

Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

Opinión Técnica

Solicitud de Migración de la Asignación

**A-0292-M- Campo Rodador**

a un Contrato para la Exploración y Extracción

Septiembre 2015

ARP

A handwritten signature in black ink, appearing to be a stylized 'J' or similar character.

A handwritten signature in black ink, consisting of several connected strokes.

# Contenido

<b>CONTENIDO .....</b>	<b>2</b>
<b>I. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>3</b>
<b>II. IDENTIFICACIÓN DE LA ASIGNACIÓN A MIGRAR.....</b>	<b>4</b>
A) DESCRIPCIÓN DE LA ASIGNACIÓN .....	4
B) UBICACIÓN .....	4
<b>III. JUSTIFICACIÓN DE LA CONVENIENCIA DE LA MIGRACIÓN PARA LA NACIÓN .....</b>	<b>5</b>
A) PRODUCCIÓN BASE E INCREMENTAL DE HIDROCARBUROS .....	5
B) INCORPORACIÓN DE RESERVAS ADICIONALES.....	10
C) ESCENARIO DE GASTOS, COSTOS E INVERSIONES NECESARIOS PARA UN DESARROLLO EFICIENTE .....	11
<b>IV. ESCENARIOS DE PRECIOS UTILIZADOS .....</b>	<b>18</b>
<b>V. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL ÁREA .....</b>	<b>21</b>
<b>VI. LA CALIDAD, EL CONTENIDO DE AZUFRE Y GRADOS API DE HIDROCARBUROS.....</b>	<b>26</b>
<b>VII. DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA EXISTENTE DENTRO Y ALREDEDOR DEL ÁREA DE ASIGNACIÓN.....</b>	<b>27</b>
A) INFRAESTRUCTURA DENTRO DE LA ASIGNACIÓN .....	27
B) INFRAESTRUCTURA ALREDEDOR DE LA ASIGNACIÓN.....	27
<b>VIII. MANIFESTACIÓN DEL INTERÉS DE CELEBRAR ALIANZA O ASOCIACIÓN CON PERSONAS MORALES.....</b>	<b>29</b>
<b>IX. SENTIDO DE LA OPINIÓN .....</b>	<b>30</b>

ARP

g



## I. Introducción

El 11 de agosto de 2014, se publicaron en el Diario Oficial de la Federación, entre otros, los decretos por los que se expidieron las leyes de Hidrocarburos y de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como aquél por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal.

Como parte de las nuevas atribuciones conferidas, Secretaría de Energía (en adelante, Sener), con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión), adjudicó a Petróleos Mexicanos diversas asignaciones en el marco del transitorio Sexto del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013.

En términos de los artículos 12 de la ley de Hidrocarburos; 29 y 30 fracción II de su Reglamento, las empresas productivas del Estado titulares de una Asignación podrán solicitar a la Sener la migración de sus Asignaciones a un contrato para la exploración y extracción, debiendo resolver con la asistencia técnica de la Comisión. En este sentido y como titular de la Asignación A-0292- Campo Rodador, Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP), envió a la Sener mediante oficio PEP-154-2015 de fecha 22 de abril de 2015, la solicitud de migración de dichas Asignaciones a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

Con fecha 24 de abril de 2015, mediante oficio 500.DGCP.438/15, la Sener requirió a PEP información adicional respecto de la solicitud presentada para la migración de la Asignación A-0292- Campo Rodador. Mediante oficio SPE-229-2015, de fecha 08 de julio de 2015, PEP hizo entrega de la documentación que le fue requerida por Sener. En consecuencia, mediante oficio 500.DGCP.506/15 recibido en esta Comisión el 14 de julio de 2015, la Sener solicitó a esta Comisión su opinión técnica respecto de la procedencia de la migración de la Asignación mencionada.

Posteriormente, la Sener mediante oficio 500.DGCP.547/15 recibido el 11 de agosto de 2015, hizo del conocimiento de esta Comisión la suspensión del procedimiento para resolver sobre la procedencia de la migración de la Asignación A-0292- Campo Rodador a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos, hasta en tanto la propia Sener modificara y expidiera el nuevo Título de Asignación respectivo.

Con fecha 02 de septiembre de 2015, y una vez expedido el nuevo Título de Asignación correspondiente, PEP presentó mediante oficio PEP-DDP-SAP-054-2015 a la Sener la actualización de la solicitud de migración de la Asignación A-0292-M- Campo Rodador, manifestando su interés de continuar con la solicitud de migración de dicha Asignación.

Como consecuencia de lo anterior, mediante oficio 500.DGCP.591/15 recibido el 07 de septiembre de 2015, la Sener solicitó a esta Comisión su opinión técnica respecto de la procedencia de la migración de la Asignación A-0292-M- Campo Rodador a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

Recibida la información de referencia, se procedió a analizar de manera integral el contenido de la misma para la emisión de la opinión técnica a la Sener, en términos de los dispuesto en los artículos 12 de la Ley de Hidrocarburos y, 29 y 30 fracción II, de su Reglamento.

APP  
gl  
A

## II. Identificación de la Asignación a Migrar

### a) Descripción de la asignación

La Asignación A-0292- Campo Rodador fue otorgada a Petróleos Mexicanos en el marco de la Ronda Cero. Posteriormente el 20 de agosto de 2015 dicho título se modificó a la Asignación A-0292-M- Campo Rodador para ajustar el área y la actividad física, de las actividades de extracción de hidrocarburos. La Asignación modificada tiene una vigencia de 20 años contados a partir de la emisión del título de Asignación A-0292- Campo Rodador, el cual podrá prorrogarse hasta en dos ocasiones por un periodo adicional de hasta 5 años cada uno, previa aprobación de la Secretaría de Energía.

La asignación está compuesta por el campo Rodador que fue descubierto en el año de 1971 con la perforación del pozo exploratorio Rodador No. 1, resultando productor de gas y aceite. La producción proviene mayoritariamente de la formación Encanto.

El título de Asignación, otorga a Petróleos Mexicanos el derecho para realizar actividades de extracción en la formación geológica Encanto correspondientes a Plioceno Inferior y Mioceno Medio del campo Rodador.

Al 31 de diciembre de 2014, el campo Rodador tuvo una producción acumulada de 44.1 mmbbl de aceite y 63.2 mmpc de gas. Al mes de mayo de 2015, el campo Rodador tiene una producción promedio de 4.7 mbd de aceite y 8.0 mmpcd de gas.

### b) Ubicación

La Asignación A-0292-M- Campo Rodador, se localiza en la porción terrestre del estado de Tabasco, de la cuenca Salina del Istmo, al oriente del puerto de Coatzacoalcos. Esta Asignación cuenta con un área de 35.69 km<sup>2</sup>. En la Fig. 1 se puede observar la ubicación geográfica de la Asignación y la superficie asignada.

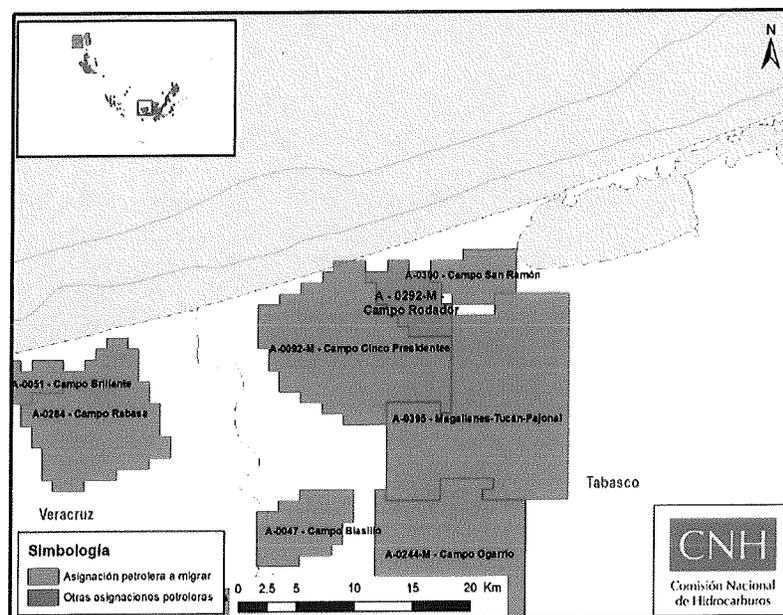


Fig. 1. Ubicación geográfica de la Asignación A-0292-M- Campo Rodador. (Fuente: CNH con datos de PEP)

ARR  
gl  
/

### III. Justificación de la conveniencia de la migración para la Nación

La solicitud de migración presentada por PEP considera tres escenarios de producción; el escenario Base Ronda Cero, denominado en el documento como "Escenario Base"; el escenario "Base Modificado", el cual es una actualización del Escenario Base y el "Escenario Incremental", el cual incluye propuestas adicionales. A continuación se describen los principales elementos de los tres escenarios antes mencionados, elementos tales como producción de hidrocarburos, los gastos, costos e inversiones necesarias para el desarrollo del campo, actividades a realizarse así como la incorporación de reservas adicionales o en su caso, reclasificación de reservas.

#### *a) Producción base e incremental de hidrocarburos*

Los perfiles de producción de aceite y gas no asociado del campo Rodador se generaron mediante el método de la teoría de curvas de declinación exponencial, mediante el cual se calculan los pronósticos de producción para cada actividad a realizar en los pozos pudiendo tratarse de la producción base de los pozos operando, terminaciones de nuevos pozos, reparaciones con y sin equipo, etc., lo anterior, partiendo de una producción inicial, un factor de declinación estimado y el límite económico de producción; la producción que se espera acumular, corresponde a la reserva remanente atribuible a la actividad en cuestión.

Los perfiles de producción documentados en esta sección corresponden a tres escenarios presentados por PEP, mismos que se describen a continuación:

#### **Escenario Base-Ronda Cero**

Este escenario incluye la actividad, inversión y gastos de operación aprobados para el otorgamiento de la asignación en el proceso denominado Ronda Cero. El plan de desarrollo contempla las siguientes actividades:

- Perforación y terminación de 5 pozos de desarrollo hasta la reserva 3P.
- 107 reparaciones mayores.
- Prueba piloto de inyección de agua en los yacimientos Encanto 17A, 18 y 21, de la formación Encanto.

El proyecto de inyección de agua actualmente cuenta con estudios de laboratorio tales como pruebas y análisis de núcleos, una caracterización estática y una caracterización dinámica (balance de materia), un modelo de predicción para la declinación de la presión y generación de los pronósticos de producción; PEP tiene en plan adquirir información complementaria que consiste en registros de producción para determinar entradas de agua con la producción de aceite, registros de presión estática, pruebas de inyectividad en pozos seleccionados.

Asimismo, se tiene contemplada una serie de estudios encaminados a fortalecer el proceso de inyección de agua en el campo Rodador, los cuales incluyen la actualización del modelo de simulación y la toma de información para seguimiento y monitoreo.

PEP considera que el proceso de recuperación secundaria por inyección de agua en el campo Rodador no requiere una prueba piloto para su implementación. Los costos para una prueba piloto son iguales a los

costos de implantación del proyecto general, los procesos de inyección de agua realizados en el activo y en áreas cercanas nos permiten obtener buena información para ejecutar estos proyectos. Tanto la prueba piloto como la implantación del proyecto se realizarían bajo las mismas condiciones operativas, además de requerirse de los mismos tiempos de inyección para la manifestación de beneficios. Para llevar a cabo este proceso de inyección de agua se requiere de una planta de tratamiento de agua, equipos de bombeo, el acondicionamiento de 16 pozos inyectoros y productores, etc.

