

Comisión Nacional  
de Hidrocarburos

Opinión Técnica

Solicitud de Migración de la Asignación

**A-0244-M-Campo Ogarrio**

a un Contrato para la Exploración y Extracción

Septiembre 2015

ARR

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'ARR', located to the right of the date.

## 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.....	9
C) ESCENARIO DE GASTOS, COSTOS E INVERSIONES NECESARIOS PARA UN DESARROLLO EFICIENTE .....	10
<b>IV. ESCENARIOS DE PRECIOS UTILIZADOS</b> .....	<b>17</b>
<b>V. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL ÁREA</b> .....	<b>20</b>
<b>VI. CALIDAD, CONTENIDO DE AZUFRE Y GRADOS API DE LOS HIDROCARBUROS</b> .....	<b>22</b>
<b>VII. DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DENTRO Y ALREDEDOR</b> .....	<b>23</b>
A) INFRAESTRUCTURA DENTRO DE LA ASIGNACIÓN .....	23
B) INFRAESTRUCTURA ALREDEDOR DE LA ASIGNACIÓN.....	23
<b>VIII. MANIFESTACIÓN DEL INTERÉS DE CELEBRAR ALIANZA O ASOCIACIÓN CON PERSONAS MORALES</b> .....	<b>26</b>
<b>IX. SENTIDO DE LA OPINIÓN</b> .....	<b>27</b>

ARR

## 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-0244- Campo Ogarrio, Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP) envió a la Sener mediante oficio PEP-153-2015 del 22 de abril de 2015, la solicitud de migración de la Asignación de referencia a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

Con fecha 24 de abril de 2015, mediante oficio 500.DGCP.437/15, la Sener requirió a PEP información adicional respecto de la solicitud presentada para la migración de la Asignación A-0244- Campo Ogarrio. Mediante oficio SPE-228-2015 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.505/15 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 las Asignaciones A-0244- Campo Ogarrio 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, PEP presentó mediante oficio PEP-DDP-SAP-052-2015 a la Sener la actualización de la solicitud de migración de la Asignación A-0244-M- Campo Ogarrio manifestando su interés de continuar con la solicitud de migración de dicha Asignación a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

Como consecuencia de lo anterior, mediante oficio 500.DGCP.590/15 recibido en esta Comisión el 07 de septiembre de 2015, la Sener solicitó a esta Comisión su opinión técnica respecto de la procedencia de la solicitud de migración de las Asignación A-0244-M- Campo Ogarrio 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 respecto de la procedencia de la migración de la Asignación A-0244-M-Campo Ogarrio a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos, en términos de los dispuesto en los artículos 12 de la Ley de Hidrocarburos y 29 y 30 fracción II, de su Reglamento.

## II. Identificación de la Asignación a migrar

### a) Descripción de la Asignación

La asignación A-0244-Campo Ogarrio fue otorgada a Petróleos Mexicanos en el marco de la Ronda Cero. Posteriormente el 17 de agosto de 2015 dicho título se modificó a la asignación A-0244-M Campo Ogarrio para ajustar el nombre de sus formaciones geológicas en las que Petróleos Mexicanos podrán llevar a cabo actividades de extracción de hidrocarburos. Esta nueva asignación fue emitida a Petróleos Mexicanos el 17 de agosto de 2015. Tiene una vigencia de 20 años contados a partir del 13 de agosto de 2014, el cual podrá prorrogarse por dos ocasiones por un periodo adicional de hasta 5 años cada uno, previa aprobación de la Sener.

En el título de Asignación se establecen los derechos y obligaciones a los que Petróleos Mexicanos está sujeto para la operación y gestión de la Asignación, la cual incluye actividades de extracción del campo Ogarrio, en las formaciones geológicas: Concepción Superior-Inferior y Filisola del Plioceno Inferior, y Encanto del Mioceno Medio, ambas formaciones productoras de aceite ligero de 38 °API. La porosidad promedio de estos yacimientos de arenas es de 21%, con porosidad de aproximadamente 580 mD. EL campo cuenta con 28 yacimientos, la mayoría de la formación Encanto.

Al 1 de enero de 2015, el campo Ogarrio tuvo una producción acumulada de 214.55 mmb de aceite y 378.34 mmmpc de gas. Al mes de mayo de 2015, el campo tenía una producción de 9.4 mbd de aceite y 34.5 mmppcd de gas.

### b) Ubicación

El Campo Ogarrio, que corresponde a la asignación A-0244, se localiza en el municipio de Huimanguillo, estado de Tabasco, aproximadamente a 100 km al noroeste de Villahermosa. Esta asignación cuenta con un área de 156 km<sup>2</sup>, en la Fig. 1 se muestra la ubicación geográfica de la Asignación.

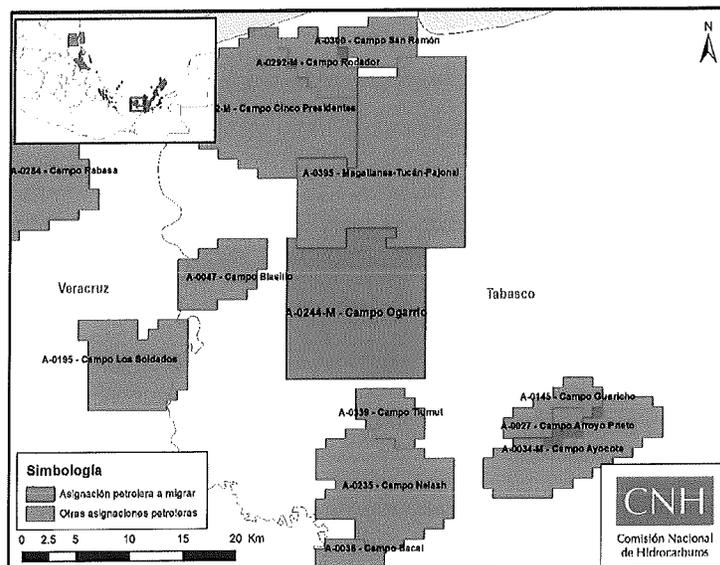


Fig. 1. Ubicación de la Asignación A-0244-M - Campo Ogarrio (Fuente: CNH con datos de PEP).

### 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) Producción base e incremental de hidrocarburos

Para la estimación del pronóstico de producción de aceite y gas del campo Ogarrio, PEP empleó curvas de declinación exponencial. Mediante esta aproximación PEP ha calculado los pronósticos asociados a actividades como perforación y terminación de pozos, reparaciones con y sin equipo, etc. Para predecir la producción mediante curvas de declinación se requiere de una producción inicial, un factor de declinación estimado y el límite económico de producción.

Los perfiles de producción documentados en esta sección corresponden a los 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, para lograr una producción acumulada de 38.0 mmb de aceite y 82.9 mmpc de gas, considerados desde el 2016. El plan de desarrollo del escenario Base Ronda Cero contempla la siguiente actividad:

- Perforación y terminación de 32 pozos de desarrollo.
- 212 reparaciones mayores.
- Prueba piloto de mantenimiento de presión mediante la inyección de agua en los yacimientos E-150 y E-155 de la formación Encanto.

La Tabla 1 muestra los pronósticos de producción del Escenario Ronda Cero.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Aceite (mbd)	14.1	15.1	13.5	11.1	8.9	7.1	6.4	5.4	4.2	4.0	3.5	2.9	2.5	1.8	1.3	1.0	0.6	0.3	0.3
Gas (mmpcd)	30.7	36.7	32.3	25.9	20.0	15.1	13.1	10.7	8.2	7.6	6.2	5.1	4.1	3.0	2.2	1.5	0.8	0.5	0.5
	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	Total
Aceite (mbd)	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.06	0.04	0.04	0.02	0.01	0.01	38.0 mmb
Gas (mmpcd)	0.5	0.4	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.04	0.03	0.02	0.01	82.9 mmpc

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

ARP

## Escenario Base-Modificado

El escenario Base Modificado refleja la situación y disponibilidad actual de recursos para la asignación de acuerdo a las siguientes consideraciones:

- ✓ Plan de desarrollo acorde con las capacidades financieras y presupuesto actual de PEP para la explotación del campo, debido a cambios presupuestales sufridos por PEP a finales de 2014.
- ✓ Condiciones de mercado sobre los precios actuales de los hidrocarburos.
- ✓ Reservas actualizadas a enero 2015.
- ✓ Tipo de cambio de dólares a pesos al primer trimestre de 2015.

El escenario Base Modificado plantea una producción acumulada a partir del 2016 de 40 mmb de aceite y 73.5 mmmpc de gas. El plan de desarrollo para este escenario contempla la siguiente actividad:

- Perforación y terminación de 18 pozos de desarrollo.
- 208 reparaciones mayores.
- Prueba piloto de inyección de agua en los yacimientos E-150 y E-155 de la formación Encanto.

