

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Opinión Técnica

Solicitud de Migración de las Asignaciones

A-0309-M-Campo Sinán y

A-0049-M-Campo Bolontikú

a un Contrato para la Exploración y Extracción

ARRP

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'J.P.' or similar, located to the right of the 'ARRP' stamp.

Septiembre 2015

Contenido

CONTENIDO.....	2
I. INTRODUCCIÓN	3
II. IDENTIFICACIÓN DE LAS ASIGNACIONES A MIGRAR	4
A) DESCRIPCIÓN DE LAS ASIGNACIONES	4
B) UBICACIÓN.....	5
III. JUSTIFICACIÓN DE LA CONVENIENCIA DE LA MIGRACIÓN PARA LA NACIÓN	6
A) PRODUCCIÓN BASE E INCREMENTAL DE HIDROCARBUROS	6
B) INCORPORACIÓN DE RESERVAS ADICIONALES.....	15
C) ESCENARIO DE GASTOS, COSTOS E INVERSIONES NECESARIOS PARA UN DESARROLLO EFICIENTE	18
IV. ESCENARIOS DE PRECIOS UTILIZADOS	35
V. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL ÁREA	38
VI. CALIDAD, CONTENIDO DE AZUFRE Y GRADOS API DE LOS HIDROCARBUROS	45
VII. DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DENTRO Y ALREDEDOR DEL ÁREA DE LAS ASIGNACIONES.....	46
A) INFRAESTRUCTURA DENTRO DE LAS ASIGNACIONES	46
B) INFRAESTRUCTURA ALREDEDOR DE LAS ASIGNACIONES.....	48
VIII. MANIFESTACIÓN DEL INTERÉS DE CELEBRAR ALIANZA O ASOCIACIÓN CON PERSONAS MORALES.....	51
IX. SENTIDO DE LA OPINIÓN	53

ARP.  

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 las Asignaciones A-0309- Campo Sinán y A-0049- Campo Bolontikú, Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP) envió a la Sener mediante oficio PEP-101-2015 y PEP-102-2015 de fecha 26 de marzo de 2015, solicitud de migración de las asignaciones de referencia a contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.

Con fecha 13 de abril de 2015, mediante oficios 500.DGCP.405/15 y 500.DGCP.403/15, la Sener requirió a PEP información adicional respecto de la solicitud presentada para la migración de las Asignaciones A-0309- Campo Sinán y A-0049- Campo Bolontikú, respectivamente. Mediante oficios SPE-223-2015 y SPE-224-2015 ambos de fecha 08 de julio de 2015, PEP hizo entrega de la documentación que le fue requerida por Sener. En consecuencia, mediante oficios 500.DGCP.502/15 y 500.DGCP.504/15 recibidos 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 las asignaciones mencionadas.

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-0309- Campo Sinán y A-0049- Campo Bolontikú a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos, hasta en tanto la propia Sener modificara y expidiera los nuevos Títulos de Asignación respectivos.

Con fecha 27 de agosto de 2015, PEP presentó mediante oficio PEP-DDP-SAP-044-2015 a la Sener la actualización de la solicitud de migración de las Asignaciones A-0309-M- Campo Sinán y A-0049-M- Campo Bolontikú manifestando su interés de continuar con la solicitud de migración de las dichas Asignaciones y el interés de integrar las dos asignaciones a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

Como consecuencia de lo anterior, mediante oficio 500.DGCP.568/15 recibido en esta Comisión el 31 de agosto de 2015, la Sener solicitó a esta Comisión su opinión técnica respecto de la procedencia de las solicitudes de migración de las Asignaciones A-0309-M-Campo Sinán y A-0049-M-Campo Bolontikú 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 las Asignaciones 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.

ARR. 

II. Identificación de las Asignaciones a migrar

a) Descripción de las Asignaciones

Las asignaciones A-0309-Campo Sinán y A-0049-Campo Bolontikú fueron otorgadas a Petróleos Mexicanos en el marco de la Ronda Cero. Posteriormente el 17 de agosto de 2015 dichos títulos se modificaron a las asignaciones A-0309-M-Campo Sinán y A-0049-M-Campo Bolontikú para ajustar las formaciones geológicas en las que Petróleos Mexicanos podrán llevar a cabo actividades de extracción de hidrocarburos. Ambas asignaciones modificadas tienen una vigencia de 20 años contados a partir de la emisión de los títulos de asignación A-0309-Campo Sinán y A-0049-Campo Bolontikú, la cual podrá prorrogarse por hasta en dos ocasiones por un periodo adicional de hasta 5 años, previa aprobación de la Sener.