Con este escenario se pretende extraer una producción acumulada de 13.6 mmb de petróleo y 20.5 mmmpc de gas asociado. En el plan de desarrollo aprobado en Ronda Cero se documentaron las actividades a realizarse a partir del año 2015. La tabla 1 muestra los pronósticos de producción del Escenario Base-Ronda Cero, a partir del año 2016.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Aceite (mbd)	4.2	5.8	5.2	4.1	3.3	2.8	2.3	1.9	1.5	1.3	1.0	0.8	0.6	0.7	0.6
Gas (mmpcd)	3.3	9.3	9.4	7.7	6.1	4.4	3.4	2.8	2.2	1.8	1.4	1.2	1.0	1.0	0.9

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	Total
Aceite (mbd)	0.3	0.2	0.1	0.1	0.1	0.02	0.02	0.08	0.06	0.04	0.03	0.03	0.02	13.6 mmb
Gas (mmpcd)	0.2	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.5 mmmpc

Tabla 1. Pronósticos de producción de hidrocarburos - Escenario Base Ronda Cero (Fuente: PEP).

### Escenario Base-Modificado

El escenario Base Modificado refleja la situación y disponibilidad de recursos actual para la asignación, en este caso, considera el aplazamiento de la actividad física planteada para 2015. Las premisas del ajuste de este escenario consideran principalmente:

- Perforación y terminación de 3 pozos en los años 2016 a 2019 hasta la reserva posible (3P).
- Reparación mayor de 76 pozos (con equipo y sin equipo) en el periodo 2016-2020.
- Construcción de 4 oleogasoductos y 10 acueductos para los pozos inyectoros del proyecto de recuperación secundaria.
- Ejecución de fracturamientos hidráulicos, reparaciones menores y diversificación de sistemas artificiales.
- Proyecto de inyección de agua en los yacimientos E-17A, 18 y 21 de la formación Encanto, en el que se espera contribuir con este proceso con un 2.4% con el factor de recuperación final del campo.
- Con este plan de desarrollo se busca pasar de un factor de recuperación actual de 27.1% y 34.7% a uno final de 35.2% y 43.4% para el aceite y gas respectivamente.

PEMEX manifiesta que debido a cambios presupuestales sufridos a finales de 2014, evento que acontece después de la notificación de la asignación del campo Rodador en Septiembre de 2014, fue necesario ajustar la propuesta de escenario Base con las siguientes consideraciones:

- Las condiciones de mercado sobre los precios actuales de los hidrocarburos, motivaron a enfocar los recursos y esfuerzos en la perforación de pozos de aceite por ser de mayor rentabilidad.

- Para el plan de explotación se consideró únicamente la actividad física que sustenta las reservas certificadas al 01 de enero de 2015.
- Aumento en el tipo de cambio de pesos a dólares al primer trimestre de 2015, ocasionó que el costo de las intervenciones valuadas en dólares se elevaran.

Por lo antes expuesto, el plan de desarrollo del campo Rodador en el Escenario Base de Ronda Cero contempla la perforación y terminación de 5 pozos (2 pozos en 2017 y 3 pozos en el año 2029), este se optimizó a la perforación y terminación de 4 pozos en el Escenario Base Modificado, lo cual cumple con el compromiso mínimo de trabajo ya que este contempla la perforación de 2 pozos hasta el año 2026; en el año 2015 Pemex perforará 1 pozo por lo que únicamente quedarán 3 pozos a perforar del 2016 en adelante.

Asimismo, respecto a la cifra de 105 reparaciones mayores para el Escenario Base Modificado son consistentes cuantitativamente con las 100 reparaciones mayores del compromiso mínimo de trabajo de la asignación dentro del período de 20 años, en el año 2015 Pemex reparará 13 pozos por lo que únicamente quedarán 92 pozos a reparar del 2016 en adelante.

La Tabla 2 muestra los pronósticos de producción del Escenario Base Modificado.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Aceite (mbd)	4.1	3.8	4.8	6.0	5.0	3.6	2.3	1.4	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1
Gas (mmpcd)	6.4	5.9	5.9	6.0	4.6	3.2	2.0	1.1	0.5	0.3	0.3	0.3	0.2	0.02

	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Total
Aceite (mbd)	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.04	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	11.8 Mmb
Gas (mmpcd)	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.04	0.03	13.8 mmmmpc

Tabla 2. Pronósticos de producción de hidrocarburos - Escenario Base Modificado (Fuente: PEP).

### Escenario Incremental

Para el planteamiento de este escenario PEMEX considera lo propuesto en el Escenario Base Modificado, además de los siguientes cambios:

- Adelanto de la perforación y terminación de 2 pozos a los años 2016 y 2017, de los 3 programados en el escenario base, así como, la perforación y terminación del pozo Rodador 719 adicional en el año 2017, para un total de 4 pozos a perforar en los años 2016 y 2017.
- Reparación mayor de 25 pozos adicionales, para un total de 101 intervenciones en el periodo 2016-2034.
- Se espera obtener beneficios tecnológicos para la ejecución del proyecto de inyección de agua en los yacimientos E-17A, 18 y 21 de la formación Encanto, se espera contribuir con este proceso con un 2.4% con el factor de recuperación final del campo, así como, en la ejecución de fracturamientos hidráulicos y en la diversificación de sistemas artificiales.
- Con este plan de desarrollo se busca pasar de un factor de recuperación actual de 27.1% y 34.7% a uno final de 36.9% y 45.6% para el aceite y gas respectivamente.

En el año 2015 PEMEX perforará 1 pozo y reparará 13 considerados en el escenario de Ronda Cero.

La Tabla 3 muestra los pronósticos de producción del Escenario Incremental.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Aceite (mbd)	4.4	4.2	5.3	5.9	5.0	3.8	2.8	2.0	0.9	0.8	0.6	0.5	0.4	0.4	0.4	0.3
Gas (mmpcd)	6.7	6.3	6.6	6.0	4.7	3.5	2.6	2.0	1.3	1.2	1.0	0.9	0.7	0.7	0.6	0.5

	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	Total
Aceite (mbd)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.02	0.02	0.02	0.02	0.00	14.5 Mmb
Gas (mmpcd)	0.5	0.5	0.4	0.5	0.4	0.3	0.3	0.2	0.1	0.1	0.04	0.04	0.03	0.03	0.01	17.8 mmpc

Tabla 3. Pronósticos de producción de hidrocarburos - Escenario Incremental (Fuente: PEP).

### Comparativo de los escenarios de producción

A continuación se presenta el comparativo de los pronósticos de producción de aceite y gas de los distintos escenarios. En la Fig. 2 se observa la comparación de los perfiles de producción de aceite, mientras que en la Fig. 4 se observa la comparación de los volúmenes a recuperar en los tres escenarios de producción. Debido a que el Escenario Incremental contempla la perforación de un pozo adicional y el adelanto de la perforación y terminación de 2 pozos, 25 reparaciones mayores adicionales para un total de 101, además mediante el proyecto de inyección de agua, fracturamientos hidráulicos y la diversificación del uso de sistemas artificiales, el volumen acumulado de aceite en éste es mayor comparado al volumen acumulado en los escenarios base y modificado. Es decir, con el beneficio de la recuperación primaria y los obtenidos con el proceso de recuperación secundaria, el factor de recuperación aumenta lo cual se refleja en una mayor producción de aceite.

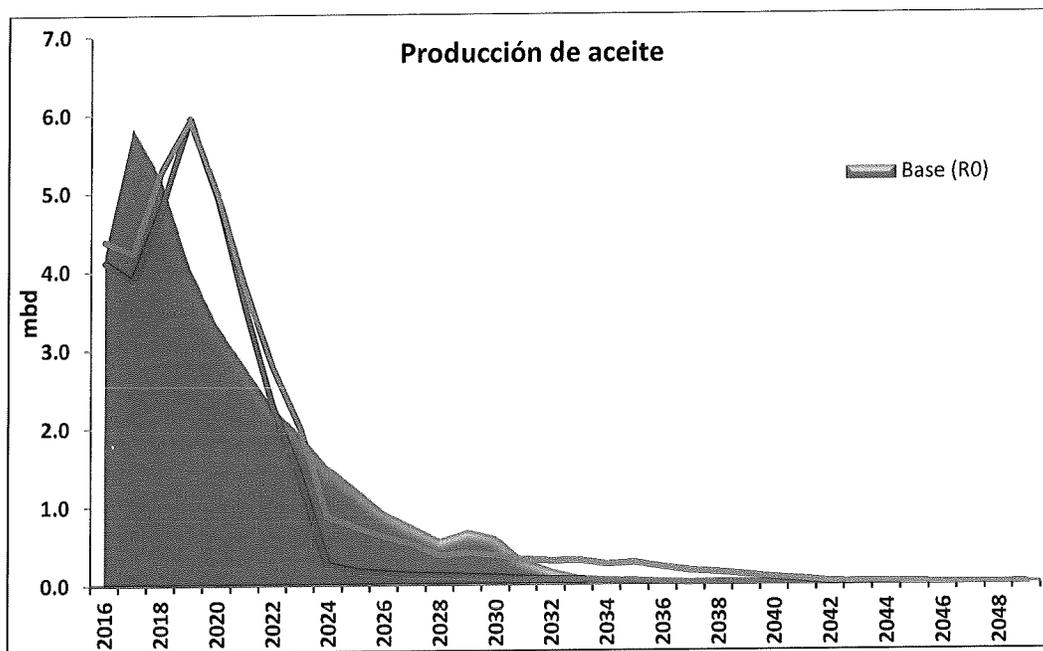


Fig. 2. Perfiles de producción de aceite del campo Rodador (Fuente: PEP).

ARP

g

Handwritten signature

En la Fig. 3 se muestra la comparación de los perfiles de producción de gas, mientras que en la Fig. 4 se observa la comparación de los volúmenes a recuperar en los tres escenarios de producción, respectivamente. A diferencia del aumento en la producción de aceite, para el caso del gas se observa una disminución en la producción del Escenario Incremental respecto al Escenario Base Ronda Cero.

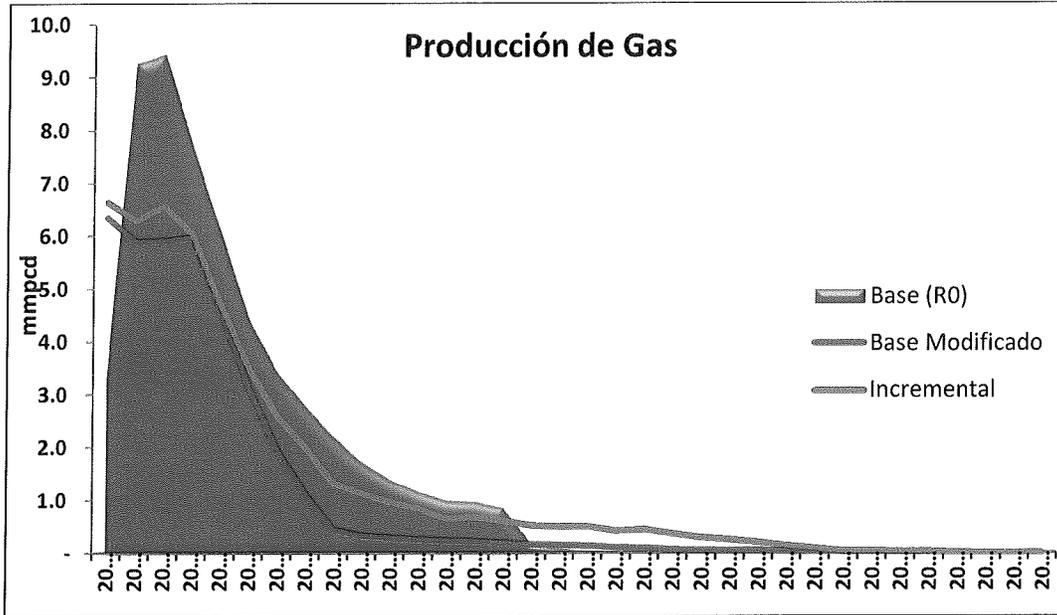


Fig. 3. Perfiles de producción de gas natural asociado del campo Rodador (Fuente: PEP).