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	2030	2031	2032	2033	2034
Aceite (mmbd)	9.0	9.2	9.0	8.3	9.2	9.5	8.8	8.1	6.6	5.3	3.8	3.0	2.6	2.4	2.0	1.9	1.5	1.6	1.4
Gas (mmpcd)	20.1	19.2	17.6	15.1	17.8	19.1	17.6	16.3	13.7	10.6	6.9	5.0	3.8	3.2	2.4	2.1	1.7	1.7	1.4

	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	Total
Aceite (mmbd)	1.1	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02	40.0 mmb
Gas (mmpcd)	1.2	0.9	0.8	0.8	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02	73.5 mmmpc

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

## Escenario Incremental

El escenario Incremental refleja el plan a seguir conforme a la aprobación de la migración, y considera una producción acumulada contabilizada a partir del año 2016 de 45.3 mmb y 83.0 mmmpc. El plan de desarrollo para este escenario contempla:

- El adelanto de la perforación y terminación de 5 pozos de los 18 programados en el Escenario Base Modificado.
- 223 reparaciones mayores.
- Beneficios de la inyección de agua en los yacimientos E-150 y E-155 de la formación Encanto, lo que aunado a la ejecución de fracturamiento hidráulico y a la diversificación de sistemas artificiales de producción, logra incrementar un 0.9% el factor de recuperación final de la vida del campo.

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	2032	2033	2034
Aceite (mbd)	9.6	10.3	10.0	8.8	9.9	10.3	9.6	8.9	7.3	6.0	4.4	3.4	3.1	2.8	2.3	2.1	1.7	1.8	1.6
Gas (mmpcd)	20.7	20.3	18.5	15.6	19.5	21.3	19.8	18.5	15.5	12.2	8.0	5.8	4.4	3.7	2.7	2.4	1.9	1.8	1.6

	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	Total
Aceite (mbd)	1.3	1.0	0.9	0.9	0.8	0.7	0.6	0.5	0.4	0.4	0.5	0.4	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	45.3 mmb
Gas (mmpcd)	1.3	1.0	0.9	0.8	0.8	0.6	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.8	0.9	0.7	0.6	0.5	0.4	83.0 mmmpc

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

### Comparativo de los escenarios de producción

En las Fig. 2 y 3 se muestran los pronósticos de producción de aceite y gas asociado, respectivamente, para los tres escenarios presentados por PEP. La producción de aceite asociada al escenario Base Ronda Cero es mayor que la correspondiente de los otros dos escenarios durante los primeros tres años del pronóstico. Pero el pronóstico del escenario Base Ronda Cero presenta una declinación más intensa que los otros escenarios.

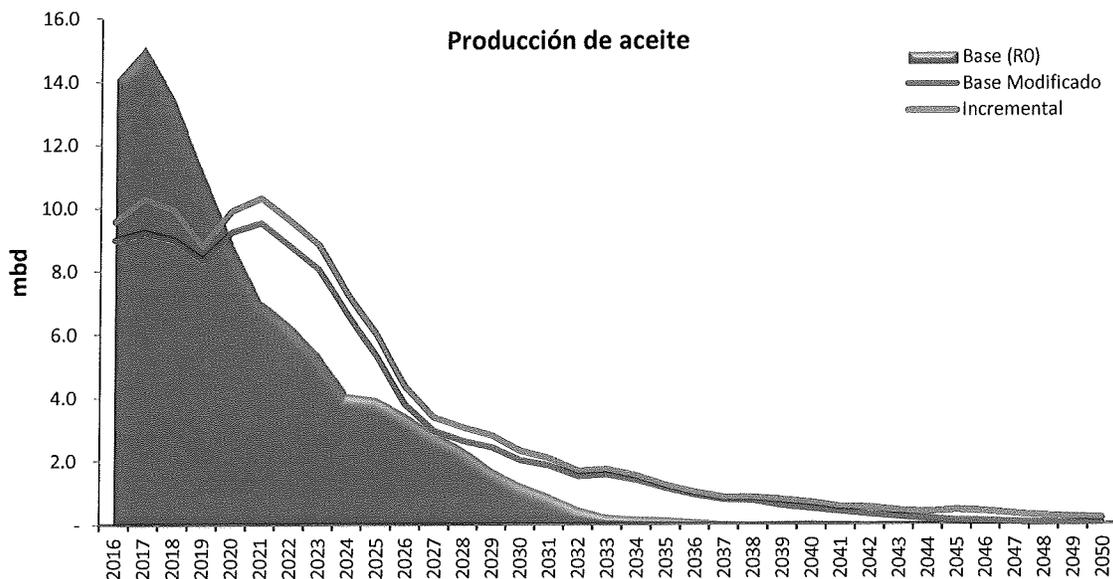


Fig. 2. Perfiles de producción de aceite (Fuente: CNH con datos de PEP).

ARR

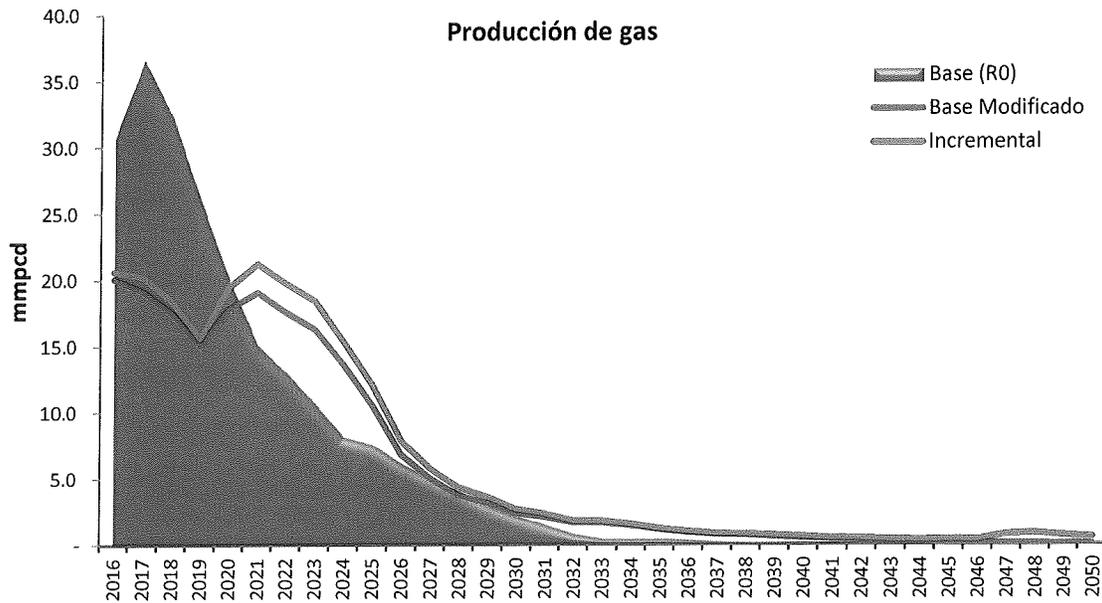


Fig. 3. Comparación de perfiles de producción de gas (Fuente: CNH con datos de PEP).

La comparación de los volúmenes de hidrocarburos a recuperar en los tres escenarios de producción se puede observar en la Fig. 4. Aun cuando el escenario Base Ronda Cero considera mayor actividad de perforación, el correspondiente volumen de hidrocarburos a recuperar es el menor que el correspondiente al escenario incremental, con 38.6 y 45.4 mmb, respectivamente.

El incremento en la producción acumulada del escenario Incremental se considera como uno de los beneficios de la inyección de agua en los yacimientos de la formación Encanto, actividad que podrá, en su caso, ser impulsada mediante la asociación de PEP con una persona moral.

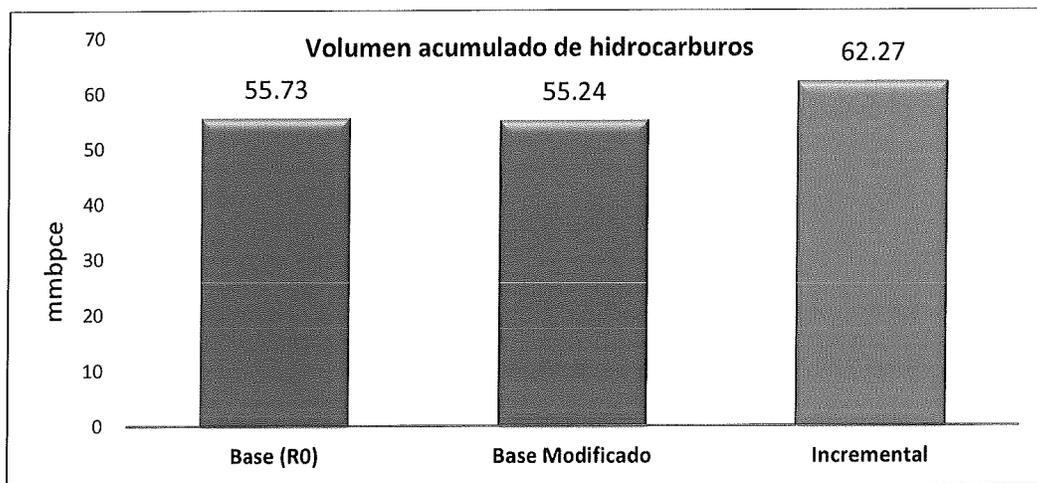


Fig. 4. Comparación volúmenes de hidrocarburos a recuperar, en PCE (Fuente: CNH con datos de PEP).

