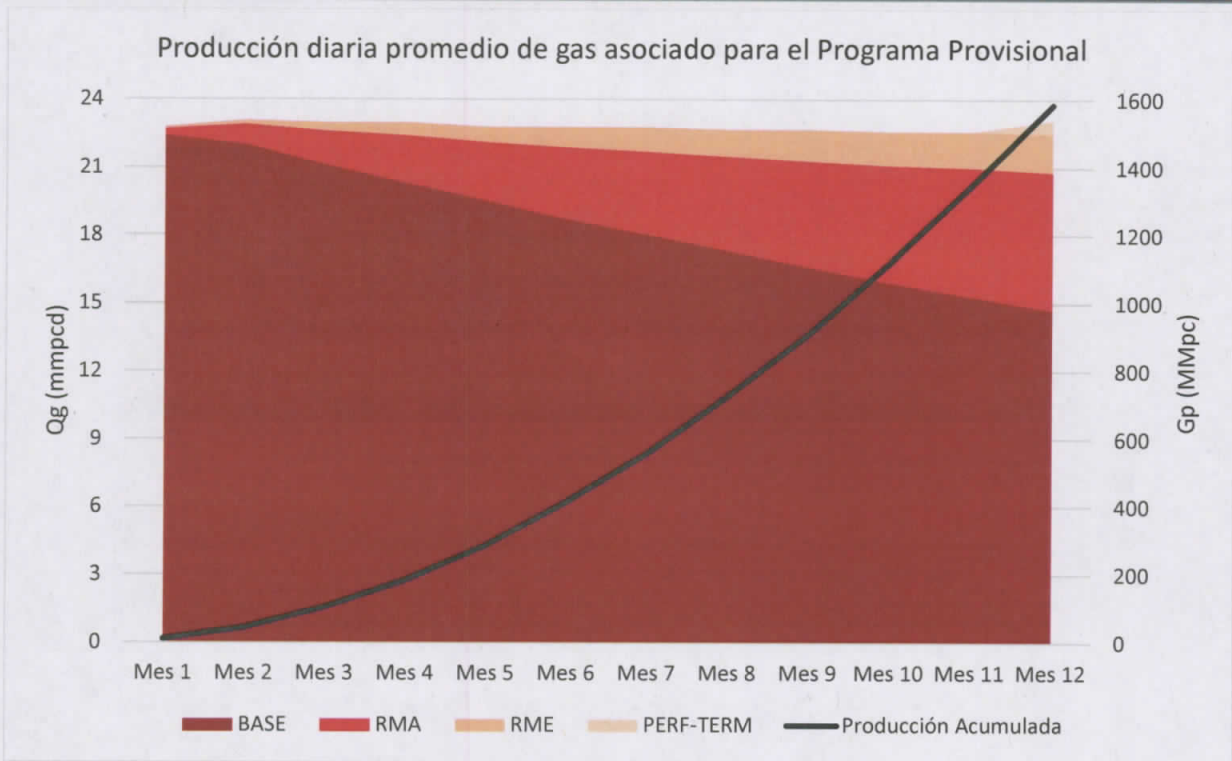
La Tabla 9 y la Figura 5, muestran el pronóstico de producción de gas diario (MMpcd) asociado al comportamiento de la producción base, a los incrementos por las actividades de reparaciones y la terminación de un pozo.

| Actividad | Mes 1 | Mes 2 | Mes 3 | Mes 4 | Mes 5 | Mes 6 | Mes 7 | Mes 8 | Mes 9 | Mes 10 | Mes 11 | Mes 12 |
|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|
| RMA | 0.3 | 0.9 | 1.5 | 2.1 | 2.6 | 3.2 | 3.7 | 4.2 | 4.7 | 5.2 | 5.7 | 6.1 |
| RME | 0.1 | 0.2 | 0.4 | 0.6 | 0.7 | 0.9 | 1.1 | 1.2 | 1.4 | 1.5 | 1.6 | 1.7 |
| Perforación | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.6 |
| Base | 22.4 | 22.0 | 21.1 | 20.3 | 19.5 | 18.7 | 18.0 | 17.3 | 16.6 | 15.9 | 15.3 | 14.7 |