La asignación A-0309-M-Campo Sinán está compuesta por el campo Sinán que fue descubierto en 1992 con la perforación del pozo vertical Sinan-101A. El campo se conforma de los yacimientos productores Cretácico Superior-Medio-Inferior (KS-KM-KI) y Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK). Dinámicamente, el campo está dividido en 4 bloques los cuales son: Sinán Bloque central o principal (JSK), Sinán Bloque central o principal (K), Sinán bloque Behelae (JSK) y Sinán bloque Sikil (KM/KS).

El yacimiento JSK del campo Sinán corresponde a una formación carbonatada con diferentes grados de fracturamiento y porosidad de 6 a 10%. El aceite producido es volátil con una densidad de 37 °API y viscosidad de 0.165 cp. El yacimiento Cretácico corresponde a una formación carbonatada con diferentes grados de fracturamiento y porosidad promedio de 2 a 7%. El aceite producido es negro con una densidad de 29 °API y viscosidad a la presión de saturación de 0.945 cp.

La asignación A-0049-M-Campo Bolontikú está compuesta por el campo Bolontikú que fue descubierto en el año 1995 con la perforación del pozo exploratorio Bolontikú-1, estando conformado por dos yacimientos: calizas del Cretácico Superior-Medio-Inferior (KS-KM-KI) y dolomías del Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK).

El yacimiento KM-KS del campo Bolontikú está compuesto por mudstone café claro a crema de aspecto cretoso y presenta una porosidad promedio entre 4.5 y 8%, del cual se produce aceite ligero de 31°API de densidad con viscosidad a la presión de saturación de 0.36 cp. El yacimiento JSK lo componen dolomías y packstone a grainstone de ooides, con una porosidad promedio entre 4.5 y 8%, del cual se produce aceite ligero de 39°API de densidad, y con viscosidad a la presión de saturación de 0.11 cp. La presión original del yacimiento KM-KS era de 868 kg/cm² y actualmente se encuentra por encima de la presión de saturación, mientras que la presión original del yacimiento JSK era de 786 kg/cm² y actualmente se encuentra por debajo de la presión de saturación. La producción del campo se ha realizado a través del flujo natural de los yacimientos.

Los títulos de asignación otorgan a Petróleos Mexicanos el derecho para realizar actividades de extracción en las formaciones geológicas KS-KM-KI y JSK de los campos Sinán y Bolontikú, de igual manera, en la migración de esta asignación se consideran las formaciones KS-KM-KI y JSK de ambos campos.

En ninguno de los yacimientos de los campos Sinán y Bolontikú se cuenta con la presencia de condensado, ni gas natural no asociado.

Al 01 de enero de 2015, el campo Sinán tuvo una producción acumulada de 182.1 mmb de aceite y 418.6 mmmcp de gas. Al mes de mayo de 2015, el campo tiene una producción de 19.4 mbd de aceite y 70.0 mmcpd de gas.

En el caso del campo Bolontikú, al 01 de enero de 2015 tuvo una producción acumulada de 151.3 mmb de aceite y 246.6 mmmcp de gas. Al mes de mayo de 2015, el campo Bolontikú tiene una producción promedio de 23.2 mbd de aceite y 66.3 mmcpd de gas.

b) Ubicación

Los campos Sinán y Bolontikú, que corresponden a las asignaciones A-0309-M y A-0049-M respectivamente, se localizan en aguas territoriales del Golfo de México sobre la plataforma continental a 75 km al Noreste del municipio de Paraíso, Tabasco. El campo Sinán tiene un área de 100.74 km² y se encuentra en un tirante de agua de 30 m, mientras que el campo Bolontikú cuenta con un área de 52.41 km² y está ubicado en un tirante de agua de 26 m. En la Fig. 1 se puede observar la ubicación geográfica de las Asignaciones.