## b) Incorporación de reservas adicionales

La Tabla 4 muestra los volúmenes originales de aceite y gas al 1 de enero de 2015.

	Aceite mmb	Gas mmmpc
Campo Ogarrio	1,006.2	1,163.9

Tabla 4. Volúmenes originales de aceite y gas (Fuente: CNH).

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

Categoría	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	PCE mmbpce
1P	37.2	70.8	54.2
2P	49.6	100.4	73.8
3P	49.6	100.4	73.8

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

Categoría	Aceite mmb	Gas natural mmmpc	PCE mmbpce
1P	36.4	60.5	48.9
2P	48.1	90.6	66.8
3P	48.1	90.6	66.8

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

La asignación y los escenarios presentados no consideran actividades exploratorias, por lo que no se considera la incorporación de reservas por dicha actividad; sin embargo, la estrategia para desarrollar los pozos ubicados en la reserva probable (2P) del campo permitirá la reclasificación de reservas.

Sin embargo, en el escenario incremental se plantea la implementación de un proceso de recuperación secundaria por medio de la inyección de agua en los yacimientos E-150 y E-155 de la formación Encanto. La aplicación de esta tecnología, en conjunto con el fracturamiento hidráulico y con la diversificación de los sistemas artificiales de producción, permitirá incrementar el factor de recuperación.

La inyección de agua permitirá un incremento en la producción aceite de 8.8 mmb, y 26.6 mmmpc en la producción de gas, como se observa en la Fig. 5. Dicho incremento en producción ya está incluido en la reserva 2P al 1 de enero de 2015.

ARP

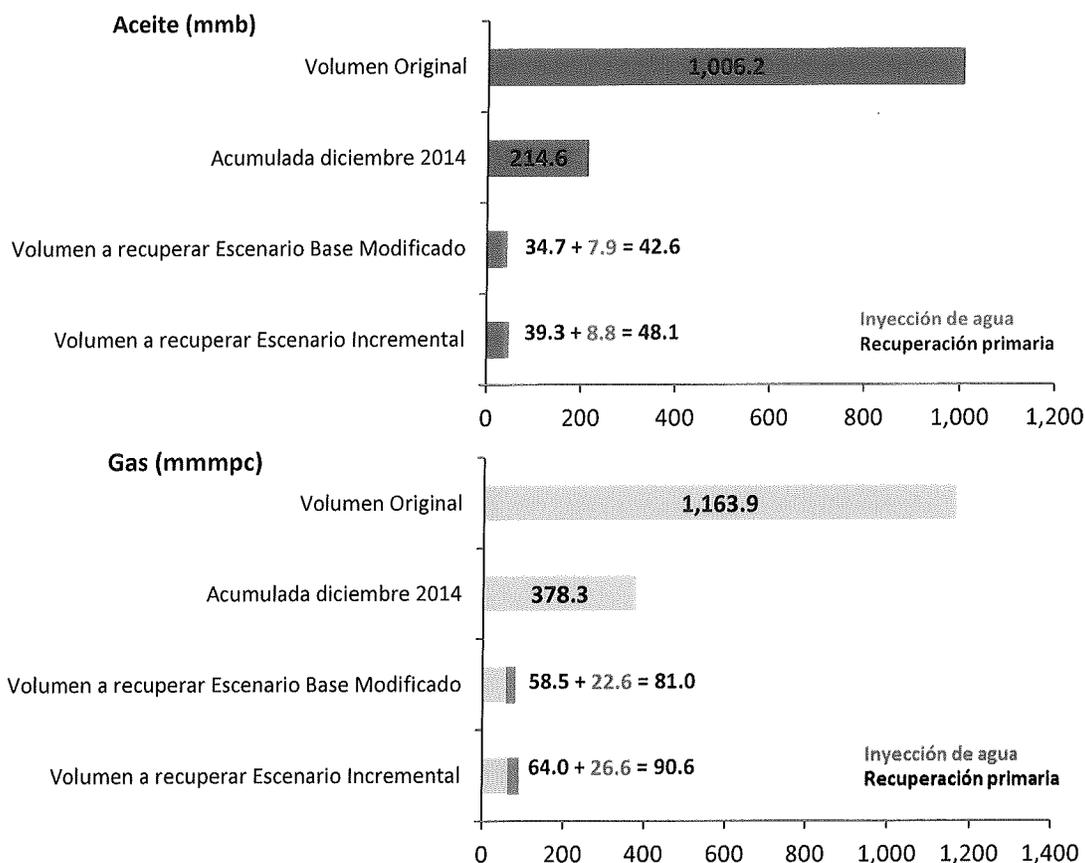


Fig. 5. Beneficios de la recuperación secundaria (Fuente: PEP).

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

De acuerdo a la información presentada por PEP, la metodología para la estimación de la inversión en infraestructura 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 2) información histórica de costos registrada correspondiente a campos o proyectos existentes.

Dependiendo del tipo y cantidad de información que se tenga de un proyecto, PEP realiza en algunas ocasiones, estimaciones análogas de valores y parámetros. Estos valores y parámetros son por ejemplo alcance, costo, tamaño y complejidad del proyecto análogo.

Otra forma en la que PEP realiza la estimación del costo de inversión cuando el desarrollo del campo está más definido o cuando se cuenta con mayor información del mismo, es mediante relaciones estadísticas de los datos históricos. En caso de que las nuevas obras contengan equipos o sistemas que no han sido anteriormente utilizados, o de los cuales no se cuentan con referencias históricas, PEP realiza un análisis de mercadeo para conocer los costos y de esta manera poder integrarlos al presupuesto.

ARP

Para el caso del costeo de pozos, PEP utiliza su herramienta institucional llamada “Modulo de información de costos programados” (MICOP). Dicha herramienta utiliza información de precios unitarios y unidades de medida de contratos vigentes en PEP, así como estimaciones de tiempo, equipo, materiales y servicios correspondientes al pozo del cual se requiere estimar su costo.

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: compras de gas, compras Inter-organismos, reserva laboral, servicios corporativos, entre otros.

Para estimar los gastos de operación programable y no programable de los escenarios, PEP consideró los datos reales de los últimos tres años del proyecto al cual está asociado el campo. Adicionalmente consideró la producción en petróleo crudo equivalente, para determinar un costo unitario, dicho costo lo multiplicó por el pronóstico de producción de cada escenario, generando el perfil correspondiente.

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

#### Escenario Base-Ronda Cero

Para el periodo 2016 - 2055 el Escenario Ronda Cero contempla 797.9 millones de dólares de inversión y 396.5 millones de dólares de gasto de operación, lo anterior, considerando una paridad de 12.9 pesos por dólar, como se puede apreciar en la Tabla 7.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Inversión (mmUSD)	59.5	60.9	52.2	42.4	33.7	26.5	22.8	18.9	14.7	13.4	11.2	9.3	7.6	5.7	4.3	3.2	2.0	1.3	1.1
Gastos de operación (mmUSD)	14.8	12.8	20.8	20.3	16.7	13.5	10.7	8.5	7.1	5.6	4.4	3.5	3.1	2.5	2.2	1.9	0.7	0.4	0.2

	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052-2055	Total
Inversión (mmUSD)	0.5	0.1	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	797.9
Gastos de operación (mmUSD)	1.0	0.8	0.6	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.1	-	-	-	-	396.5

Tabla 7. Inversión y gastos de operación - Escenario Base Ronda Cero (Fuente: PEP).

Las actividades contempladas en el escenario Base Ronda Cero son las que se presentan en la Tabla 8.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Perforaciones	2	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terminaciones	2	30	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rep. Mayores	31	37	17	20	11	18	13	15	8	16	10	5	4	1	2	-	-	-
Ductos (km)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taponamientos	6	6	7	15	14	14	14	13	25	10	35	4	7	10	6	8	11	10

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050-2055	Total
Perforaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32
Terminaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32
Rep. Mayores	1	1	-	-	-	1	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	212
Ductos (km)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0
Taponamientos	3	3	4	2	1	-	-	-	1	-	1	-	-	-	-	-	1	231

Tabla 8. Actividad física - Escenario Base Ronda Cero (Fuente: PEP).

### Escenario Base-Modificado

Para el periodo 2016 - 2060 el Escenario Base Modificado contemplaba 492.6 millones de dólares de inversión y 537.5 millones de dólares de gasto de operación, como se muestra en la Tabla 9.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Inversión (mmUSD)	64.0	54.3	65.9	47.2	38.0	35.3	28.7	28.3	28.3	20.2	18.3	15.6	15.2	13.3	13.4	1.4	1.9	1.6	0.2
Gastos de operación (mmUSD)	47.8	46.0	42.8	39.6	42.1	43.0	40.0	37.1	31.8	26.6	20.2	16.7	15.2	14.2	12.6	7.2	5.9	6.1	5.3

	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052-2060	Total
Inversión (mmUSD)	0.1	0.1	0.4	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	492.6
Gastos de operación (mmUSD)	4.3	3.5	2.9	2.9	2.7	2.4	1.9	1.8	1.5	1.4	1.5	1.4	1.5	1.3	1.1	1.0	0.8	3.2	537.5

Tabla 9. Inversión y gastos de operación - Escenario Base Modificado (Fuente: PEP).