La comparación de los volúmenes de hidrocarburos a recuperar en los tres escenarios de producción, de aceite y gas, se puede observar en la Fig. 4. El volumen acumulado, para los tres escenarios, se considera a partir del 2016, y se observa que el Escenario Incremental resulta ser mayor respecto a los Escenarios Base de Ronda Cero y Base Modificado.

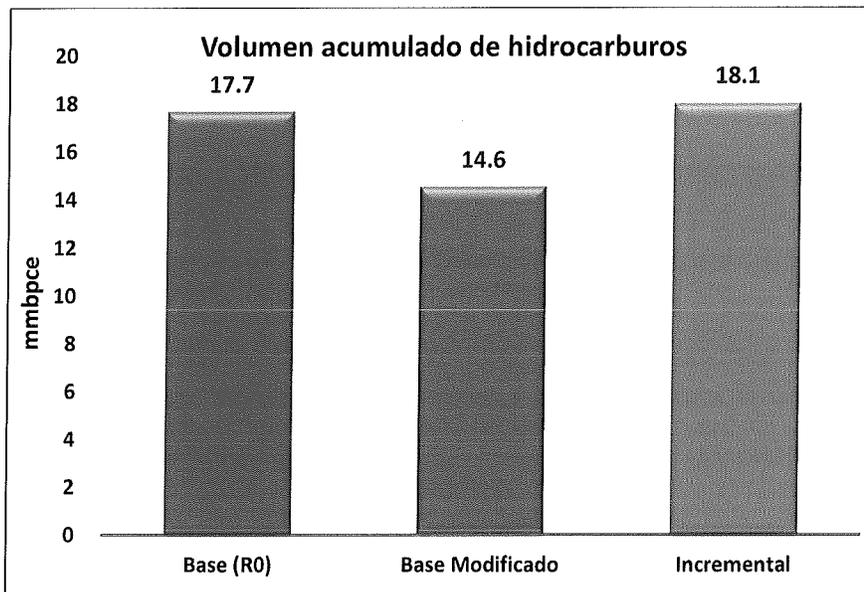


Fig. 4. Comparativo de volúmenes de hidrocarburos a recuperar del campo Rodador para los diferentes escenarios. (Fuente: PEP).

APP  
gl  
/

## b) Incorporación de reservas adicionales

La Tabla 4 muestra el volumen original de aceite y gas al 1 de enero de 2015.

Categoría	Aceite mmb	Gas mmmpc
3P	163.1	182.2

Tabla 4. Volumen original de aceite y gas al 1 de enero de 2015 (Fuente: PEP).

Las Tablas 5 y 6 muestran las reservas remanentes de aceite, gas y PCE para las diferentes categorías (1P, 2P y 3P) al 1 de enero de 2014 y 2015, respectivamente.

Categoría	Aceite mmb	Gas mmmpc	PCE mmb
1P	14.0	20.6	19.2
2P	18.0	22.4	23.6
3P	18.0	22.4	23.6

Tabla 5. Reservas remanentes de aceite, gas y PCE al 1 de enero de 2014 (Fuente: PEP).

Categoría	Aceite mmb	Gas mmmpc	PCE mmbpce
1P	10.9	16.6	15.0
2P	14.9	18.5	19.5
3P	16.0	19.8	20.9

Tabla 6. Reservas remanentes de aceite, gas y PCE al 1 de enero de 2015 (Fuente: PEP).

Los Escenarios Base Ronda Cero, Base Modificado e Incremental, no prevén un incremento en la reserva ya que consideran agotar el total de la reserva 3P. Sin embargo, la estrategia para desarrollar los pozos ubicados en la reserva probable del campo permitirá reclasificar las reservas de dichas zonas.

Por otro lado, se tiene contemplado implementar, en el campo, un proceso de recuperación secundaria en sus Escenarios Base Modificado e Incremental, por medio de la inyección de agua, con el objetivo de proporcionar el mantenimiento de la presión los yacimientos E-17A, 18 y 21 de la formación Encanto, para maximizar su factor de recuperación, a través de la recuperación primaria y procesos de recuperación adicional.

APP.

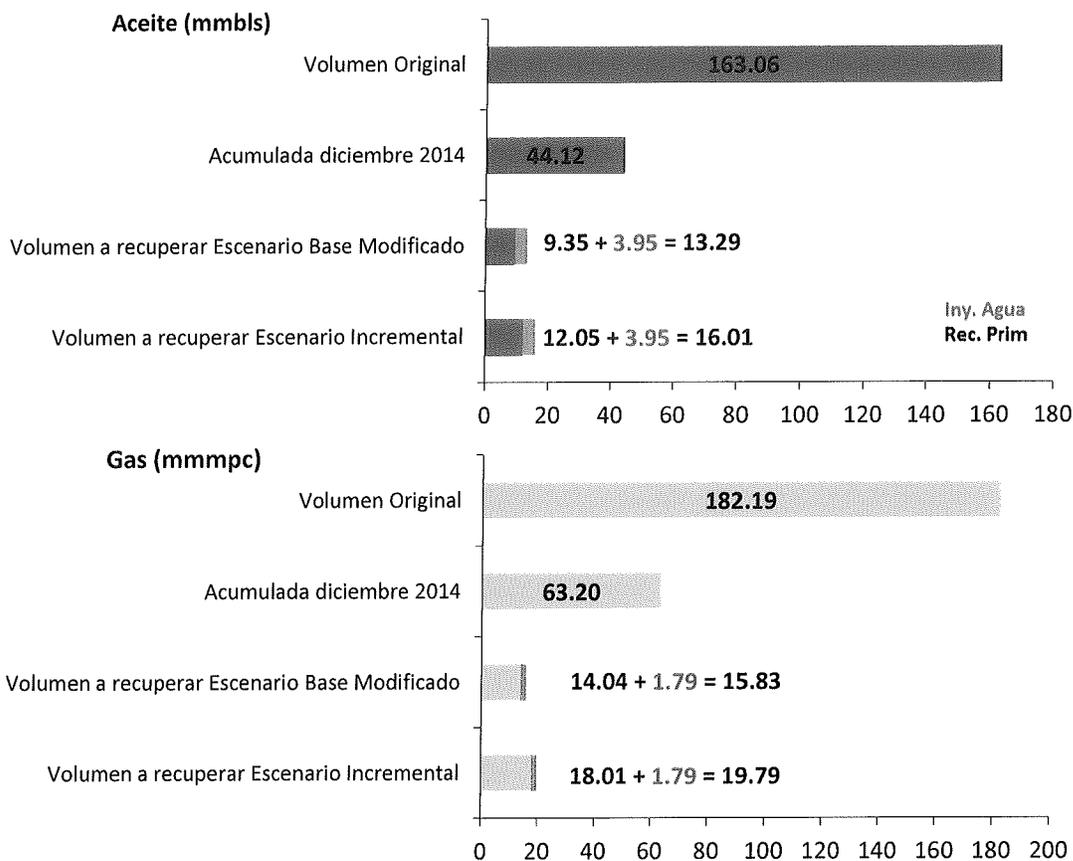


Fig. 5. Beneficio de la recuperación secundaria en los yacimientos de la formación Encanto. (Fuente: PEP).

Ahora bien, con la participación de un socio PEP tendrá acceso a tecnologías de punta y procedimientos de nueva generación, así como prácticas operativas optimizadas, de tal manera que se incrementen los valores de factor de recuperación de hidrocarburos.

### *c) Escenario de gastos, costos e inversiones necesarios para un desarrollo eficiente*

De acuerdo a la información presentada por PEP, el gasto de operación que se incluye en los escenarios se divide en programable y no programable, los cuales están conformados por los siguientes conceptos:

- Programable: Mano de obra, Materiales y Servicios generales
- No Programable: Reserva laboral y Servicios corporativos

Para estimar los gastos de operación programable y no programable de los escenarios se consideraron los datos reales de los últimos dos años asociados al campo Rodador. Se consideró adicionalmente la producción acumulada en cada uno de estos años en petróleo crudo equivalente, para determinar un costo unitario por barril de petróleo crudo equivalente, dicho costo se multiplicó por el perfil de producción de cada escenario, generando el perfil correspondiente del gasto de operación.

Cabe señalar que se tienen programados gastos de operación hasta los años 2040 y 2046 e inversiones hasta los años 2040 y 2046 en los escenarios Base Modificado e Incremental respectivamente, lo anterior

ARR.  
gl  
/

es debido a que, es hasta en esos años, donde se agota la producción, para alcanzar la reserva certificada 3P.

Respecto a las inversiones en infraestructura, la metodología para la estimación se realiza mediante una predicción de costos basada en la información disponible de: 1) contratos vigentes de obras y servicios de campos vecinos y de la 2) información histórica de costos registrada de campos o proyectos existentes. Dependiendo del tipo y cantidad de información que se tenga de un proyecto se realizan en algunas ocasiones estimaciones análogas, esto es, por comparación de valores y parámetros como el alcance, el costo, tamaño, el peso y la complejidad del proyecto anterior similar, como base para utilizar el mismo parámetro o medida en el proceso.

El cálculo del costo de perforación y terminación de un pozo, así como también el costo del abandono de pozos PEP realiza con el apoyo de la herramienta institucional denominada "Módulo de información de costos programados" (MICOP). En este módulo se encuentra cargada la información de los contratos vigentes a nivel PEP con sus precios unitarios y unidades de medida, estos datos en conjunto con la estimación de tiempo y la relación de equipos, materiales y servicios a utilizar en la intervención son los insumos requeridos para realizar la estimación del costo del pozo.

A continuación, se presenta la relación de metas físicas así como los gastos operativos y las inversiones relacionadas para cada uno de los escenarios ya mencionados.

### Escenario Base-Ronda Cero

La Tabla 7 muestra el calendario actividad física del Escenario Ronda Cero.

Concepto	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Pozos de Desarrollo</b>															
Perforaciones			2												3
Terminaciones			2												3
<b>Reparaciones Mayores</b>															
Cambios de intervalo	5	15	15	12	17	11	7	6	5	4	2	1	3		1
Acond. Pozos Prod.	9														
Acond. Pozos Inyect.	9														
<b>Infraestructura</b>															
Acueductos	10														
<b>Taponamiento de Pozos</b>			9	1	6	3	4	7	3	2	3	4	2	5	1

Concepto	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	Total
<b>Pozos de Desarrollo</b>															
Perforaciones															5
Terminaciones															5
<b>Reparaciones Mayores</b>															
Cambios de intervalo	1		1					1							107
Acond Pozos Prod.															9
Acond Pozos Inyect.															9
<b>Infraestructura</b>															
Acueductos															10
<b>Taponamiento de Pozos</b>	1	1	3	3		1								1	60

Tabla 7. Metas físicas de escenario Base Ronda Cero. (Fuente: PEP)

ARP

La Tabla 8 muestra la inversión y gastos de operación del Escenario Base Ronda Cero, usando la paridad 12.90 (pesos/usd), a partir del año 2016.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Inversión (mmUSD)	4.5	13.4	6.0	8.8	4.6	4.2	2.6	1.4	2.3	1.8	1.3	1.2	0.6	14.8	0.4
Gastos de operación (mmUSD)	12.7	20.8	20.1	16.8	13.5	10.7	8.7	7.1	5.6	4.4	3.5	3.1	2.5	2.3	1.9

	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	Total
Inversión (mmUSD)	0.1	0.1	0.1	0.01	0.01	0.0	0.4	0.01	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	68.7
Gastos de operación (mmUSD)	0.7	0.5	0.4	0.2	0.1	0.1	0.05	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.04	136.6

Tabla 8. Inversión y gastos de operación - Escenario Base Ronda Cero (Fuente: PEP).