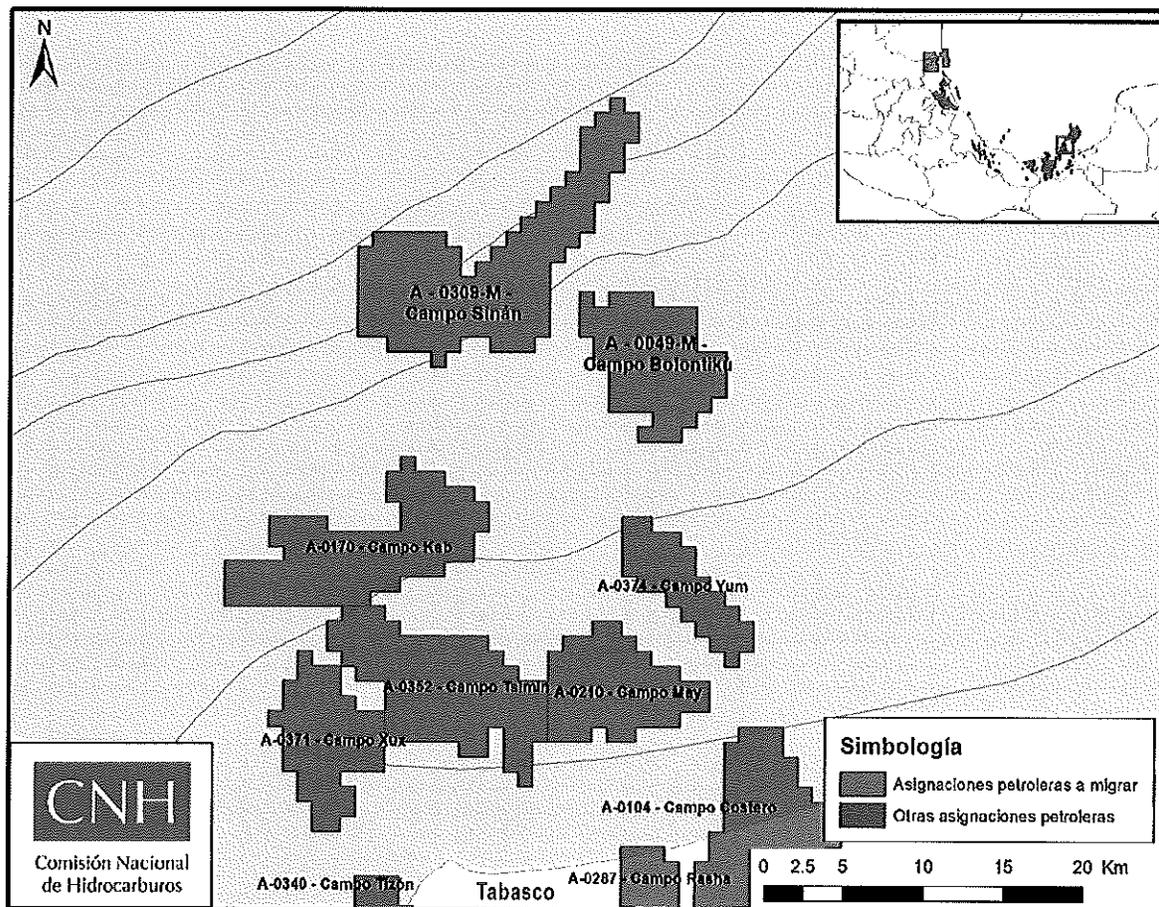


Fig. 1. Ubicación de las Asignaciones A-0309-M-Campo Sinán y A-0049-M-Campo Bolontikú (Fuente: CNH con datos de Ronda Cero).

APP. JP

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

La solicitud de migración y su respectiva actualización 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 pronósticos de producción se generaron a través de las siguientes actividades:

1. Actualización del modelo de simulación numérica con información recopilada de reservas certificadas de aceite y gas, resultados de análisis nodal, generación de tablas hidráulicas e información de movimiento de equipos, condiciones operativas y fechas de terminación de ductos y plataformas.
2. Ajuste del comportamiento real presión-producción del campo.
3. Calibración del índice de productividad de acuerdo a condiciones actuales de operación y tablas de comportamiento de afluencia de pozos (tablas hidráulicas).
4. Obtención del pronóstico del comportamiento futuro del campo efectuando corridas con el simulador numérico bajo diferentes esquemas de explotación: 1) agotamiento natural, 2) explotación y mantenimiento, 3) desarrollo, 4) recuperación secundaria y en caso de aplicar 5) recuperación mejorada.
5. Análisis de los resultados obtenidos para las diferentes alternativas de explotación y determinación, desde el punto de vista técnico, la opción de explotación más viable para el campo.
6. Análisis de la información generada, validación de la correspondencia de la producción acumulada con la reserva y generación de los reportes de producción.