Con la inversión antes mencionada se contempla la actividad de la Tabla 10.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Perforaciones	6	5	5	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terminaciones	6	5	5	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rep. Mayores	39	29	21	10	20	16	11	9	10	4	3	6	9	5	3	2	4	5
Ductos (km)	-	34.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taponamientos	26	28	1	5	5	8	7	8	12	14	14	11	5	9	6	4	11	2

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050-2060	Total
Perforaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18
Terminaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18
Rep. Mayores	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	208
Ductos (km)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34.5
Taponamientos	4	2	1	1	4	2	1	2	3	3	3	3	-	4	1	1	6	217

Tabla 10. Actividad física - Escenario Base Modificado (Fuente: PEP).

ARP

## Escenario Incremental

Para el periodo 2016 - 2060 el Escenario Incremental contempla 473.5 millones de dólares de inversión y 516.4 millones de dólares de gasto de operación, como se puede observar en la Tabla 11.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Inversión (mmUSD)	65.5	59.4	54.1	39.7	36.2	33.8	27.6	27.3	27.7	20.0	17.8	15.0	15.1	12.9	13.2	1.4	1.9	1.6	0.2
Gastos de operación (mmUSD)	45.8	45.5	42.2	37.6	39.9	40.8	38.0	35.3	30.3	25.6	19.5	16.2	14.8	13.9	12.3	7.0	5.7	5.8	5.1

	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052-2060	Total
Inversión (mmUSD)	0.1	0.1	0.4	0.4	0.3	0.0	0.0	0.3	0.1	0.3	0.5	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	473.5
Gastos de operación (mmUSD)	4.1	3.3	2.8	2.8	2.5	2.2	1.8	1.7	1.4	1.3	1.5	1.3	1.4	1.3	1.1	0.9	0.8	3.0	516.4

Tabla 11. Inversión y gastos de operación - Escenario Incremental (Fuente: PEP).

Con la inversión antes mencionada se contempla la actividad calendarizada de la Tabla 12.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Perforaciones	8	8	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Terminaciones	8	8	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rep. Mayores	39	29	21	13	20	16	12	9	11	6	3	6	10	5	3	2	4	5
Ductos (km)	-	34.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Taponamientos	26	28	1	5	5	8	7	8	12	14	17	8	5	9	6	4	14	2

	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050-2060	Total
Perforaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18
Terminaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18
Rep. Mayores	-	-	-	2	1	1	-	-	1	-	1	2	-	1	-	-	-	223
Ductos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34.5
Taponamientos	4	3	1	1	4	2	1	2	3	3	3	3	-	4	1	1	6	221

Tabla 12. Actividad física - Escenario Incremental (Fuente: PEP).

## Comparación de escenarios

En esta sección se presenta el comparativo de las metas físicas y de los escenarios de gastos, costos e inversiones. En la Fig. 6 se muestra el comparativo de las actividades de perforación para los tres escenarios presentados por PEP, en donde se observa que el escenario Base Ronda Cero es el que considera el mayor número de perforaciones con comparación con los otros dos escenarios.

ARP

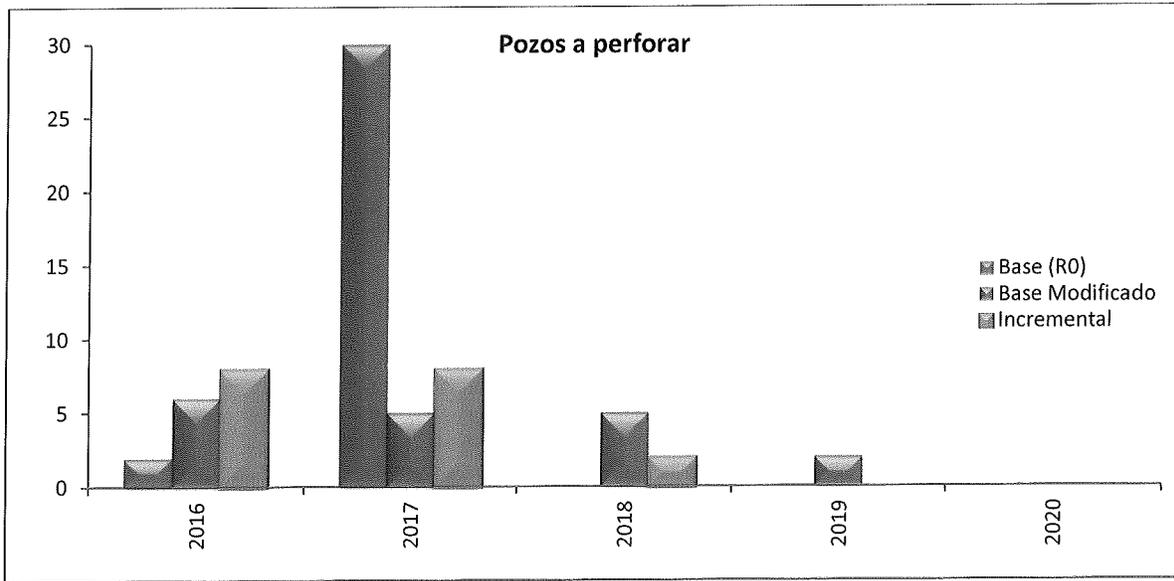


Fig. 6. Comparativo de pozos a perforar (Fuente: CNH con datos de PEP).

En la Fig. 7 se observa el comparativo de las reparaciones mayores consideradas en los diferentes escenarios de desarrollo para los años con mayor actividad. La cantidad de reparaciones mayores es similar en los tres escenarios presentados por PEP.

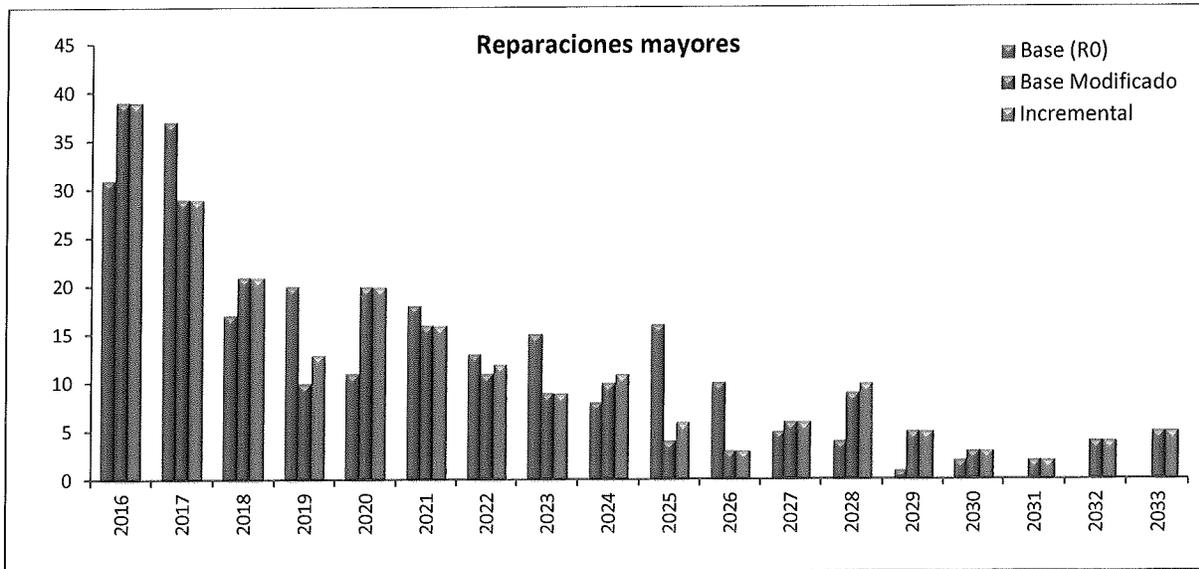


Fig. 7. Comparativo de reparaciones mayores (Fuente: PEP).

En la Fig. 8 se muestran las inversiones asociadas a los tres escenarios presentados por PEP. Se aprecia que el escenario Base Ronda Cero considera inversiones mayores que los otros dos escenarios. Esto se debe a que el escenario Base Ronda Cero plantea la perforación de 32 pozos, mientras que en los otros dos escenarios se tienen sólo 18 pozos propuestos.

ARP.