### Escenario Base-Modificado

La Tabla 9 muestra el calendario actividad física del Escenario Base Modificado.

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Pozos de Desarrollo</b>														
Perforación	1		1	1										
Terminación	1		1	1										
<b>Reparaciones Mayores</b>														
Cambios de intervalo	20	23	18	12	3									
Acond Pozos Prod	8													
Acond Pozos	8													
Inyect														
<b>Infraestructura</b>														
Acueductos	10													
Oleoductos														
Oleogasoductos			2					2						
<b>Taponamiento de Pozos</b>	7	2	6	3	6	11	4	8	4		1	1	2	1

Concepto	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	Total
<b>Pozos de Desarrollo</b>														
Perforación														3
Terminación														3
<b>Reparaciones Mayores</b>														
Cambios de intervalo														76
Acond Pozos Prod														8
Acond Pozos Inyect														8
<b>Infraestructura</b>														
Acueductos														10
Oleoductos														
Oleogasoductos														4
<b>Taponamiento de Pozos</b>						1				1		1	2	61

Tabla 9. Meta física de Escenario Base Modificado (Fuente: PEP).

ARP

gl

La Tabla 10 muestra la inversión y gastos de operación del Escenario Base Modificado, usando la paridad 14.30 (pesos/usd).

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Inversión (mmUSD)	37.9	22.0	28.3	26.1	18.1	15.7	12.1	11.1	8.8	5.1	5.0	4.0	3.4
Gastos de operación (mmUSD)	5.8	6.0	6.7	7.9	6.3	5.0	3.6	2.8	1.3	1.1	0.8	0.7	0.5
	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Total
Inversión (mmUSD)	3.4	3.4	0.9	0.5	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	205.8
Gastos de operación (mmUSD)	0.6	0.5	0.4	0.4	0.4	0.3	0.4	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	52.4

Tabla 10. Inversión y gastos de operación - Escenario Base Modificado (Fuente: PEP).

### Escenario Incremental

La Tabla 11 muestra el calendario actividad física del Escenario Incremental.

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
<b>Pozos de Desarrollo</b>																
Perforación	2	2														
Terminación	2	2														
<b>Reparaciones Mayores</b>																
Cambios de intervalo	20	23	18	12	6	6	3	4	2	2	1			2		
Acond Pozos Prod	8															
Acond Pozos Inyect	8															
<b>Infraestructura</b>																
Acueductos	10															
Oleoductos																
Oleogasoductos			2					2								
<b>Taponamiento de Pozos</b>	7	2	6	3	6	11	4	9	4		1	1	3	1		
Concepto	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	Total
<b>Pozos de Desarrollo</b>																4
Perforación																4
Terminación																4
<b>Reparaciones Mayores</b>																101
Cambios de intervalo	1		1													8
Acond Pozos Prod																8
Acond Pozos Inyect																8
<b>Infraestructura</b>																10
Acueductos																10
Oleoductos																4
Oleogasoductos																4
<b>Taponamiento de Pozos</b>				1				1			2				1	63

Tabla 11. Metas física de Escenario Incremental. (Fuente: PEP).

La Tabla 12 muestra la inversión y gastos de operación del Escenario Incremental, usando la paridad 14.30 (pesos/usd).

ARP  


	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Inversión (mmUSD)	39.7	26.7	25.0	23.0	18.3	16.4	12.3	11.7	9.1	5.4	5.2	3.9	3.3	3.9	3.4	0.9
Gastos de operación (mmUSD)	5.8	5.9	7.0	7.3	6.1	4.9	3.6	2.7	1.3	1.1	1.0	0.7	0.5	0.5	0.5	0.4

	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	Total
Inversión (mmUSD)	0.6	0.01	0.1	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	208.9
Gastos de operación (mmUSD)	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.02	51.6

Tabla 12. Inversión y gastos de operación - Escenario Incremental. (Fuente: PEP).

### Comparativo de escenarios

En esta sección se presenta el comparativo de las metas físicas y de los escenarios de gastos, costos e inversiones. Respecto al programa de desarrollo adicional en cuanto a actividad de pozos y reparaciones mayores, entre el escenario Base Modificado e Incremental se considera la perforación de un pozo de desarrollo y 25 reparaciones mayores adicionales. En las Fig. 6 y 7 se puede observar el comparativo de las actividades físicas para pozos de desarrollo y reparaciones mayores en los diferentes escenarios de producción.

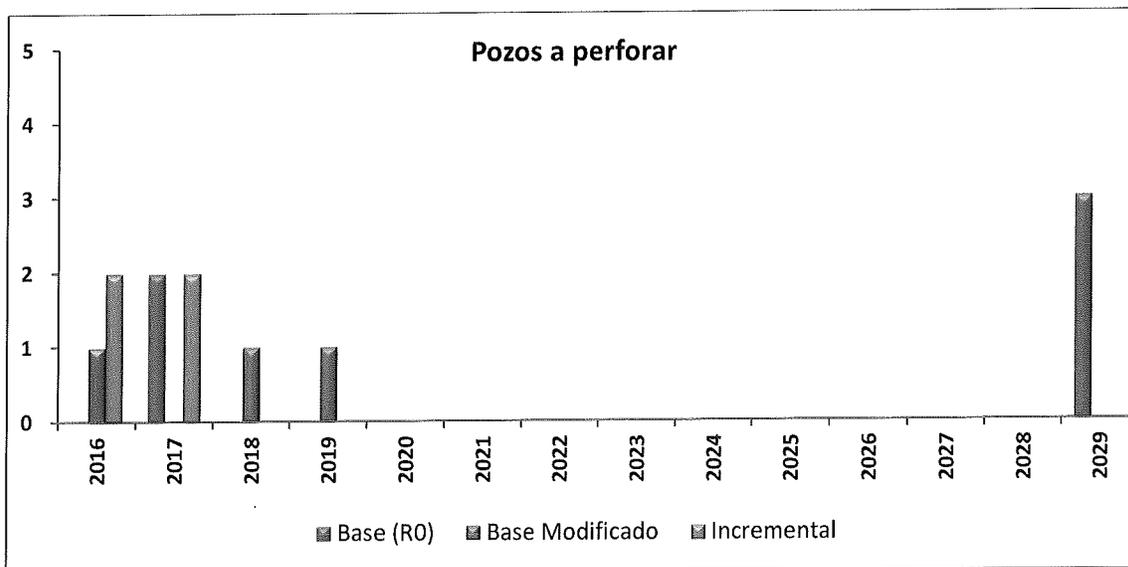


Fig. 6. Comparativo de actividades de perforación para los 3 escenarios en el campo Rodador. (Fuente: PEP)

APP

gs  
/

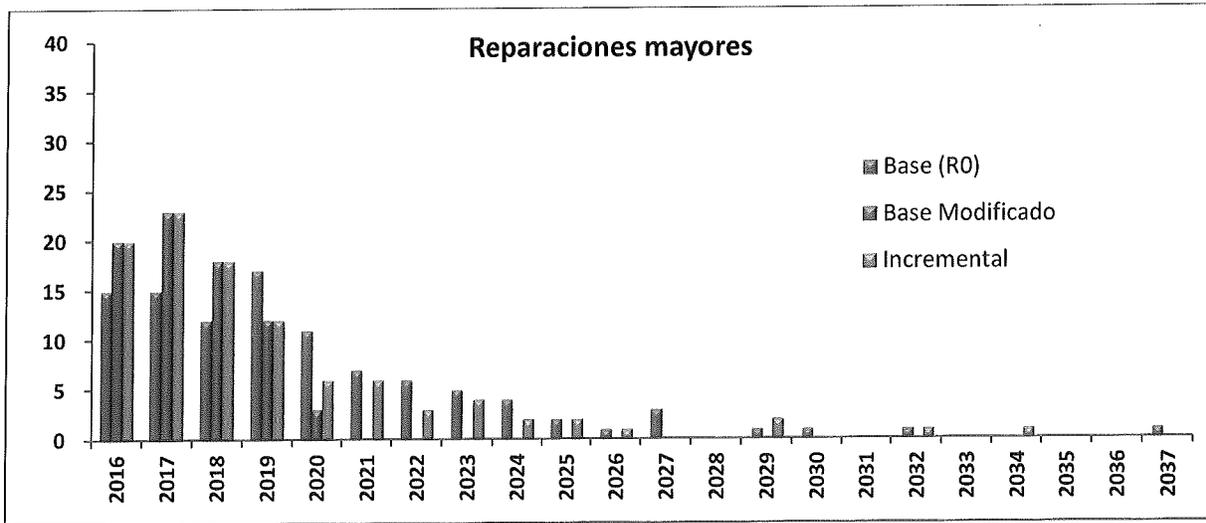


Fig. 7. Comparativo de actividades de reparaciones mayores, para cambios de intervalo, de los 3 escenarios en el campo Rodador. (Fuente: PEP)

De las actividades físicas mostradas en las figuras anteriores, se puede observar que el Escenario Incremental incluye un programa de trabajo adicional respecto al Escenario Base Modificado. El programa de actividades adicionales considerado en el Escenario Incremental, permitirá una recuperación de hidrocarburos adicional a la considerada en el Escenario Base Modificado así como una recuperación de hidrocarburos en el corto plazo.

Respecto a los gastos de operación asociados a cada escenario, en las Tablas 8, 10 y 12, se puede observar que durante el período de vida del campo, el gasto de operación es mayor en el Escenario Base de Ronda Cero. La Fig. 8 muestra de forma gráfica, a partir del año 2016, el comparativo de los gastos de operación para cada uno de los escenarios, donde el acumulado de los gastos de operación del campo, para el Escenario Incremental, se refleja una optimización.

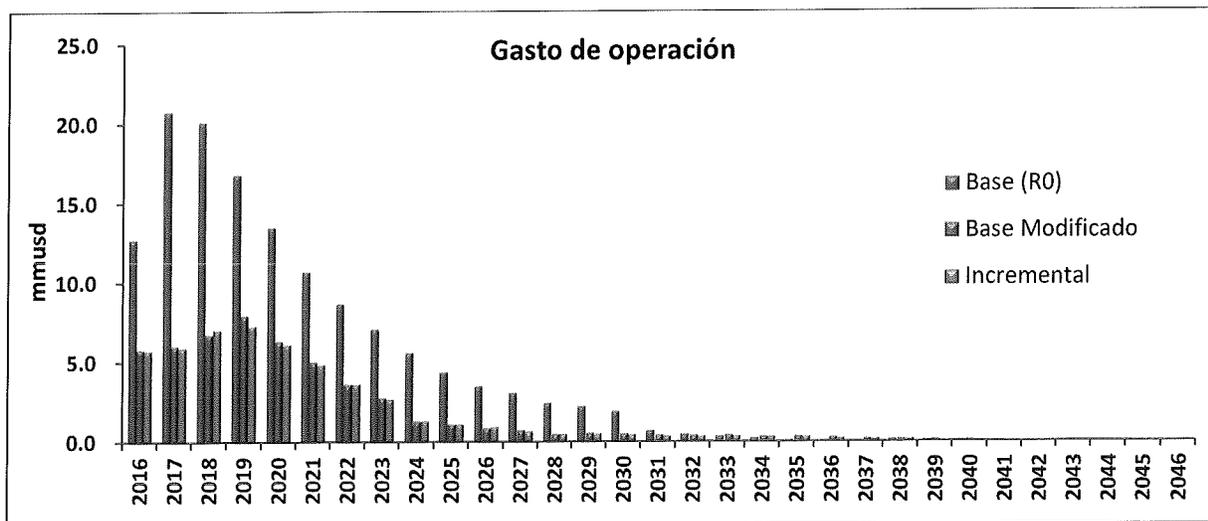


Fig. 8. Comparativo de Gastos de operación del campo para los diferentes escenarios. (Fuente: PEP)

ARP

Handwritten signatures and initials.