*Tabla 9. Pronóstico de producción de gas (MMpcd) para el Programa Provisional
(Fuente: Licitante Ganador).*

[Handwritten signature]

RC



*Figura 5. Pronóstico de producción de gas para el Programa Provisional
(Fuente: Comisión con datos del Licitante Ganador).*

III.5 Medición de Hidrocarburos

Referente a la información relacionada con los Mecanismos de Medición, el Licitante Ganador informa que, para darle continuidad operativa al Área Contractual, la medición de la producción será llevada a cabo en Puntos de Medición provisional, los cuales puso a consideración de la Comisión para su aprobación mediante escrito presentado el 12 de febrero de 2018. Derivado de lo anterior, dicha información se encuentra sujeta a evaluación por parte de la Comisión.

Por lo anterior, en tanto presenta formalmente para la revisión y en su caso aprobación de la Comisión, el Plan de Desarrollo para la Extracción, mismo que deberá contener el programa de implementación de los Mecanismos de Medición en apego estricto a lo señalado en el artículo 42 de los LTMMH.

III.6 Comercialización

Independientemente del análisis hecho por la Dirección General de Medición acerca de los Puntos de Medición donde el Licitante Ganador en su futuro papel de Operador Petrolero deberá poner los hidrocarburos producidos en el Área Contractual en condiciones comerciales, el Licitante Ganador indica que en lo respectivo a la Comercialización de la producción proveniente de Área

[Handwritten signature]
RC

Contractual la estrategia es utilizar la infraestructura de PEP para llevar tanto el petróleo como el gas producido a los Puntos de Medición, descontando un margen de comercialización y una tarifa por uso de infraestructura de PEP y/u otros.

La DGCP considera que la estrategia es adecuada al momento de la presentación del Plan Provisional, pero tomando como antecedente el Anexo 3 de los Contratos de tipo Licencia el Operador Petrolero deberá reportar el Precio Contractual sin el margen comercial y sin los costos, ambos términos considerados en su fórmula de precio.

III.7 Análisis económico

De acuerdo con la información presentada por el Licitante ganador, el monto para llevar a cabo las actividades que se describen en el Plan Provisiona estimado por concepto de inversiones y gastos de operación, es de 48 millones de dólares.

Descripción de Presupuesto

De acuerdo con la información presentada por el Licitante ganador, el Presupuesto relacionado al Plan Provisional, es el que se encuentra en la Tabla 10. Así mismo, las Figuras 7 y 8, representan las proporciones que abarca cada Sub-actividad petrolera en cada Actividad del presupuesto.

| Actividad Petrolera | Sub-Actividad | Presupuesto |
|---------------------|---------------|------------------------|
| Desarrollo | | \$1,377,225.48 |
| | | \$9,744,473.68 |
| Producción | | \$8,304,345.14 |
| | | \$199,970.00 |
| | | \$799,892.00 |
| | | \$1,578,776.32 |
| | | \$12,161,645.42 |
| | | \$8,648,882.22 |
| | | \$4,432,216.62 |
| | | \$799,941.50 |
| Total | | \$48,047,368.37 |

Tabla 10: Presupuesto asociado al Plan Provisional (Montos en dólares de Estados Unidos)