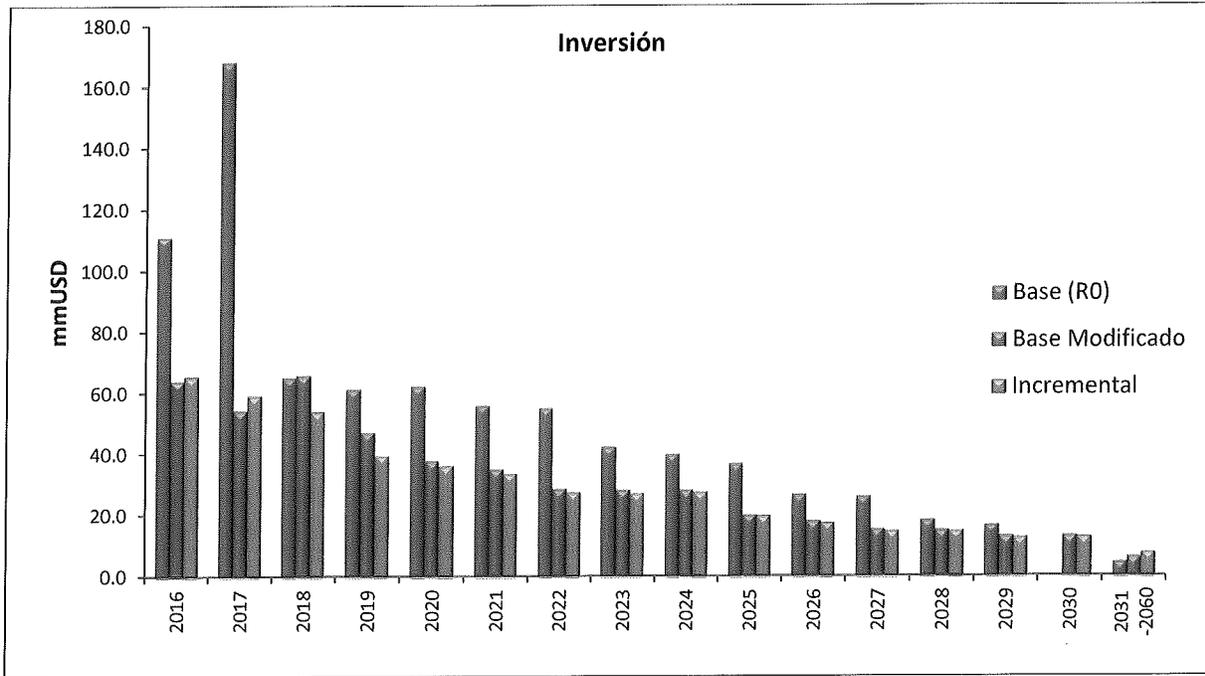


Fig. 8. Comparativo de perfiles de inversión (Fuente: CNH con datos de PEP).

En la Fig. 9 se observa un comparativo de las inversiones totales en cada uno de los escenarios presentados por PEP. Las inversiones acumuladas en el Escenario Incremental son menores en 324.4 mmUSD que en el escenario Base (Ronda Cero) y 19.1 mmUSD menores que en el escenario Base-Modificado.

La diferencia de inversión entre los escenarios Base Modificado y el Incremental se considera asociada a la optimización de costos de instalaciones de producción, ductos, etc., que PEP plantea lograr mediante la asociación con una persona moral.

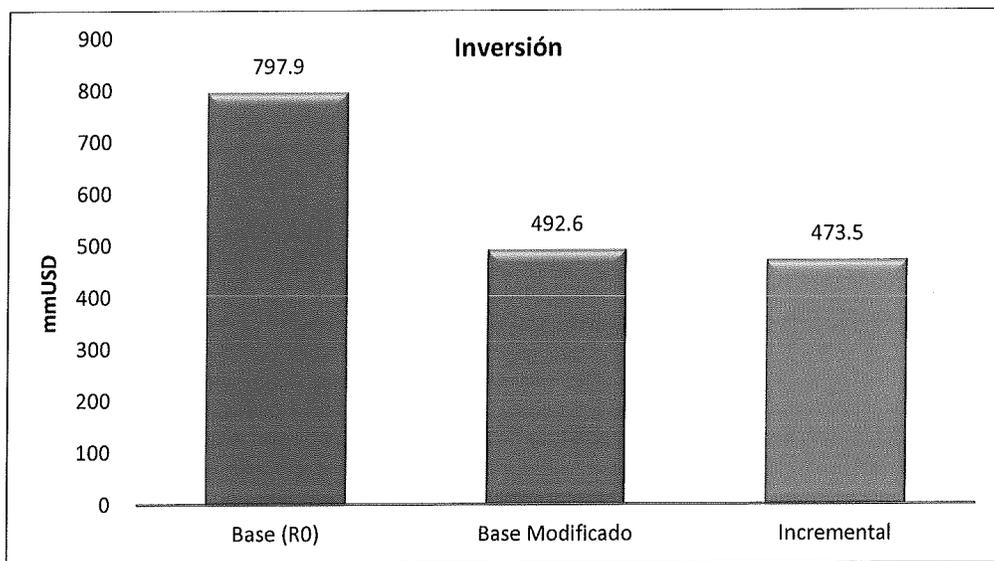


Fig. 9. Comparativo de inversión total (Fuente: CNH con datos de PEP).

ARR

En la Fig. 10 se presenta la comparación de los gastos de operación correspondientes a los escenarios Base Ronda Cero, Base Modificado e Incremental. De forma general se observa que los gastos de operación del escenario Base Ronda Cero son menores que en los otros escenarios. Una de las principales causas de esta diferencia de gastos es el cambio de actividades y estrategias como por ejemplo la inyección de agua.

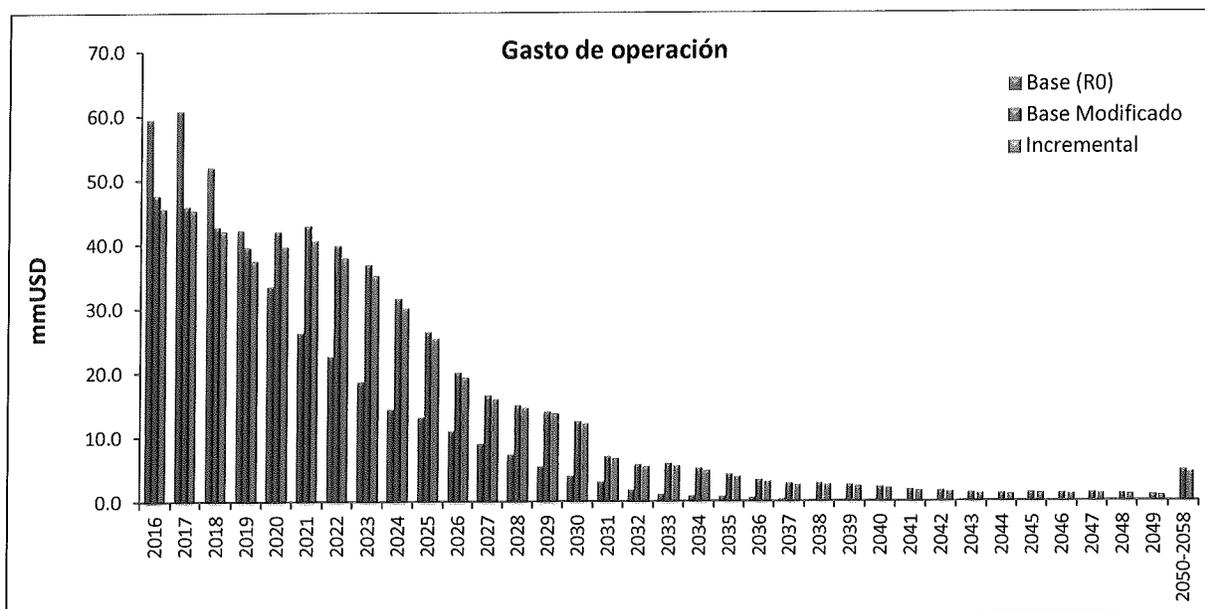


Fig. 10. Comparativo de gastos de operación para los diferentes escenarios (Fuente: CNH con datos de PEP).

En la Fig. 11 se presenta un comparativo de los gastos de operación totales en cada uno de los escenarios. En el Escenario Incremental el gasto total de operación es mayor 146.9 mmUSD que el escenario Base (Ronda Cero) y 21.1 mmUSD menor que el gasto total del escenario Base-Modificado. La disminución del gasto de operación total del escenario Incremental con respecto al Base Modificado significa una optimización de actividades y costos a causa de la posible asociación de PEP con una persona moral.

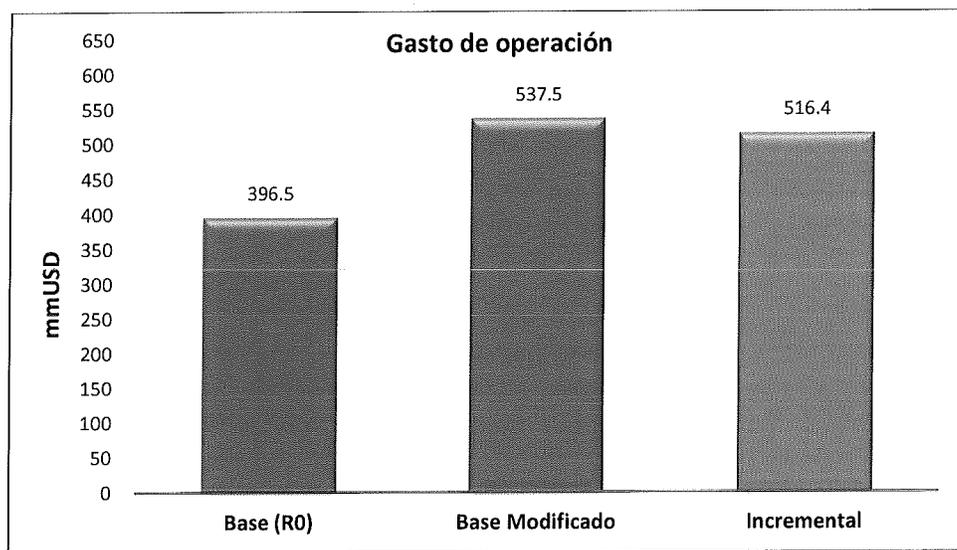


Fig. 11. Comparativo de gastos de operación totales (Fuente: CNH con datos de PEP).