Las Tablas 8, 10 y 12 muestran las inversiones que se tienen consideradas en cada escenario de producción; la Fig. 9 muestra de forma gráfica, a partir del año 2016, la distribución de las inversiones, donde el Escenario Incremental refleja un incremento en las inversiones.

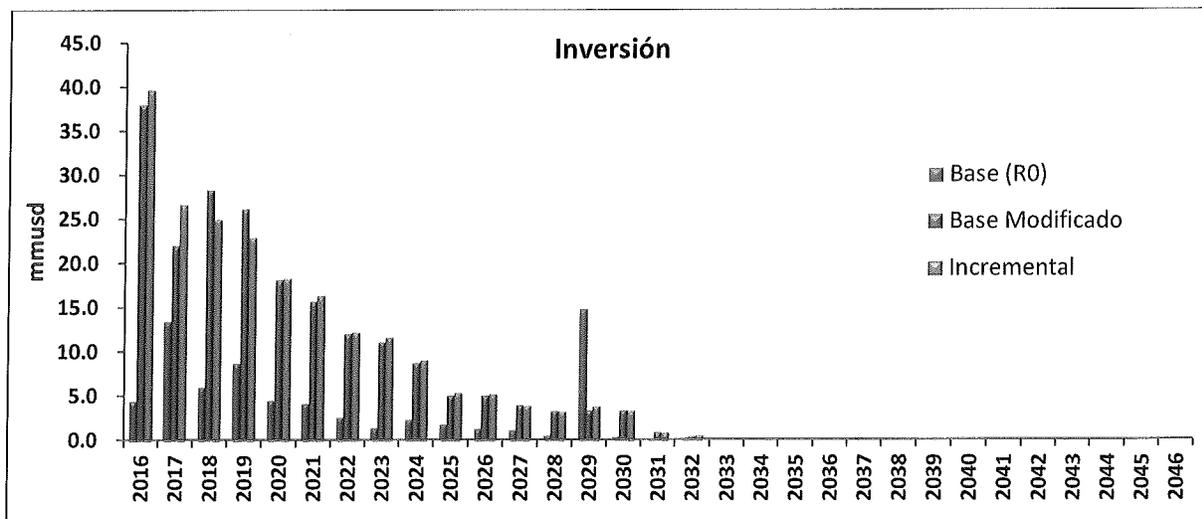


Fig. 9. Inversiones para los diferentes escenarios (Fuente: PEP)

APP

Handwritten signatures and initials.

## IV. Escenarios de Precios Utilizados

### Metodología de cálculo del precio a nivel de campo.

Para calcular el precio de crudo a nivel de campo se realiza el siguiente procedimiento:

- Dadas las referencias de las mezclas Maya (22°API), Istmo (33.6°API) y Olmeca (39.3°API), primero ubicamos en qué intervalo se encuentra la calidad C de dicho campo (entre 22 y 33.6 o bien entre 33.6 y 39.3).
- El precio de dicho crudo se calcula como el valor en la recta que une los puntos de las referencias que contienen dicha calidad C.

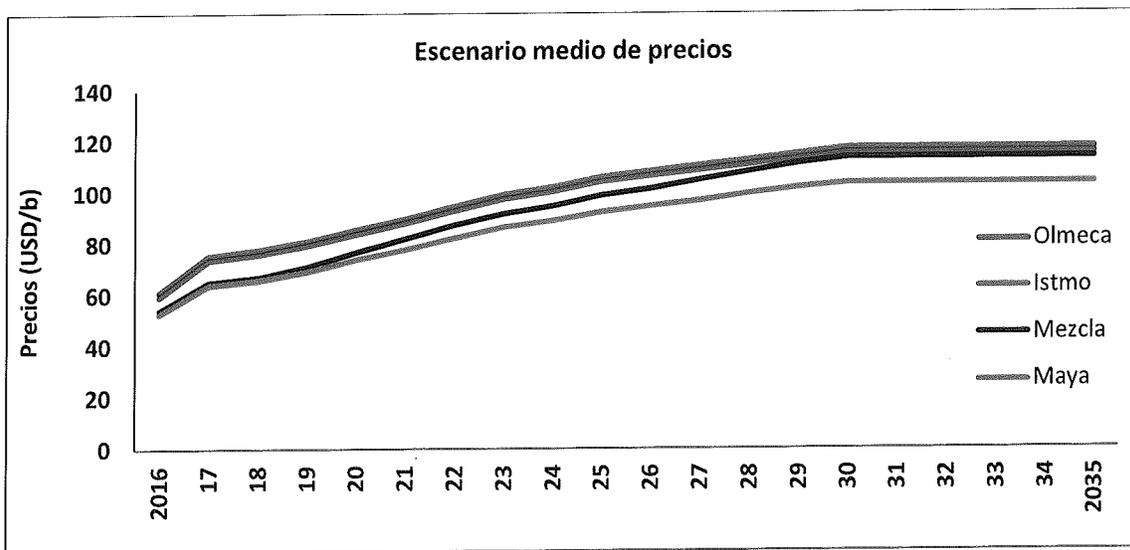


Figura 10. Escenario medio de precios del campo Rodador (Fuente: PEP).

Por ejemplo, para el campo Rodador que tiene una calidad de 31 °API, se considera el Istmo y Maya porque la calidad 31 está entre 33.6 y 22 °API. En este caso, la recta que une dichas referencias tiene por ecuación:

$$P = m * (C - C_1) + P_1,$$

El cuál tiene la pendiente  $m = \frac{P_2 - P_1}{C_2 - C_1}$ ; las calidades  $C_1, C_2$  y precios  $P_1$  y  $P_2$ . En este caso tenemos  $C_1 = 22$ ,  $C_2 = 33.6$ , y para el año 2016 tenemos  $P_1 = 52.95$ ,  $P_2 = 59.35$  (en dólares por barril) y  $m = 0.5512$ . Por lo que

$$P = (0.5512) * (31.0 - 22.0) + 52.95 = 57.91$$

### Precio del gas a nivel de campo.

Para calcular el precio del gas a nivel de campo se realiza el siguiente procedimiento

- Se utiliza el precio del gas natural como precio de referencia cuyo poder calorífico es de 1000 BTU (por sus siglas en inglés, British Thermal Unit)
- Dependiendo del poder calorífico del campo se hace una correspondencia proporcional y posteriormente, se hace un ajuste por calidad para finalmente obtener el precio del al nivel del campo, es decir, se penaliza al precio de referencia multiplicando al factor de proporcionalidad un porcentaje que considera el contaminante CO<sub>2</sub>

ARR

g

X

Por ejemplo, el campo Rodador con un poder calorífico de 1,285 BTU y un 0.22% de CO<sub>2</sub> tiene un factor de proporcionalidad de 1.285. Por tanto, el precio del campo Rodador en el año 2016 se calcula por la fórmula:

$$P = P_1 * f * (1 - \%CO_2),$$

donde  $P_1$  es el precio del gas natural en el año 2016 (en dólares por millar de pies cúbicos),  $f = 1.285$ , y  $\%CO_2 = 0.22/100$ .

$$P = 3.31 * 1.285 * (1 - 0.0022) = 4.25$$

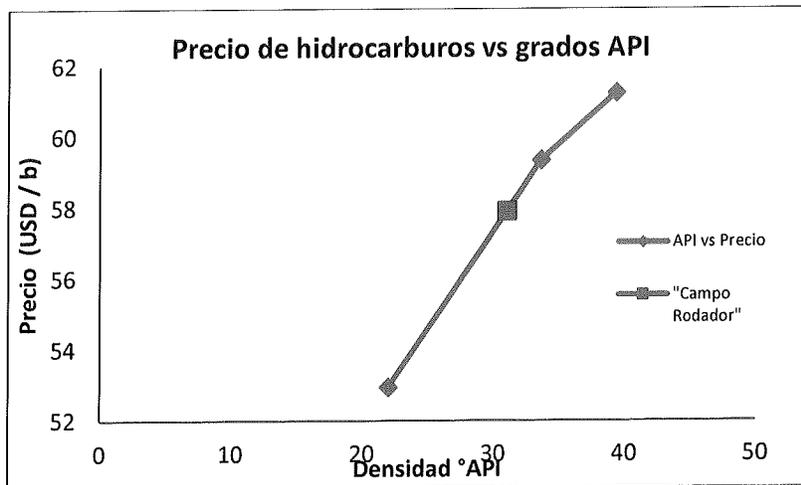


Figura 11. Precio de hidrocarburo del campo Rodador (Fuente: PEP).

La Fig. 12 muestran los comportamientos esperados de los crudos marcadores con respecto a los pronósticos de precios.

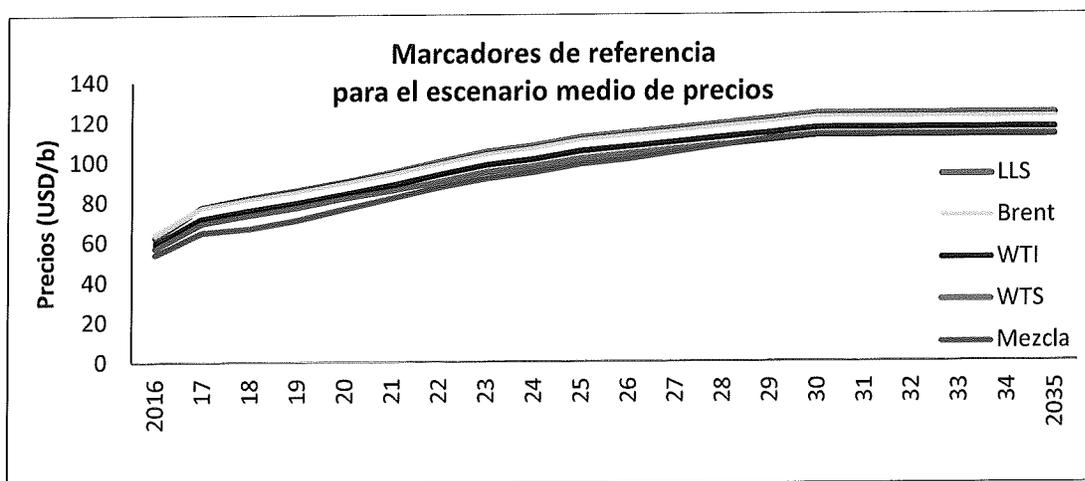


Fig. 12. Marcadores de referencia, USD/barril (Fuente: PEP).

PEP consideró los siguientes escenarios de precios del aceite y del gas para la evaluación del campo, se consideraron los precios a nivel de yacimiento para la evaluación económica del campo (Fig. 13 y 14). Los precios se encuentran referenciados al escenario medio del segundo trimestre de 2015.

ARR

Handwritten marks and signatures at the bottom right of the page.