Escenario Base-Ronda Cero

Este escenario incluye la actividad, inversión y gastos de operación aprobados para el otorgamiento de las Asignaciones en el proceso denominado Ronda Cero. El plan de desarrollo contemplaba la siguiente actividad:

- Una producción acumulada de 119.4 mmb de aceite y 229.1 mmmc de gas, a partir de 2016.
- Perforación y terminación de 11 pozos de desarrollo hasta la reserva 3P: 7 en el Jurásico y 4 en el Cretácico.
- Conversión de 3 pozos productores a inyectores de agua en el campo Sinán y Perforación y terminación de 2 pozos inyectores en el campo Bolontikú.
- Inyección de agua nivel JSK
- Prueba piloto de Bombeo Electrocentrífugo (BEC) en el campo Sinán y conversión de tres pozos de desarrollo a BEC en el campo Bolontikú.
- 24 reparaciones mayores.
- Construcción e instalación de una plataforma de producción en el campo Bolontikú.
- Oleoducto de 16" de diámetro x 5.7 km de longitud en el campo Bolontikú.

ARR. 

La Tabla 1 muestra los pronósticos de producción de aceite para el Escenario Ronda Cero de los campos Sinán y Bolontikú y para la Agrupación Sinán-Bolontikú.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Campo Sinán	21.8	15.5	19.1	24.3	22.3	19.4	14.4	12.3	11.3	8.9	7.6	6.0
Campo Bolontikú	9.5	1.5	4.4	7.6	13.3	17.8	19.0	15.2	9.6	7.9	6.4	4.8
Agrupación Sinán-Bolontikú	31.3	17.0	23.5	32.0	35.6	37.3	33.5	27.6	21.0	16.8	14.0	10.8
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Campo Sinán	4.1	3.4	1.5	0.2	0.2	0.2	0.01	-	-	-	-	-
Campo Bolontikú	4.2	3.5	2.5	1.8	1.6	1.4	1.0	0.6	0.4	-	-	-
Agrupación Sinán-Bolontikú	8.2	6.9	3.9	2.1	1.8	1.6	1.0	0.6	0.4	-	-	-
	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	Total	
Campo Sinán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	70.4 (mmb)	
Campo Bolontikú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49.0 (mmb)	
Agrupación Sinán-Bolontikú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	119.4 (mmb)	

Tabla 1. Pronóstico de producción de aceite (mmb) - Escenario Base Ronda Cero (Fuente: PEP).

En Tabla 2 se observan los pronósticos de producción de gas para el Escenario Ronda Cero de los campos Sinán y Bolontikú y para la Agrupación Sinán-Bolontikú.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Campo Sinán	34.3	24.9	27.7	43.7	42.7	40.8	34.1	31.4	30.3	25.1	22.1	18.9
Campo Bolontikú	21.0	3.5	9.8	17.1	27.7	32.5	31.6	24.6	13.3	10.5	8.2	5.5
Agrupación Sinán-Bolontikú	55.3	28.3	37.5	60.8	70.4	73.3	65.7	56.1	43.7	35.6	30.3	24.3
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Campo Sinán	13.0	10.9	4.9	0.8	0.7	0.6	-	-	-	-	-	-
Campo Bolontikú	4.7	3.8	2.1	1.1	1.0	0.8	0.6	0.4	0.3	-	-	-
Agrupación Sinán-Bolontikú	17.7	14.8	6.9	1.9	1.7	1.5	0.7	0.4	0.3	-	-	-

ARR. JP

	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	Total
Campo Sinán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	148.7 (mmpc)
Campo Bolontikú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80.4 (mmpc)
Agrupación Sinán-Bolontikú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	229.1 (mmpc)

Tabla 2. Pronóstico de producción de gas (mmpcd) - Escenario Base Ronda Cero (Fuente: PEP).

Escenario Base-Modificado

El escenario Base modificado refleja la situación y disponibilidad de recursos actual para las Asignaciones. Las consideraciones del ajuste de este escenario consideran principalmente:

- ✓ 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 plan de desarrollo para este escenario contempla la siguiente actividad:

- Una producción acumulada de 58.3 mmb de aceite y 297.8 mmpc de gas, a partir de 2016.
- Perforación y terminación de 10 pozos de desarrollo hasta la reserva 3P: 6 en Jurásico y 4 en Cretácico.
- Perforación y terminación de 2 pozos Inyectores de agua a nivel JSK en el campo Bolontikú.
- 23 Reparaciones Mayores (correcciones de entrada de agua) en el campo Sinán y 1 Reparación Mayor en Bolontikú.
- Construcción e instalación de una plataforma.
- Oleogasoducto de 16" de diámetro x 5.7 km de longitud.
- Operación y mantenimiento de la producción base.
- Abandono de pozos, plataformas y sus ductos asociados del campo.