## IV. Escenarios de precios utilizados

Conforme a la documentación de PEP, para calcular el precio de aceite a nivel de campo se realizó el siguiente procedimiento:

- Dadas las referencias de las mezclas Maya (22°API), Istmo (33.6°API) y Olmeca (39.3°API), primero se ubica 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.

Para el campo Ogarrío que tiene una calidad de 38 °API, considera el Istmo y Olmeca porque la calidad 38 está entre 33.6 y 39.3 °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  $C_1 = 33.6$ ,  $C_2 = 39.3$ , y para el año 2016 tenemos  $P_1 = 59.35$ ,  $P_2 = 61.2$  (en dólares por barril) y  $m = 0.3333$ . Por lo que:

$$P = (0.3333) * (38 - 33.6) + 59.35 = 60.781$$

El resultado para el aceite del campo Ogarrío es de 60.78 dólares por barril (USD/b). El cálculo descrito anteriormente se puede observar gráficamente en la Fig. 12.

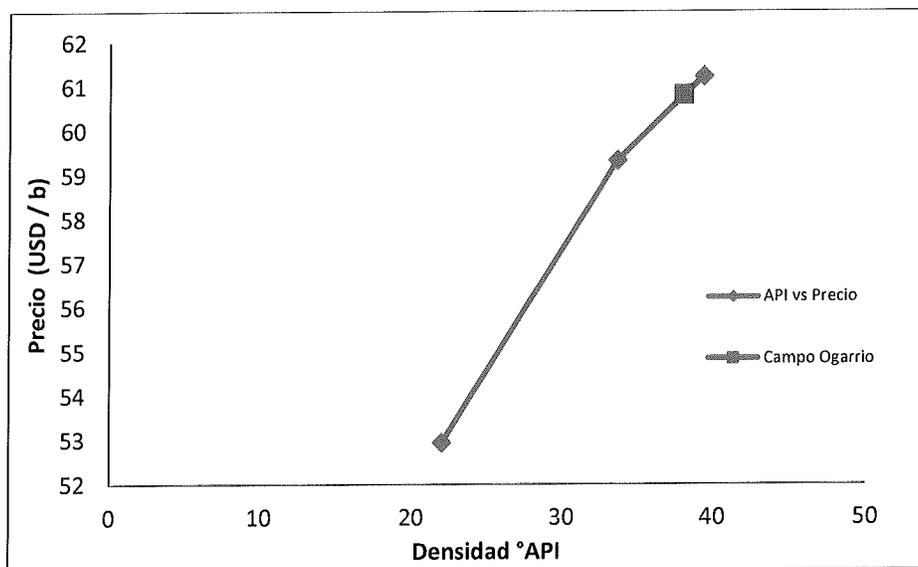


Fig. 12. Comparativo de precios (Fuente: CNH con datos de PEP).

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

- Utilizamos 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, penalizamos al precio de referencia multiplicando al factor de proporcionalidad un porcentaje que considera el contaminante CO<sub>2</sub>.

El gas del campo Ogarrio tiene un poder calorífico de 1,276 BTU y un 0.23% de CO<sub>2</sub> tiene un factor de proporcionalidad de 1.276; por tanto, el precio del campo Ogarrio 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),  $f = 1.276$ , y  $\%CO_2 = 0.23/100$ .

$$P = 3.31 * 1.276 * (1 - 0.0023) = 4.22$$

A continuación, en la Fig. 13 se hace una comparación de los comportamientos esperados de los crudos marcadores con respecto a los pronósticos de precios.

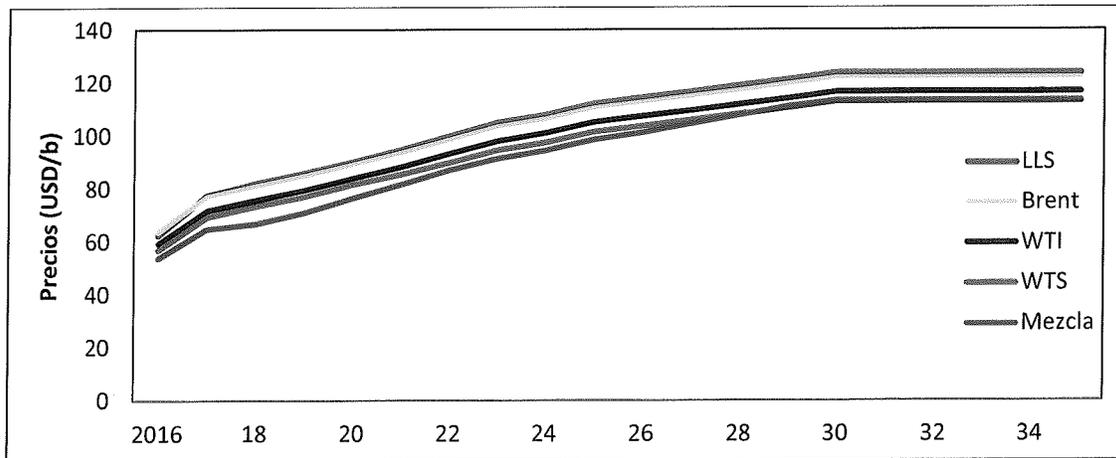


Fig. 13. Marcadores de referencia, USD/b (Fuente: PEP).

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. 14 y 15. Los precios se encuentran referenciados al escenario medio del segundo trimestre de 2015.

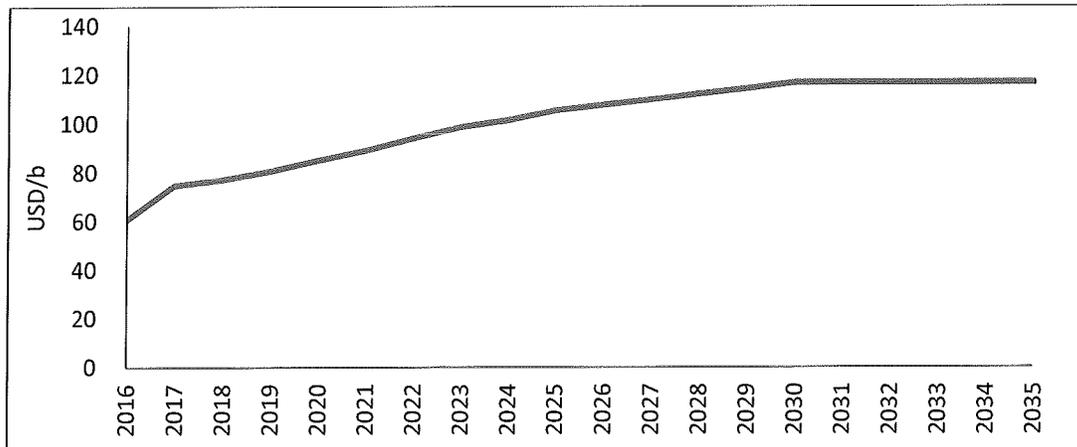


Fig. 14. Precios del aceite del campo Ogarrio, USD/b (Fuente: PEP).

ARR

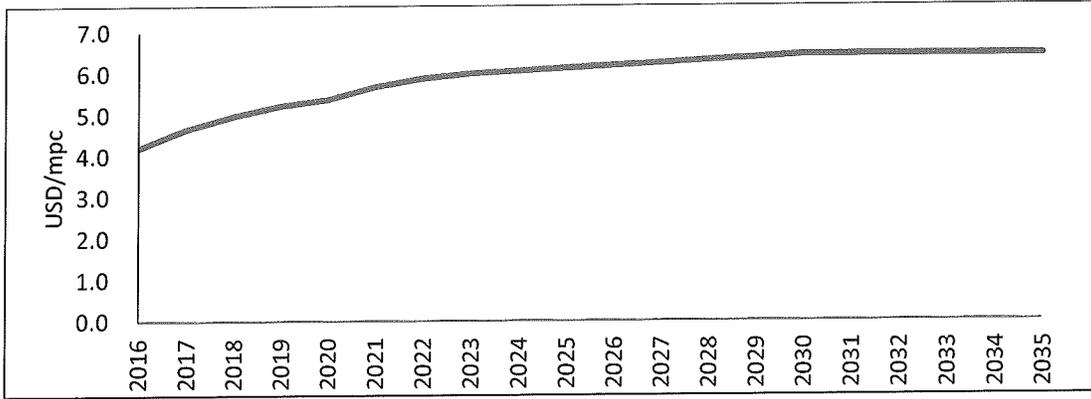


Fig. 15. Precios del gas asociado del campo Ogarrio, USD/mpc (Fuente: PEP).