RC

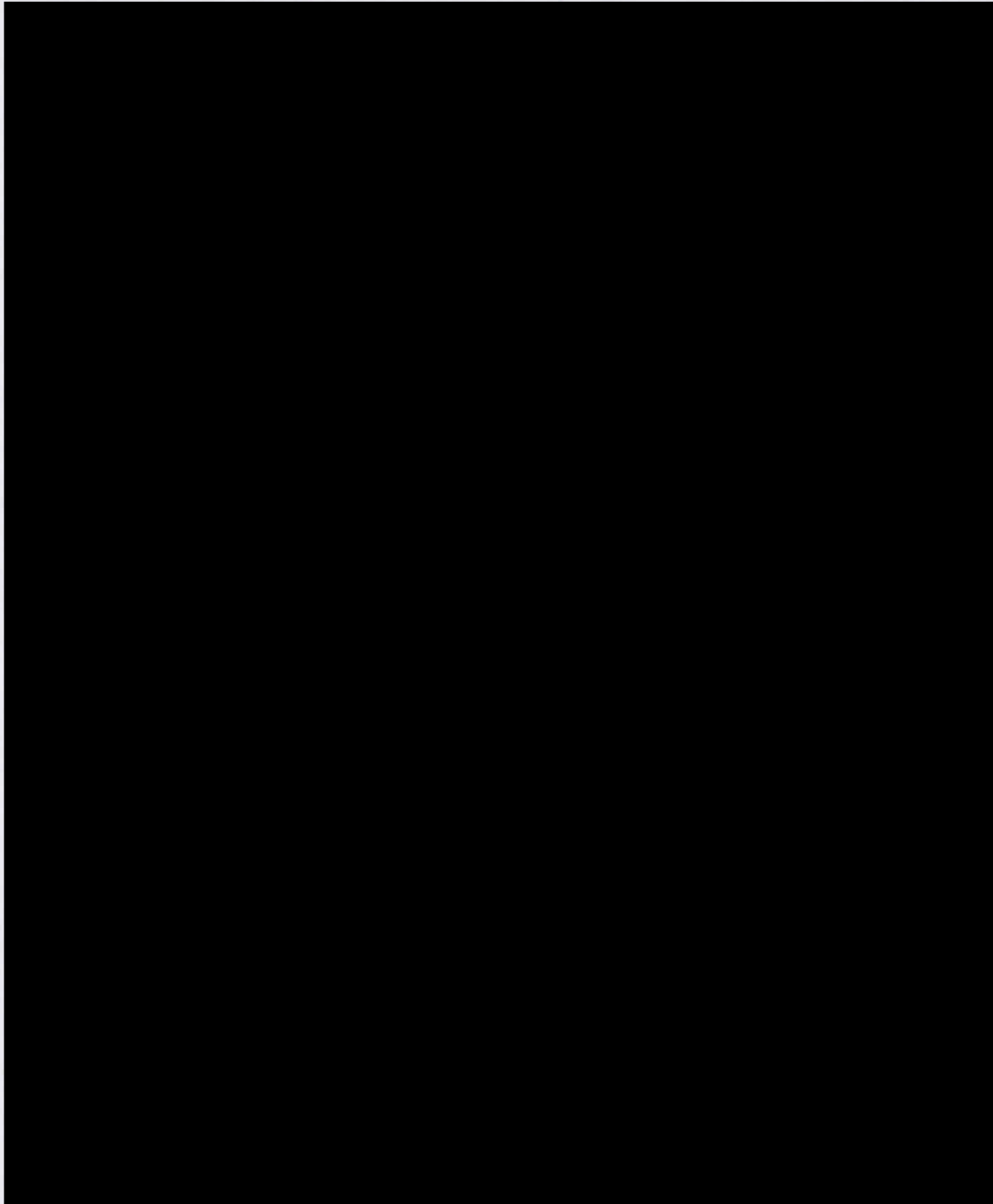


Figura 8: Distribución del presupuesto de la Actividad Petrolera: Producción

De la información anterior, se observa que el Programa de Inversiones presentado por el Contratista detalla los costos asociados a cada una de las actividades programadas dentro del Plan Provisional, y de conformidad con el Catálogo de Costos establecido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

PC

IV. Mecanismos de revisión de la eficiencia operativa y métricas de evaluación del Programa Provisional

El Licitante Ganador identificó los indicadores de desempeño que permitirán la evaluación de la eficiencia operativa del Programa Provisional. De acuerdo con las actividades e inversiones del Programa Provisional del Área Contractual, la Comisión está de acuerdo en que, la revisión y evaluación de la eficiencia operativa estará basada en la medición de los conceptos mostrados en la siguiente tabla, toda vez que fueron propuestos en términos del apartado II.9 Indicadores Clave de Desempeño en los Planes Provisionales del Anexo VI de los Lineamientos.

| 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 Fórmula o descripción del indicador | Porcentaje de desviación $TP = \frac{(TP_{real} - TP_{plan})}{(TP_{plan})} * 100$ | Porcentaje de desviación $TRP = \frac{(TRP_{real} - TRP_{plan})}{(TRP_{plan})} * 100$ |
| 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 | Al finalizar la perforación – terminación de un pozo | Al finalizar la reparación-terminación de un pozo |

| 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 | $TEPD = \frac{\text{Pozos desarrollo exitosos}}{\text{Total de Pozos desarrollo}} * 100$ |
| 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 |