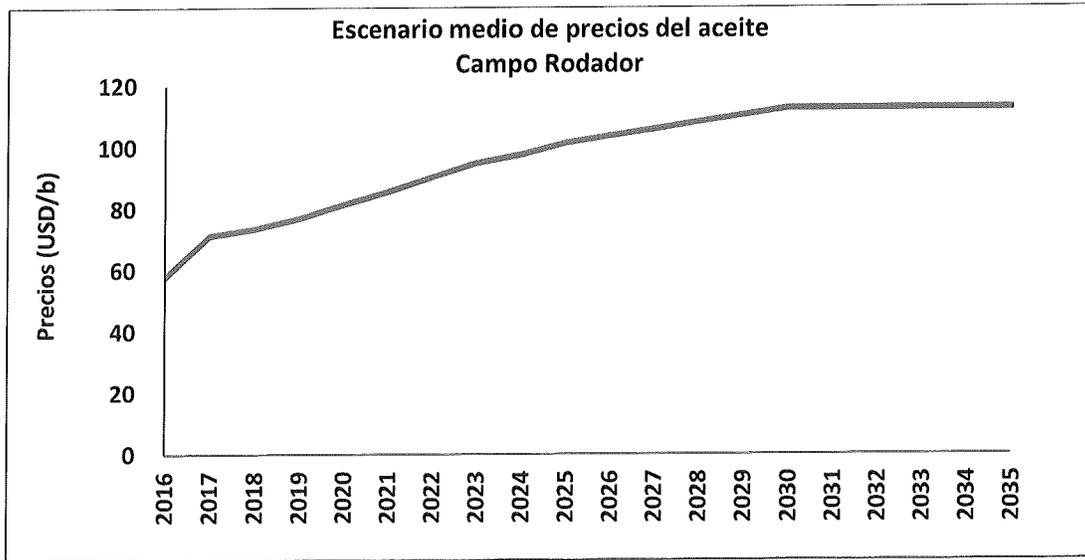


Fig. 13. Precios del aceite, USD/barril (Fuente: PEP).

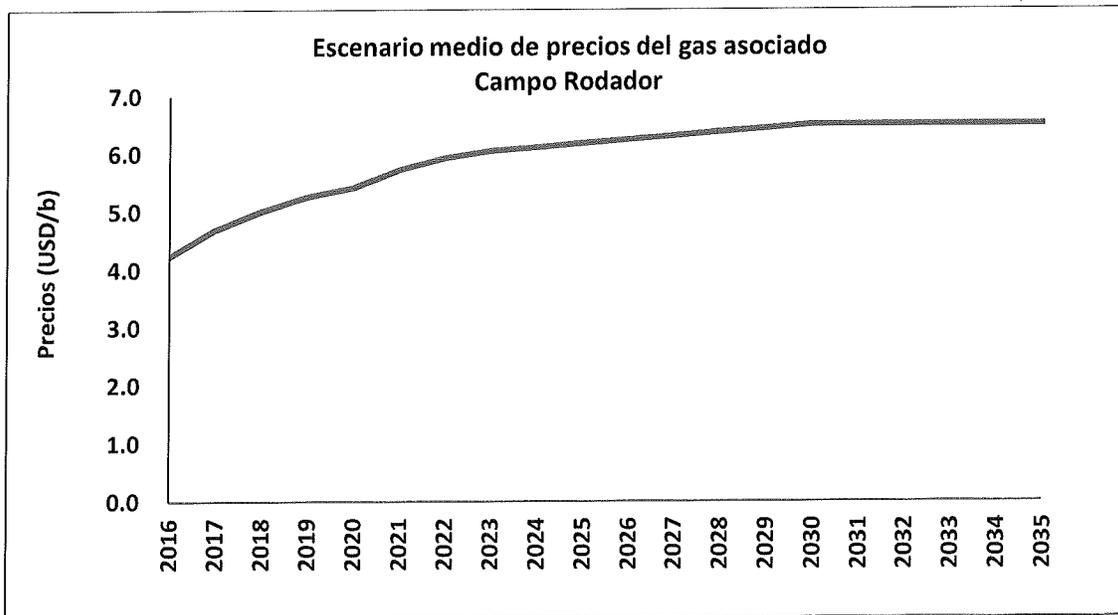


Fig. 14. Precios del gas asociado, USD/Mpc (Fuente: PEP).

APP

*[Handwritten signatures]*

## V. Características Geológicas del Área

El campo Rodador abarca un área de 23.6 km<sup>2</sup> y su principal formación productora es Encanto (areniscas) con profundidad media de 3,200 m. La calidad de la información sísmica es de regular a buena, consta de un cubo, Rodador, que abarca un área de 922 km<sup>2</sup>.

Se presentan dos fallas normales que actúan juntas separando al campo en dos entidades de producción y las cuales son referidas como el área norte y el área sur del campo. La falla principal contrarregional FCR-4 ligeramente arqueada, una parte con dirección suroeste-noreste y la otra parte con dirección sensiblemente oeste-este, migrando al sur a medida que la profundidad aumenta (FCR-4, Fig. 15). En la parte sur del campo encontramos un complejo de fallas normales en una posición antitética a la falla principal. La falla antitética mayor es una falla con dirección noroeste-sureste (FM-1) y forma, a la vez, la trampa principal del campo. Otra falla antitética está relacionada con la primera y orientada de suroeste-noreste (FM-2).

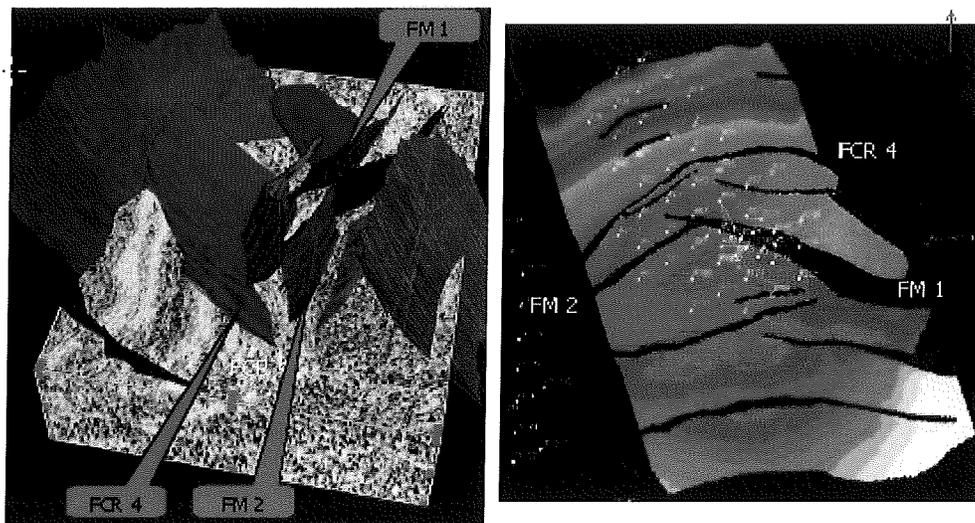


Fig. 15. Modelo tridimensional y mapa estructural en tiempo de E-12, mostrando los elementos estructurales principales del campo Rodador (Fuente: PEP).

La producción en el área norte es mucho más pobre que la del área sur. Existen varias razones para estas diferencias en producción. Los yacimientos en el norte son más distales; los compartimentos en el área norte son pequeños y contienen trampas estructurales/estratigráficas; en los niveles profundos, estos compartimentos están cerca de la sal y por lo tanto los yacimientos se encuentran más impactados por la diagénesis relacionada a la sal, y de ahí que su calidad sea mucho más pobre; las alteraciones del aceite a causa del lavado por agua, ha resultado en crudos de alta-viscosidad y debido al tamaño pequeño de los compartimentos los mecanismos de empuje tienden a ser más débiles. La heterogeneidad estratigráfica y estructural interna, junto con cambios diagenéticos relacionados a diapiros de sal, han contribuido al pobre desempeño del programa de inyección (Fig. 16 y Fig. 17).

ARR

Handwritten signatures and marks at the bottom right of the page.

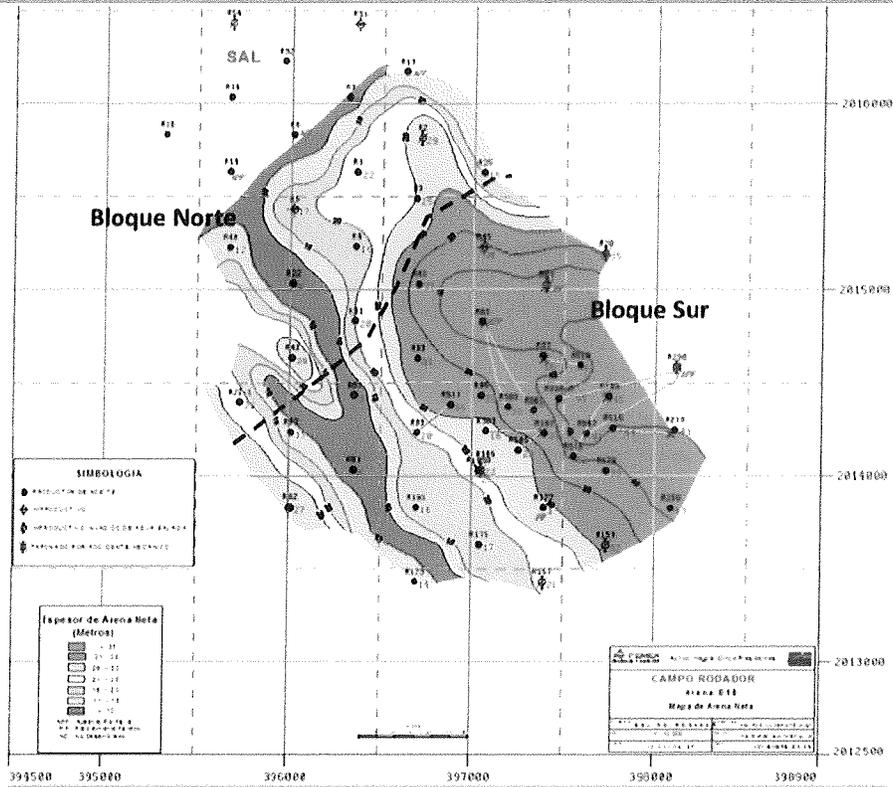


Fig. 16. Distribución de espesores netos, de la arena E18 (Fuente: PEP).

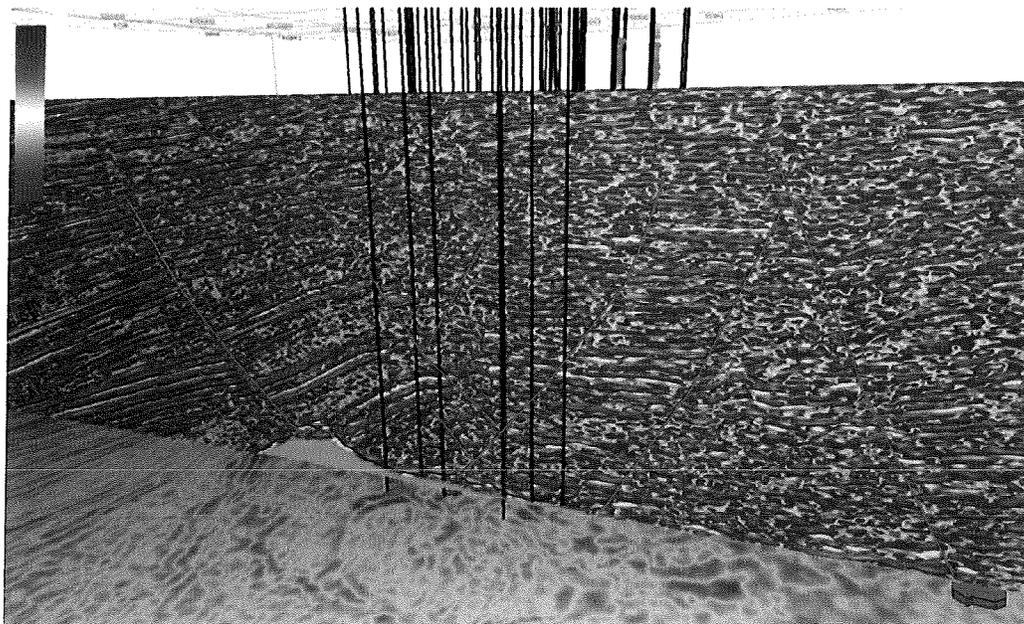


Fig. 17. Sección Norte-Sur del campo Rodador (Fuente: PEP).