AAP

## V. Características geológicas del área

El yacimiento Ogarrio forma parte de la Cuenca Salina del Istmo, localizada en el Sureste de México, al Norte de la depresión morfotectónica conocida como Istmo de Tehuantepec. Esta cuenca se caracteriza por contener grandes espesores de depósitos de sal originados durante el Jurásico y que posteriormente fueron sepultados por más de 5,000 metros de sedimentos terrígenos durante el Terciario. Las intrusiones causadas por la tectónica salina han creado una serie de estructuras lo que ha permitido desarrollar una serie de objetivos tanto en la cúspide de domos, como en los bloques y compartimentos creados por mecanismos de fallas, al igual que estructuras subsalinas. Debido a lo anterior, la mayoría de los campos en esta componente se encuentran asociados a estructuras salinas con fallamiento normal. La producción se encuentra principalmente en los flancos de los domos salinos, y en menor proporción por encima de la sal.

En términos generales, las principales secuencias productoras de los campos que conforman el Proyecto Ogarrio Sánchez Magallanes, incluyendo el campo Ogarrio, son las areniscas del Terciario, de las formaciones Paraje Solo y Filisola, de edad Plioceno Superior; la formación Concepción Superior de edad Plioceno Medio Superior, Concepción Inferior, de edad Plioceno Inferior-Medio y la Encanto de edad Mioceno-Medio Plioceno-Inferior.

En la Fig. 16 se presenta la columna estratigráfica tipo del campo Ogarrio con un acercamiento a las formaciones productoras.

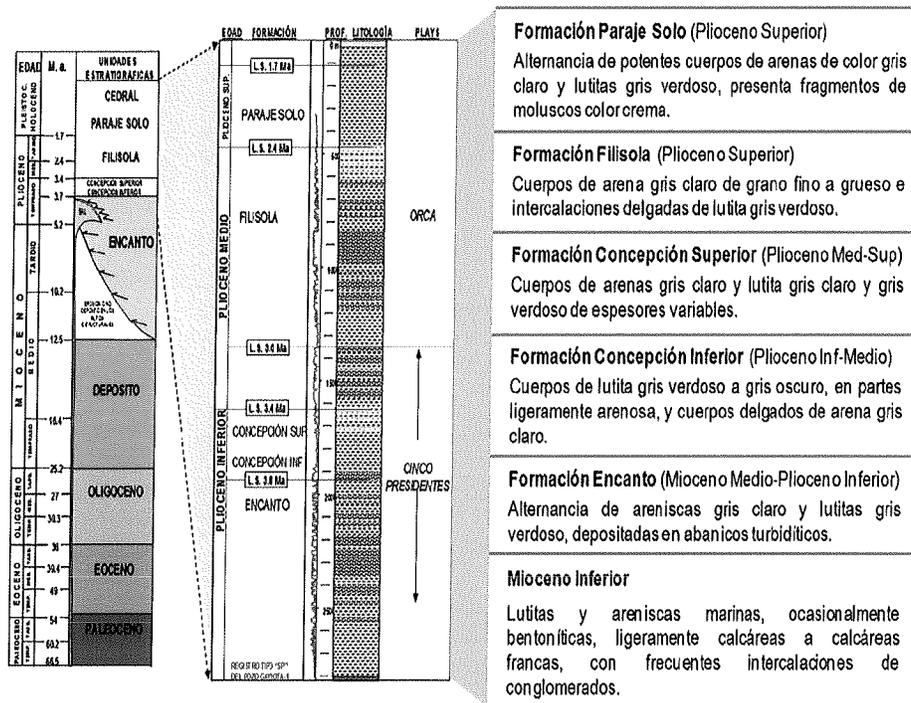


Fig. 16. Columna estratigráfica del campo Ogarrio (Fuente: PEP).

El campo Ogarrio inició su producción en 1960 en yacimientos formados por cuerpos arenosos de la formación Encanto. Actualmente el campo tiene 519 pozos perforados y distribuidos entre los bloques A, B y C. A la fecha gran parte de la producción de hidrocarburos proviene del bloque A, área que soporta la reserva remanente del campo.

ARP

La actividad de mapeo ha mostrado que los yacimientos contienen una diversidad de facies, que van desde depósitos de sabana sin confinación de un abanico interno, a facies de canales trenzados proximales a complejos de canales/bordos trenzados o entrelazados más distales, y todos ellos convergiendo a facies proximales y posteriormente distales de lóbulos, Fig. 17 y 18.

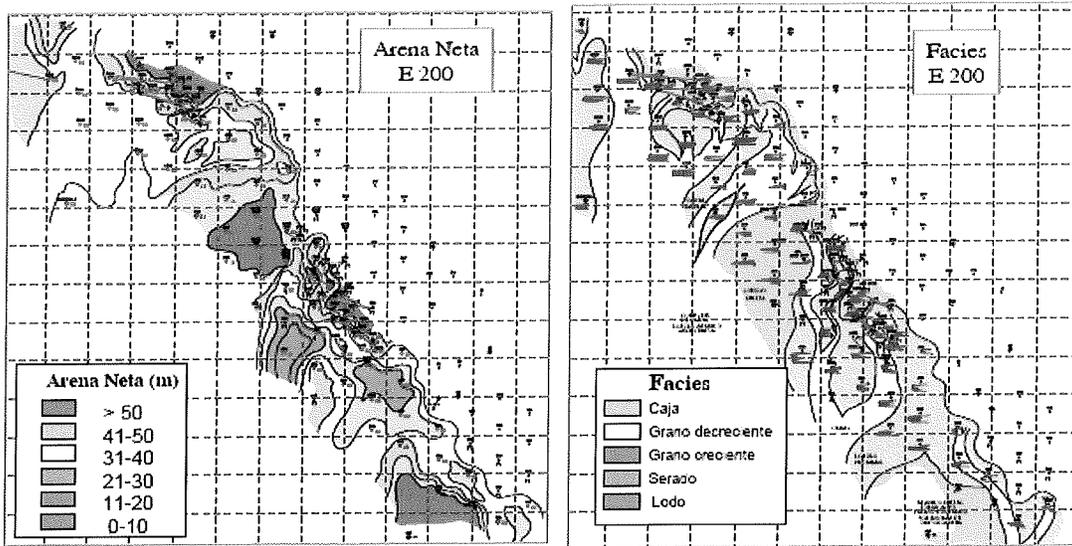


Fig. 17. Mapas de espesor neto y de facies del yacimiento E 200 (Fuente: PEP).

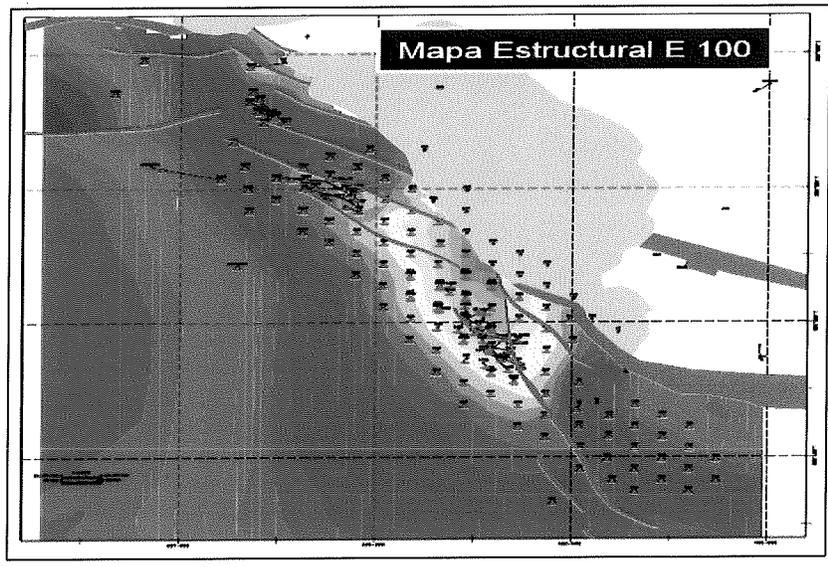


Fig. 18. Estructura Unidad E 100 del yacimiento Encanto (Fuente: PEP). ARP

## VI. Calidad, contenido de azufre y grados API de los hidrocarburos

El aceite producido en los yacimientos del campo Ogarrio corresponde a ligero de una densidad de 38 °API. El gas asociado tiene un poder calorífico de 1,276 BTU/pc.

Respecto a las impurezas, el gas producido posee 0.23% mol de CO<sub>2</sub>. No se tiene presencia de sulfhídrico (H<sub>2</sub>S) en el flujo de la producción.

ARR

## VII. Descripción de la infraestructura dentro y alrededor

### a) Infraestructura dentro de la asignación

Actualmente para el manejo de la producción el campo Ogarrio cuenta con dos baterías de separación y una estación de compresión, Tabla 13. La red de recolección, distribución y transporte de fluidos está integrada por, 5 oleoductos principales, 5 gasoductos de recolección y transporte, para interconectar la infraestructura de recolección de hidrocarburos con el CPGLV (Centro de Proceso de Gas La Venta) y estos a su vez, en los puntos de entrega final, Tabla 14.