La Tabla 3 muestra los pronósticos de producción de aceite para el Escenario Base Modificado de los campos Sinán y Bolontikú y para la Agrupación Sinán-Bolontikú.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Campo Sinán	22.9	19.4	20.1	22.1	24.2	22.8	19.0	15.7	14.2	13.2	14.2	13.0
Campo Bolontikú	13.3	9.9	8.5	11.5	14.4	14.5	12.4	11.6	11.2	9.1	6.4	4.9
Agrupación Sinán-Bolontikú	36.2	29.4	28.7	33.5	38.6	37.2	31.5	27.3	25.4	22.4	20.6	17.9

	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Campo Sinán	12.7	11.6	10.6	8.4	6.0	3.9	2.3	1.5	1.4	1.4	1.1	0.9
Campo Bolontikú	3.9	3.1	2.6	2.0	1.6	1.4	1.1	0.6	0.5	-	-	-

ARR. ✓ JP

Agrupación Sinán-Bolontikú	16.6	14.7	13.2	10.4	7.6	5.3	3.4	2.1	1.9	1.4	1.1	0.9
----------------------------	------	------	------	------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	Total
Campo Sinán	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	105.5 (mmb)
Campo Bolontikú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	52.8 (mmb)
Agrupación Sinán-Bolontikú	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	58.3 (mmb)

Tabla 3. Pronóstico de producción de aceite (mbd) - Escenario Base Modificado (Fuente: PEP).

En Tabla 4 se observan los pronósticos de producción de gas para el Escenario Base Modificado de los campos Sinán y Bolontikú y para la Agrupación Sinán-Bolontikú.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Campo Sinán	50.7	43.9	43.6	46.8	51.4	45.4	36.1	28.8	25.9	24.2	26.8	24.2
Campo Bolontikú	31.5	24.5	22.3	31.1	31.1	25.7	18.9	16.5	16.6	12.9	8.6	6.2
Agrupación Sinán-Bolontikú	82.2	68.3	65.9	77.9	82.5	71.1	55.0	45.3	42.6	37.1	35.4	30.4

	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Campo Sinán	23.8	21.3	18.7	13.6	9.4	6.6	3.4	1.7	1.6	1.5	1.0	0.5
Campo Bolontikú	4.5	3.1	2.5	1.5	1.0	0.8	0.7	0.4	0.3	-	-	-
Agrupación Sinán-Bolontikú	28.3	24.3	21.2	15.1	10.4	7.4	4.1	2.0	1.9	1.5	1.0	0.5

	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	Total
Campo Sinán	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	202.6 (mmmpc)
Campo Bolontikú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	95.2 (mmmpc)
Agrupación Sinán-Bolontikú	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	297.8 (mmmpc)

Tabla 4. Pronóstico de producción de gas (mmpcd) - Escenario Base Modificado (Fuente: PEP).

Escenario Incremental

El escenario Incremental refleja el plan a seguir conforme a la aprobación de la migración. El plan de desarrollo contempla la siguiente actividad:

ARP

Campo Sinán

- Una producción acumulada de 126.8 mmb de aceite y 257.3 mmmpc de gas, a partir de 2016.
- Adelantar la perforación y terminación de 4 pozos del escenario base: 3 en Jurásico y 1 en el Cretácico.
- Perforación y terminación adicional 2 pozos en reserva posible desde plataformas existentes: uno en Jurásico Sinán 401 y uno en Cretácico Sinán 301.
- Construcción de la plataforma Sinán-F y su ducto asociado, así como la perforación y terminación de 3 pozos en la reserva posible: 3 en Jurásico, Sinán 23, 27, 65.
- Implantar un sistema artificial de producción por bombeo neumático el cual incluye la instalación de dos gasoductos (Gasoducto 8" de diámetro x 5 Km de PE-Lit-A a Sinan-118 y Gasoducto de 8" de diámetro x 6.25 Km de Sinán-118 a Sinan-B).
- 23 Reparaciones mayores (correcciones de agua).
- Infraestructura para reducir la contrapresión en la red superficial de recolección.
- Abandono de 23 pozos, 12 plataformas y sus ductos asociados