RC

| 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 | $TER = \frac{\text{Reparaciones exitosas}}{\text{Total de reparaciones}} * 100$ | $DRMA = \frac{RM_{Areal} - RM_{Aplan}}{RM_{Aplan}} * 100$ |
| Frecuencia de medición | Al término de la reparación y prueba de un pozo | Trimestral |
| Periodo de reporte a la Comisión | Al término de la reparación y prueba de un pozo | Trimestral |

| 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 | $DPP = \frac{PP_{Areal} - PP_{Aplan}}{PP_{Aplan}} * 100$ | $DTP = \frac{TP_{Areal} - TP_{Aplan}}{TP_{Aplan}} * 100$ |
| Frecuencia de medición | Trimestral | Trimestral |
| Periodo de reporte a la Comisión | Trimestral | Trimestral |

| 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 | $DPA = \frac{PA_{Areal} - PA_{Aplan}}{PA_{Aplan}} * 100$ | $DGO = \frac{GO_{Areal} - GO_{Aplan}}{GO_{Aplan}} * 100$ |
| Frecuencia de medición | Mensual | Trimestral |
| Periodo de reporte a la Comisión | Mensual | Trimestral |

RC

| Característica | Desarrollo de reservas |
|-------------------------------------|--|
| Metas o parámetros de medición | Porcentaje de desviación del desarrollo de reservas real con respecto al programado en un tiempo determinado |
| Unidad de medida | Porcentaje de desviación |
| Fórmula o descripción del indicador | $DDR = \frac{DR_{real} - DR_{plan}}{DR_{plan}} * 100$ |
| Frecuencia de medición | Trimestral |
| Periodo de reporte a la Comisión | Trimestral |

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

| Característica | Contenido Nacional | Aprovechamiento de Gas Natural |
|-------------------------------------|--|---|
| Metas o parámetros de medición | Porcentaje de la diferencia entre el contenido nacional utilizado respecto al programado | Porcentaje de la diferencia entre el aprovechamiento de gas real respecto al programado |
| Unidad de medida | Porcentaje de desviación | Porcentaje de desviación |
| Fórmula o descripción del indicador | $DCN = \frac{CN_{real} - CN_{plan}}{CN_{plan}} * 100$ | $DAGN = \frac{AGN_{real} - AGN_{plan}}{AGN_{plan}} * 100$ |
| Frecuencia de medición | Trimestral | Mensual |
| Periodo de reporte a la Comisión | Trimestral | Mensual |

Tabla 11. Indicadores de desempeño.
(Fuente: Licitante Ganador).

PC

V. Sistema de Administración de Riesgos

Mediante escrito recibido el 28 de febrero del 2018 en esta Comisión, el Licitante Ganador presentó copia de la constancia de Registro de la Conformación del Sistema de Administración con número de CURR: ASEA-DEE18005C, del 20 de febrero de 2018.

La Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente al Programa Provisional, sin perjuicio de la obligación del Licitante Ganador 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 los Planes aprobados por la Comisión.

VI. Términos en los que es aprobado el Programa Provisional y métricas de evaluación del mismo.

VI.1 CONSIDERACIONES

El Programa Provisional resulta técnicamente viable en atención al objetivo del mismo, toda vez que conforme a las actividades propuestas permitirá dar continuidad operativa al Área Contractual, mismas que podrían iniciarse durante el periodo de transición conforme a los procedimientos y normatividad aplicable, en el entendido de que los objetivos principales de dichas actividades, en cumplimiento al Artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, son:

- I. Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país;
- II. 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, de pozos, campos y yacimientos abandonados, en proceso de abandono y en explotación;
- III. ...
- IV. La utilización de la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos,
- V. ...
- VI. Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país, y
- VII. Procurar el aprovechamiento del gas natural asociado en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

La continuidad operativa no sólo comprende las actividades relacionadas con las actividades asociadas a la producción de los hidrocarburos, sino también lo correspondiente a la toma de información.