Infraestructura	Características	Capacidad Instalada	Fecha de Instalación
Separadores	Batería Ogarrio 2, 7 de 1ra Etapa	47.1 mbd	1962
	Batería Ogarrio 5, 6 de 1ra Etapa	47.1 mbd	1972
Rectificadores	Batería Ogarrio 2, 1 de 1ra Etapa	3.1 mmpcd	1962
	Batería Ogarrio 5, 1 de 1ra Etapa	13.5 mmpcd	1972
Turbo bombas	Batería Ogarrio 2, 2 (12) + 1 (14)	38 mbd	1962
	Batería Ogarrio 5, 2 (13) + 1 (18)	44 mbd	1972
Turbocompresores	ECO Ogarrio, 1(20) + 1(30)+ 1 (40)	90 mmpcd	2010

Tabla 13. Infraestructura de la asignación A-0244 - Campo Ogarrio (Fuente: PEP).

Infraestructura	Características	Capacidad Instalada	Fecha de Instalación
Ductos	OLD BAT OGA 05 - BAT OGA 02 6"X4.580 km	10.0 mbd	2008
	OLD BAT OGA 2-INJ OLD16 BAC 10"X0.777 km	6.5 mbd	2011
	OLD TDE COMP BAC-CPGLV 16"X41.430 km	78.0 mbd	1979
	OLD BAT OGA 5-TDR EX CAM OGA 8"X4.096 km	9.6 mbd	1979
	OLD INT ENTRONQ OGA-CPGLV 6"X6.933 km	4.0 mbd	1979
	GDO BAT OGA 5 -COM OGA 12"X3.875 km	23.0 mmpcd	1979
	GDO TDD COMP OGARRIO-CPGLV 10"X15.625 km	46.0 mmpcd	1961
	GDO BAT OGA 1-EST COMP OTA 20"X5.998 km	10.0 mmpcd	1976
	GDO TDD C OTATES-ENT OGARRIO 10"X4.990km	18.0 mmpcd	1962
	GDO TDD ENTQ OGARRIO-CPGLV 10"X6.513 km	18.0 mmpcd	1961

Tabla 14. Ductos de la asignación A-0244 - Campo Ogarrio (Fuente: PEP).

### b) Infraestructura alrededor de la asignación

La producción de hidrocarburos de los pozos del campo Ogarrio fluye al Complejo Procesador de Gas La Venta (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. 19.

ARR

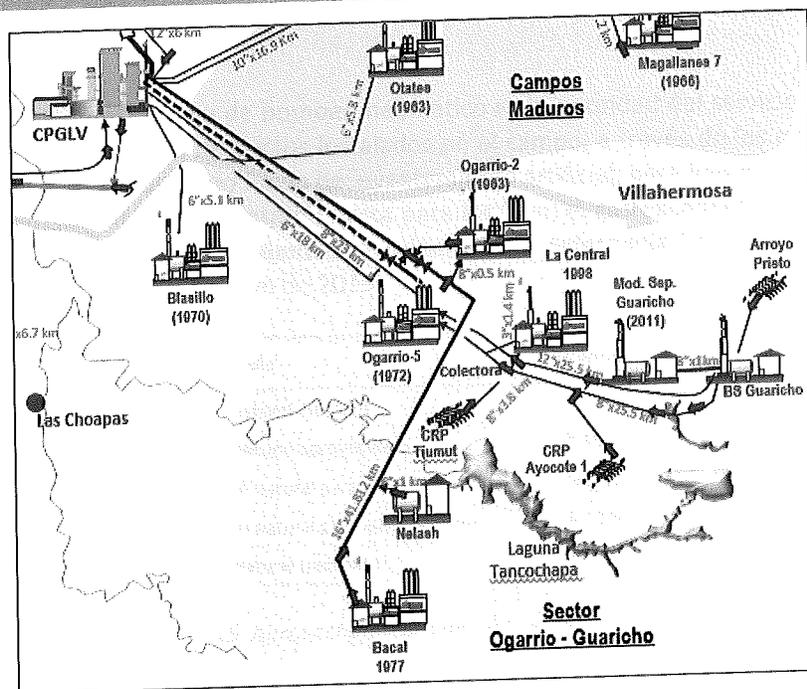


Fig. 19. Infraestructura alrededor del campo Ogarrio (Fuente: PEP).

Una vez que el hidrocarburo ha sido extraído del subsuelo y transportado a través de las líneas de descarga individuales o bien de los oleogasoductos que salen de los cabezales de recolección periféricos, estos llegan a un juego de válvulas ubicado en el batería de separación, llamado cabezal de recolección primario de llegada de pozos.

El cabezal de recolección primario lo integran las líneas de grupo y prueba, en las cuales se encuentran los ramales (llegadas de pozos) y estos a su vez, forman las secciones. Al cabezal de grupo llegan todos los fluidos (aceite, gas, agua) de los pozos productores y son recolectados al sistema de separación de grupo. Al cabezal de prueba llegan los fluidos (aceite, gas, agua) del pozo programado a medición y posteriormente se envía al paquete de separación de prueba. Los fluidos separados son enviados al cabezal secundario de recibo de líquidos. Existen dos tipos de separadores; los separadores de grupo que son los que reciben la producción general de los pozos productores y los separadores de prueba que son los que reciben la producción de un solo pozo para su posterior medición de las fases líquida y gaseosa.

### Medición de hidrocarburos

La primera medición de aceite y de gas se realiza en los separadores de prueba, las instalaciones de separación se encuentran fuera del área de la asignación del campo. Posteriormente, los líquidos son enviados a un cabezal de recolección secundario y de ahí son enviados a tanques de medición y posteriormente a tanques de almacenamiento. Por otro lado, después de los separadores de prueba, el gas es enviado hacia el sistema de rectificación, una vez rectificado, es mandado a un sistema de medición para posteriormente ser enviado a estaciones de compresión. ARR

## VIII. Manifestación del interés de celebrar Alianza o Asociación con Personas Morales

El interés de PEP de extraer hidrocarburos en asociación con personas morales (socio) en la Asignación Campo Ogarrío es de carácter financiero y técnico. Los beneficios que espera PEP son los siguientes:

- 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-150 y E-155 de la formación Encanto del campo Ogarrío 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-150 y E-155 de la formación Encanto, mediante la inyección de agua salada procedente de acuíferos someros dentro del mismo campo.
- 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 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 fracturamiento de pozos con baja presión de yacimiento problemática presente en los yacimientos de la formación Encanto.
- Compartir el riesgo tecnológico, financiero asociado a la explotación del campo, así como, minimizar los costos de oportunidad con el adelanto de actividades de perforación y terminación con lo cual se acelerará la recuperación de las reservas remanentes y con ello obtener producción temprana.

ARR.

## 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 la remitida por PEP mediante oficio PEP-DDP-SAP-052-2015 ante esta Comisión, dentro de la que se incluyen los escenarios de Extracción Base de Ronda Cero, Escenario Base-Modificado y Escenario Incremental, esta Comisión opina que técnicamente resulta conveniente para la Nación la migración de la Asignación A – 0244-M - Campo Ogarrio 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–0244-M-Campo Ogarrio 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 incremento en la producción de hidrocarburos del Escenario Incremental en comparación con el Base Ronda Cero, esto es resultado de la optimización de la estrategia de desarrollo mediante la inyección de agua para mantenimiento de presión. Se considera que la posible asociación de PEP con un socio tecnológico-económico le permitirá realizar estas actividades de forma más adecuada. No obstante, el programa de desarrollo presentado por PEP está sujeto a optimización y deberá verse plasmado en el plan que presente de manera conjunta con su socio, posterior a la firma del contrato.

El campo Ogarrio 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 sí 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, el escenario Incremental considera una reducción de actividades e inversión respecto al escenario Base Ronda Cero y así como también disminuye el compromiso mínimo de trabajo de la asignación. Sin embargo, la producción acumulada del escenario Incremental es mayor que la del escenario Base Ronda Cero. Lo anterior se debe a una optimización de la inversión para el desarrollo del campo, con una estrategia más eficiente que asociada al escenario Base Ronda Cero. PEP también menciona que se espera una reducción adicional de costos de inversión y gastos de operación debido a la participación de un posible socio tecnológico-económico. El beneficio planteado por PEP deberá verse plasmado en el plan que presente de manera conjunta con su socio, posterior a la firma del contrato.

ARP. 

**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 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 Ogarrio 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;**

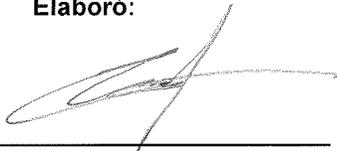
El campo Ogarrio cuenta con infraestructura propia para producir y transportar los hidrocarburos; sin embargo, otros campos cercanos en producción, como Bacal y Nelash, utilizan la infraestructura de Ogarrio para el transporte de sus hidrocarburos a puntos de procesamiento y venta; conforme a lo anterior, se sugiere que se considere el límite de responsabilidad que se deberá asumir respecto a la infraestructura compartida.

Asimismo, 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.

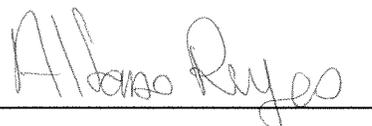
**Elaboró:**



**ING. CÉSAR MAURICIO CUBA NOGALES**

Director de Área

**Revisó:**



**ING. ALFONSO REYES PIMENTEL**

Director General Adjunto de Dictámenes de Extracción

**Autorizó:**



**ING. GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ**

Director General de Dictámenes de Extracción