ARP

Handwritten signatures or initials.

## Columna estratigráfica del campo Rodador

La columna estratigráfica representativa del campo se muestra en la Fig. 18, así como la descripción de los sedimentos que la constituyen.

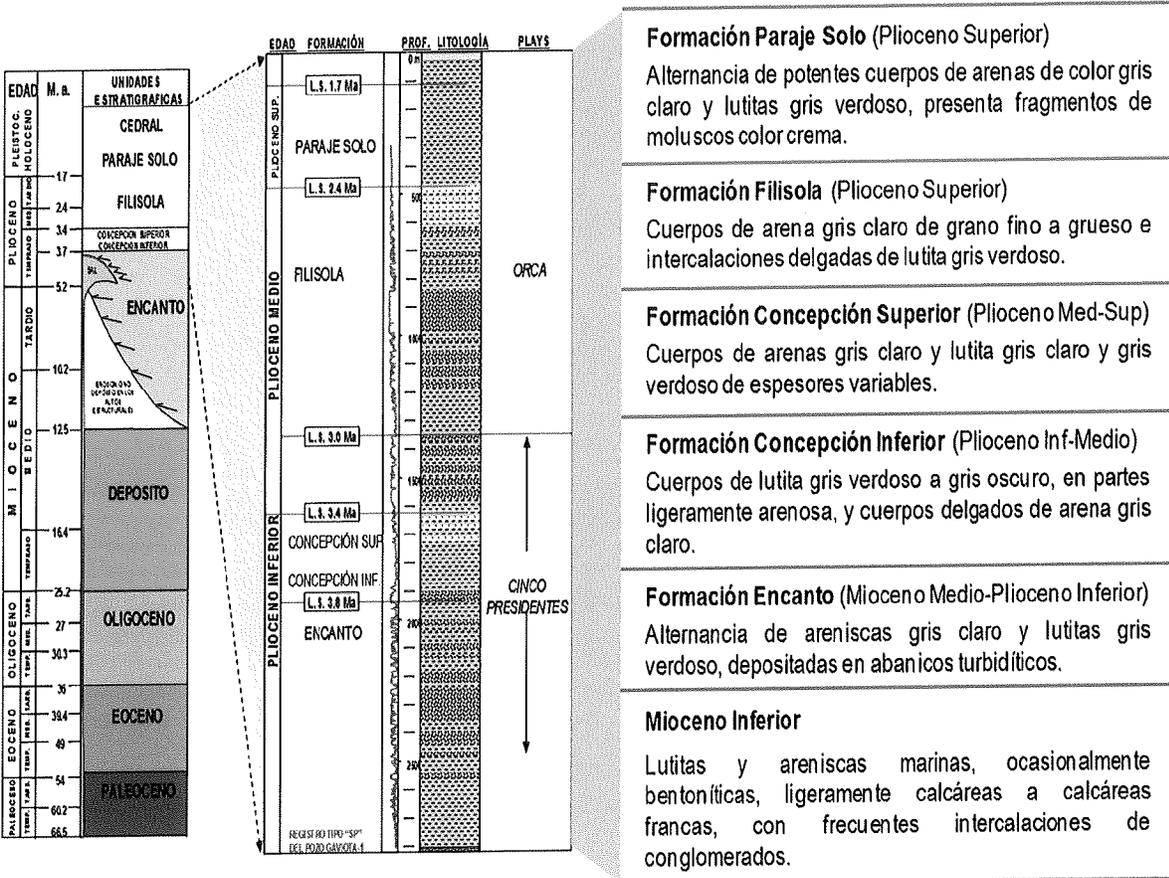


Fig. 18. Columna estratigráfica del campo Rodador (Fuente: PEP).

El campo Rodador presenta una columna geológica constituida por sedimentos arcillosos y areniscas del Terciario. Está compuesta de una serie de abanicos submarinos depositados en varios sub-ambientes desde complejos de canales entrelazados de abanico interno a sistemas de canales de abanico medio pasando a lóbulos proximales a distales. Los espesores predominantes de las arenas oscilan desde 2-40 m. (Fig. 19.)

ARP

gl  
X

Mapa de Arena Neta E 26

Mapa de Facies E 26

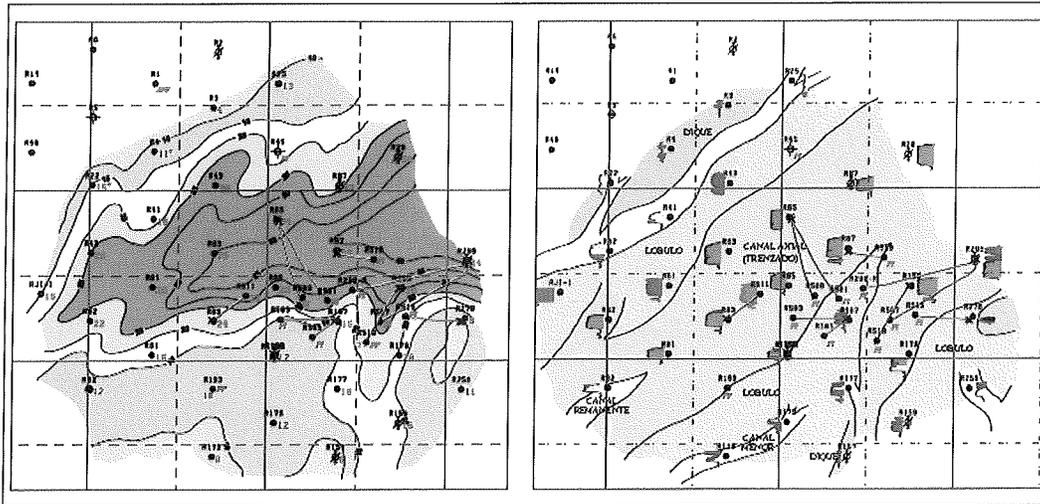


Fig. 19. Mapa de espesor neto y de distribución de facies de los yacimientos de la formación Encanto (Fuente: PEP).

En la Fig. 20, se puede apreciar la diferencia entre el bloque norte y sur; en el primero se muestran los mejores espesores, mientras que en el segundo existe una variación en el espesor en toda la formación Encanto debido al acuñamiento contra la sal.

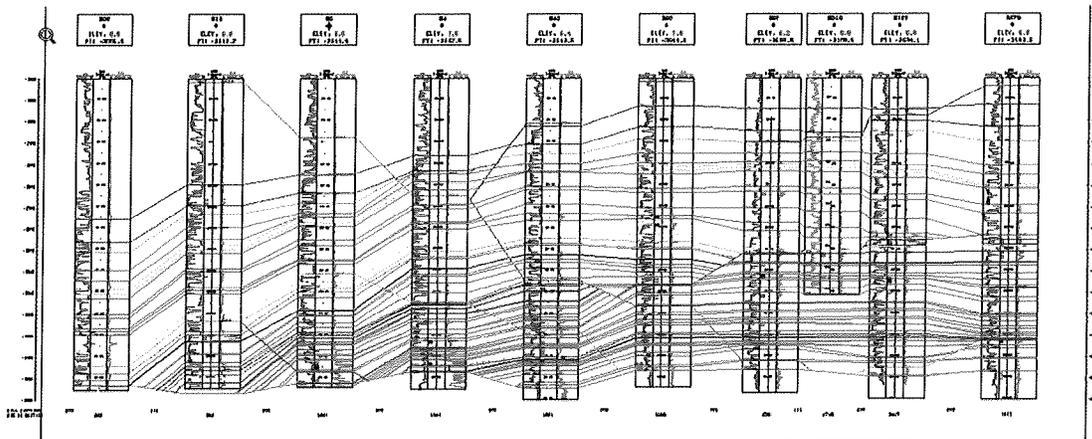


Fig.20. Distribución de espesores en la porción norte y sur del campo (Fuente: PEP).

Dentro del mismo campo se tienen zonas donde los fallamientos se presentan en mayor cantidad y en varias direcciones; dando una complejidad estructural mayor, principalmente hacia la parte sur, así como configuración estructural del campo (Fig. 21 y 22).

APP

Handwritten signatures or initials.



Fig. 21. Cubo tridimensional mostrando los bloques norte-sur (Fuente: PEP).

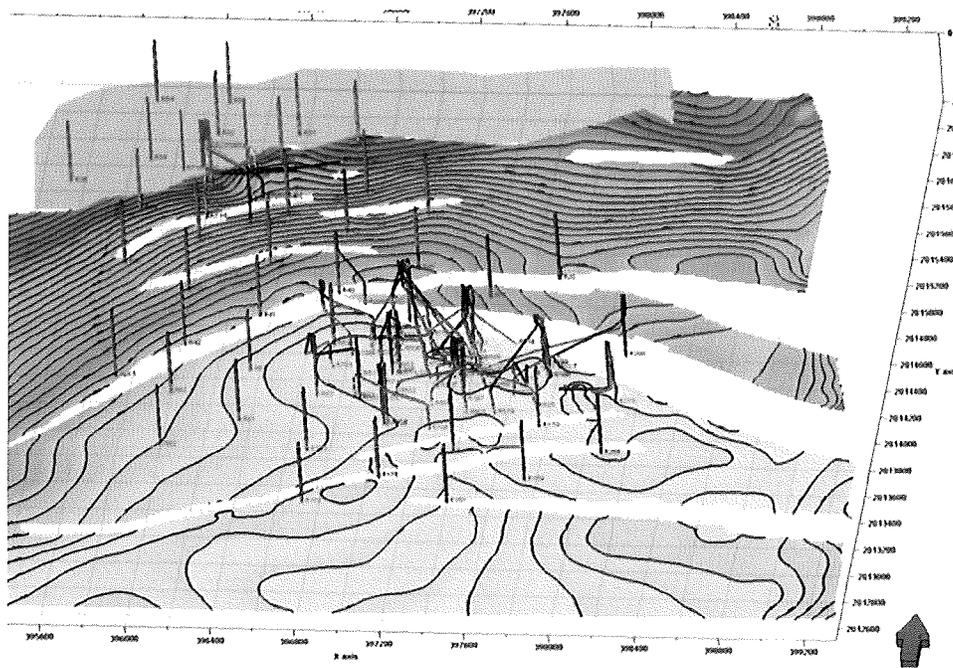


Fig. 22. Configuración estructural para la cima de la arena Encanto E16 (Fuente: PEP).

APP.

gl

## VI. La Calidad, el contenido de Azufre y grados API de Hidrocarburos.

El aceite producido del campo Rodador corresponde a aceite intermedio, con una densidad de 31° API, el gas natural asociado producido tiene un poder calorífico de 1,285 BTU/pc mientras que las impurezas contenidas en el gas producido son de 0.0/0.22% mol de H<sub>2</sub>S/CO<sub>2</sub>.

APR gl ~~APR~~

## VII. Descripción de la Infraestructura existente dentro y alrededor del área de Asignación

### a) Infraestructura dentro de la Asignación

La infraestructura actual para el manejo de la producción del campo Rodador está conformada por una batería de separación de donde el gas es enviado a la estación de compresión Cinco Presidentes. La red de recolección, distribución y transporte de fluidos está integrada por 2 oleoductos principales y 1 gasoducto de recolección y transporte, para interconectar la infraestructura recolectoras de hidrocarburos con el Centro de Proceso de Gas La Venta (CPGLV) y estos a su vez, en los puntos de entrega final.