RC

VI.1.1 Cumplimiento del numeral 23.5, inciso i, de las Bases de Licitación, y al artículo 24 de los Lineamientos.

El Programa Provisional presentado tiene por objeto el garantizar la continuidad operativa de las actividades de producción en el Área Contractual, así como dar cumplimiento con el 42 de los LTMMH.

VI.2 RECOMENDACIONES

Derivado del análisis técnico al Programa Provisional presentado, se emiten las siguientes recomendaciones:

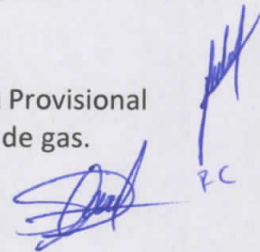
- Se recomienda aprovechar los resultados de los estudios y toma de información en los pozos y considerar la implementación de tecnologías que permitan seguir recuperando la reserva remanente y maximizar el factor de recuperación de los campos en un futuro plan de Desarrollo.
- Es recomendable que el Licitante Ganador considere el aprovechamiento del gas natural asociado, de acuerdo con las *"Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento de gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos"*.
- Se recomienda otorgar la columna geológica completa del Campo Ogarrio al Licitante Ganador, con la finalidad de que cuente la posibilidad de realizar actividades de exploración dentro del polígono del Área Contractual.

VI.3 DICTAMEN TÉCNICO

Con base en las consideraciones anteriores, la Dirección General de Dictámenes de Extracción y la Dirección General de Estadística y Evaluación Económica emiten el presente dictamen técnico, en sentido favorable respecto al Área Contractual Campo Ogarrio, respecto a las actividades propuestas, toda vez que, de acuerdo al numeral 23.5, inciso i, de las Bases de Licitación, al Artículo 24 de los Lineamientos, así como del Artículo 42 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos, permitirá dar continuidad operativa al Área Contractual, en el entendido de que el objetivo principal de dichas actividades es dar continuidad operativa y de producción.

De acuerdo con el Plan, el Licitante Ganador busca obtener los datos y el conocimiento adecuado de los yacimientos mediante la toma de información en los pozos. Cabe mencionar que, con base en los resultados de las actividades del periodo del Programa Provisional, el Licitante Ganador tendrá información técnica que permita incrementar la confiabilidad de los modelos estático y dinámico del yacimiento, y así plantear posteriormente un esquema de evaluación y desarrollo del Área Contractual.

El Licitante Ganador tiene contemplado incrementar durante el periodo del Programa Provisional en 0.22 % el Factor de Recuperación de aceite y en 0.73 % el Factor de Recuperación de gas.



Del contenido del Programa Provisional se advierte que éste fue estructurado y elaborado con base en el uso de la tecnología empleada previamente, la cual se adecua técnicamente a las condiciones del Área Contractual, siendo que ésta permitirá asegurar una continuidad operativa y de producción.

Se estima que la estrategia planteada presenta bases técnicas sólidas, así como un programa de inversiones acorde con las actividades propuestas para la consecución de dichos objetivos, sentado las bases, a través de un programa de actividades consistente con los alcances definidos en el mismo para una continuidad operativa y de producción del Área Contractual.

Con la finalidad de dar cumplimiento con el artículo 42 de los LTMMH y contar con las aprobaciones correspondientes para asegurar la medición de los hidrocarburos producidos en el Área Contractual, el Licitante Ganador presentó la propuesta de Punto de Medición Provisional cuya evaluación, y en su caso aprobación, no es materia del presente Dictamen.

Dicho lo anterior, se emite el presente Dictamen en sentido favorable en relación con el Programa Provisional, el cual tendrá una vigencia de 12 meses a partir de la Fecha Efectiva del Contrato de Extracción que se celebrará entre la Comisión y el Licitante Ganador.

Elaboró




Ing. Roberto Gerardo Castro Galindo
Director General Adjunto

Validó



Ing. Julio César Trejo Martínez
Director General

Autorizó



Mtro. León Daniel Mena Velázquez
Titular de la Unidad Técnica de Extracción

Anexo: Programa Provisional asociado al proceso de migración de la Asignación A-0244-M-Campo Ogarrio.