Infraestructura	Características	Capacidad Instalada	Fecha de Instalación
Separadores	Batería Rodador, 6 de 1ra Etapa	40.425 mbd	1963
Rectificadores	Batería Rodador, 1 de 1ra Etapa	9.83 mmpcd	1963
Motobombas	Batería Rodador, 2 (18)	36 mbd	1963
	OLD TDE BAT ROD-TDR CPGLV 10"X19.117 km	25.000 mbpd	2012
Ductos	OLD BAT ROD – CP2 8" X 4.931 km	10.600 mbpd	1963
	GDO BAT ROD – ECO CP 16" X 4.536 km	22.0 mmpcd	2009

Tabla 13. Infraestructura superficial actual del campo Rodador (Fuente: PEP).

### b) Infraestructura alrededor de la Asignación

La producción de hidrocarburos de los pozos del campo Rodador fluye al CPGLV el cual se localiza fuera del área de la asignación, en el cual son deshidratados para que cumpla con especificaciones de calidad para su comercialización.

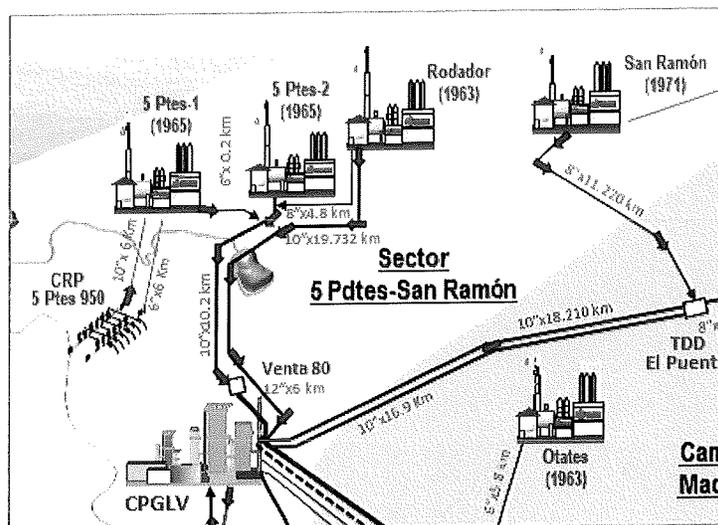


Fig. 23. Infraestructura actual del campo Rodador (Fuente: PEP).

APP.  
gl  
/d

En la Fig. 24 se muestra un esquema de las instalaciones que se encuentran alrededor de la infraestructura del campo Rodador.

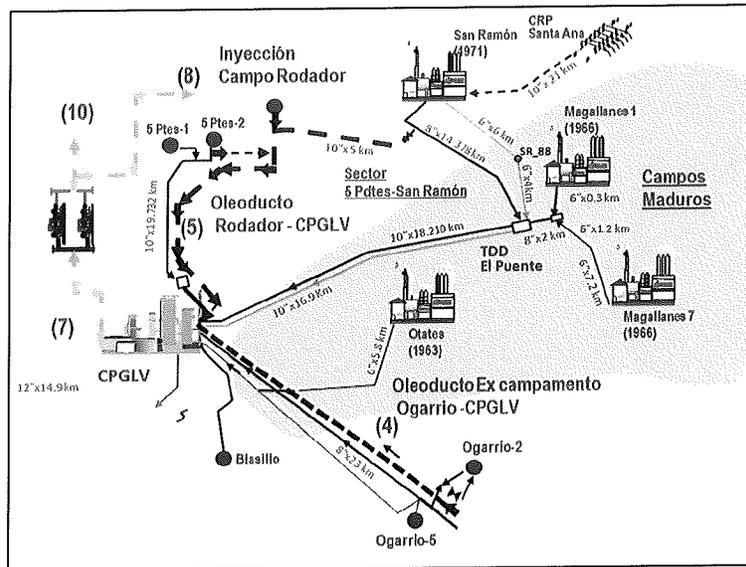


Fig. 24. Infraestructura alrededor del campo Rodador (Fuente: PEP).

El volumen de gas es cuantificado en un sistema por medio de un medidor másico tipo coriollis a una presión que varía entre 2.4 y 2.5 kg/cm<sup>2</sup>.

En el caso de la medición de líquidos se realiza en tanques verticales, con el procedimiento de medición a vacío y fondo, utilizando cinta metálica flexible, así como también se tiene implementado el sistema de medición electrónica en tanques generales, el cual manda una señal a una computadora instalada en la caseta del bombero medidor.

ARR  
gl  
d

## VIII. Manifestación del interés de celebrar alianza o asociación con personas morales

El interés de PEP de explotar en asociación con un tercero el campo Rodador en sus diferentes yacimientos surge de la conveniencia en:

- Compartir y adquirir nuevas habilidades técnicas en cuanto al diseño, instalación y operación de la producción del campo, así como en la medición y monitoreo de los parámetros operativos (presión y temperatura).
- Identificar e implementar mejores prácticas en cuanto a procesos de recuperación secundaria y mejorada, con el objetivo propiciar el mantenimiento de la presión de los yacimientos E-17A, 18 y 21 de la formación Encanto y con esto maximizar el factor de recuperación.
- Mejorar la eficiencia operativa para mantener la presión de yacimientos mediante la inyección de agua en los yacimientos E-17A, 18 y 21 de la formación Encanto, mediante la inyección de agua congénita procedente de la planta de deshidratación del CPGLV.
- Mejorar la eficiencia de la explotación del campo en materia de ejecución e infraestructura, así como, optimización de costos e inversiones, para con ello maximizar la recuperación final de hidrocarburos, incrementando el factor de recuperación en un 9.8% en el horizonte 2015-2060.
- Identificar mejores prácticas para implementar y optimizar sistemas artificiales de producción tales como el bombeo neumático y mecánico.
- Identificar mejores prácticas para terminaciones, estimulaciones y fracturamientos hidráulicos en los yacimientos de la formación Encanto.
- Compartir el riesgo tecnológico y financiero asociado a la explotación del campo, así como, minimizar los costos de oportunidad con el adelanto de actividades de perforación y terminación con la cual se acelerará la recuperación de las reservas remanentes y con ello obtener producción temprana.

ARP  
gl  
/

## IX. Sentido de la Opinión

Derivado del análisis de la información remitida por la Sener en términos de la solicitud de migración presentada por PEP ante esa Secretaría, así como su respectiva actualización mediante el oficio PEP-DDP-SAP-054-2015 ante esta Comisión, dentro de la que se incluyen los escenarios de Extracción Base Ronda Cero, Escenario Base-Modificado y Escenario Incremental, esta Comisión opina que técnicamente resulta conveniente para la Nación la migración de la Asignación A-0292-M- Campo Rodador a un Contrato para la Exploración y Extracción de acuerdo con el Escenario Incremental presentado por PEP.

Lo anterior en virtud de que PEP presentó satisfactoriamente la solicitud de migración en términos de lo previsto en el artículo 29 del Reglamento de Ley de Hidrocarburos, a decir:

### I. La identificación de la Asignación a migrar;

La documentación presentada por PEP es consistente con la Asignación A-0292-M- Campo Rodador otorgada por la Secretaría de Energía.

### II. La justificación de la conveniencia de la migración para la Nación en términos de:

#### a. La producción base e incremental de Hidrocarburos, desglosada en Petróleo, Gas Natural Asociado, Gas Natural no Asociado y condensados;

Existe un incremento en la producción de hidrocarburos en el corto y mediano plazo, reflejado en el Escenario Incremental con respecto al Escenario Base Ronda Cero y Escenario Modificado, como resultado del adelanto de las actividades de perforación, terminación, fracturamientos hidráulicos, reparaciones mayores adicionales, sistemas artificiales de producción, además del proyecto de inyección de agua. Asimismo, el programa de desarrollo presentado por PEP es optimizable y deberá verse reflejado en el plan que presente de manera conjunta con su socio, posterior a la firma del contrato.

El campo Rodador no cuenta con la presencia de gas natural no asociado y condensados.

#### b. La incorporación de Reservas adicionales;

Considerando que la asignación de referencia otorga derechos para realizar actividades de extracción de hidrocarburos, se advierte que la actividad de perforación permitirá la reclasificación de reservas, tomando en consideración que la incorporación de reservas únicamente podría darse si la asignación permitiera actividades de exploración.

#### c. El escenario de gastos, costos e inversiones necesarios para un desarrollo eficiente desde un punto de vista técnico, que incluya un programa adicional de trabajo con respecto al original;

De acuerdo a la información presentada por PEP, las inversiones del Escenario Incremental son mayores con respecto al Escenario Base Ronda Cero y Escenario Base Modificado, debido a la construcción de oleogasoductos, además del adelanto de diversas actividades físicas, tales como perforación y terminación de pozos, y reparaciones mayores.

Respecto a los costos de operación y mantenimiento, el Escenario Incremental propuesto por PEP, se observa una enorme disminución con respecto al Escenario Base Ronda Cero y ligeramente contra el Escenario Base Modificado, reflejando así la optimización de dichos costos.

Lo anterior se deberá reflejar en la optimización del costo total y deberá verse plasmado en el plan que presente PEP con su socio, posterior a la firma del contrato.

### III. Los escenarios de precios utilizados;

Con respecto a la información presentada por PEP en cumplimiento con esta fracción, se observa que la metodología para la estimación de precios está sustentada, no obstante, es necesario estar en continua actualización de precios de acuerdo al comportamiento del mercado.

**IV. Las características geológicas del área;**

De acuerdo a la información presentada por PEP, se han realizado trabajos que permiten tener un entendimiento geológico aceptable. Esas actividades incluyen interpretación sísmica, evaluación petrofísica, caracterización estática y dinámica de los yacimientos dentro de la Asignación.

**V. La calidad, el contenido de azufre y grados API de los Hidrocarburos, según corresponda, desglosada en Petróleo, Gas Natural Asociado, Gas Natural no Asociado y condensados;**

La producción de este tipo de hidrocarburos ha sido manejada por el operador de manera adecuada, por lo que se espera que siga operando eficientemente. El campo Rodador no cuenta con la presencia de gas natural no asociado y condensados.

**VI. La descripción de la infraestructura existente dentro y alrededor del Área de Asignación;**

El campo Rodador cuenta con infraestructura propia así como con infraestructura compartida, para producir los hidrocarburos y para transportar la producción. Considerando que el campo se localiza en un área en la que actualmente se encuentran en producción otros campos, con los que comparte infraestructura, se sugiere que se considere el límite de responsabilidad que deberá asumir respecto a la infraestructura compartida. Adicionalmente el escenario incremental considera 4 oleogasoductos con respecto al Escenario Base Ronda Cero.

Así mismo, se recomienda vigilar que las actividades relacionadas con la medición de hidrocarburos y con el aprovechamiento de gas, se realicen con estricto apego a la regulación vigente emitida por la Comisión.

**VII. En su caso, la manifestación del interés de celebrar una alianza o asociación con Personas Morales**

PEP manifiesta el interés de celebrar alianza y señala las características del posible socio con el cual desea trabajar, esta Comisión considera que esas características son acordes con el campo en el cual se desea trabajar. Sin embargo, dadas las actividades de desarrollo planteadas en el escenario incremental se recomienda que el socio que participe en alianza con PEP sea experto en procesos de inyección de agua, ya que dichas tecnologías requieren de un diseño y ejecución especializados.

ELABORÓ



**MTRO. GELACIO MARTÍN SÁNCHEZ**  
**DIRECTOR DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS**

ELABORÓ



**ING. CINTIA GABRIELA DIAZ HERNANDEZ**  
**SUBDIRECTORA DE RESERVAS DE HIDROCARBUROS**

REVISÓ



**ING. ALFONSO REYES PIMENTEL**  
**DIRECTOR GENERAL ADJUNTO DE DICTÁMENES DE**  
**EXTRACCIÓN**

AUTORIZÓ



**ING. GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ**  
**DIRECTOR GENERAL DE DICTÁMENES DE EXTRACCIÓN**