Campo Bolontikú

- Una producción acumulada de 54.8 mmb de aceite y 97.3 mmmpc de gas, a partir de 2016.
- Adelantar la perforación y terminación de 4 pozos de desarrollo del escenario base: 2 en Jurásico y 2 en el Cretácico
- Perforación y terminación adicional de 1 pozo de desarrollo en reserva posible del Cretácico desde una plataforma existente.
- Perforación y terminación de 2 pozos inyectores
- Inyección de agua en el JSK
- Construcción e instalación de una plataforma
- Oleogasoducto de 16" de diámetro x 5.7 km de longitud de Bolontikú-D a PB Litoral-T
- 1 Reparaciones mayor
- Infraestructura para reducir la contrapresión en la red superficial de recolección
- Abandono de 12 pozos, 4 plataformas y sus ductos asociados

En total, los campos Sinán y Bolontikú contemplan acumular una producción de 181.6 mmb de aceite y 354.5 mmmpc de gas, en el escenario Incremental a partir de 2016

La Tabla 5 muestra los pronósticos de producción de aceite para el Escenario Base Incremental de los campos Sinán y Bolontikú y para la Agrupación Sinán-Bolontikú.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Campo Sinán	23.2	23.6	28.1	31.0	28.6	27.3	25.3	21.1	19.0	17.2	16.5	16.0
Campo Bolontikú	13.7	13.9	15.8	17.4	15.3	12.3	10.8	10.6	10.3	8.4	5.6	4.2
Agrupación Sinán-Bolontikú	36.9	37.5	43.8	48.5	44.0	39.5	36.0	31.8	29.3	25.6	22.2	20.1

ARRP
JP

	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Campo Sinán	14.9	13.1	11.4	9.5	6.5	4.0	2.3	1.3	1.1	0.8	0.8	0.7
Campo Bolontikú	3.3	2.5	2.2	1.6	1.1	0.6	0.5	-	-	-	-	-
Agrupación Sinán-Bolontikú	18.2	15.6	13.6	11.0	7.6	4.6	2.8	1.3	1.1	0.8	0.8	0.7

	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	Total
Campo Sinán	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	-	-	-	126.8 (mmb)
Campo Bolontikú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	54.8 (mmb)
Agrupación Sinán-Bolontikú	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	-	-	-	181.6 (mmb)

Tabla 5. Pronóstico de producción de aceite (mbd) - Escenario Incremental (Fuente: PEP).

En Tabla 6 se observan los pronósticos de producción de gas para el Escenario Incremental de los campos Sinán y Bolontikú y para la Agrupación Sinán-Bolontikú.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Campo Sinán	51.4	51.0	55.8	64.9	60.3	58.2	53.1	43.6	39.0	35.3	33.7	32.6
Campo Bolontikú	32.2	32.2	31.2	33.8	30.1	20.9	15.8	15.9	16.1	12.5	8.1	5.8
Agrupación Sinán-Bolontikú	83.6	83.2	87.0	98.7	90.4	79.1	68.9	59.5	55.1	47.7	41.8	38.4

	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Campo Sinán	30.3	25.9	21.7	17.1	12.0	8.0	4.0	1.5	1.0	0.5	0.5	0.4
Campo Bolontikú	4.2	2.7	2.2	1.2	0.7	0.4	0.3	-	-	-	-	-
Agrupación Sinán-Bolontikú	34.5	28.6	24.0	18.3	12.7	8.3	4.3	1.5	1.0	0.5	0.5	0.4

	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	Total
Campo Sinán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	257.3 (mmmpc)
Campo Bolontikú	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	-	-	97.3 (mmmpc)
Agrupación Sinán-Bolontikú	0.4	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.3	-	-	354.5 (mmmpc)

Tabla 6. Pronóstico de producción de gas (mmpcd) - Escenario Incremental (Fuente: PEP).

Comparativos de los escenarios de producción

A continuación se presenta el comparativo de los pronósticos de producción de aceite y gas del campo Sinán para los distintos escenarios. En las Fig. 2 y 3 se observa la comparación de los perfiles de producción de aceite y de gas, respectivamente durante toda la vida del campo. El Escenario Incremental contempla la perforación temprana de tres pozos de desarrollo adicionales a los considerados en los demás escenarios, por lo que el volumen acumulado de aceite en el horizonte 2016 - 2049 es mayor en 56.4 mmb comparado con el Escenario Base Ronda Cero y en 21.3 mmb comparado con el Escenario Base-Modificado, mientras que el volumen acumulado de gas en el horizonte 2016 - 2049 es mayor en 108.6 mmpcd comparado con el Escenario Base (Ronda Cero) y en 54.6 mmpcd comparado con el Escenario Base-Modificado.

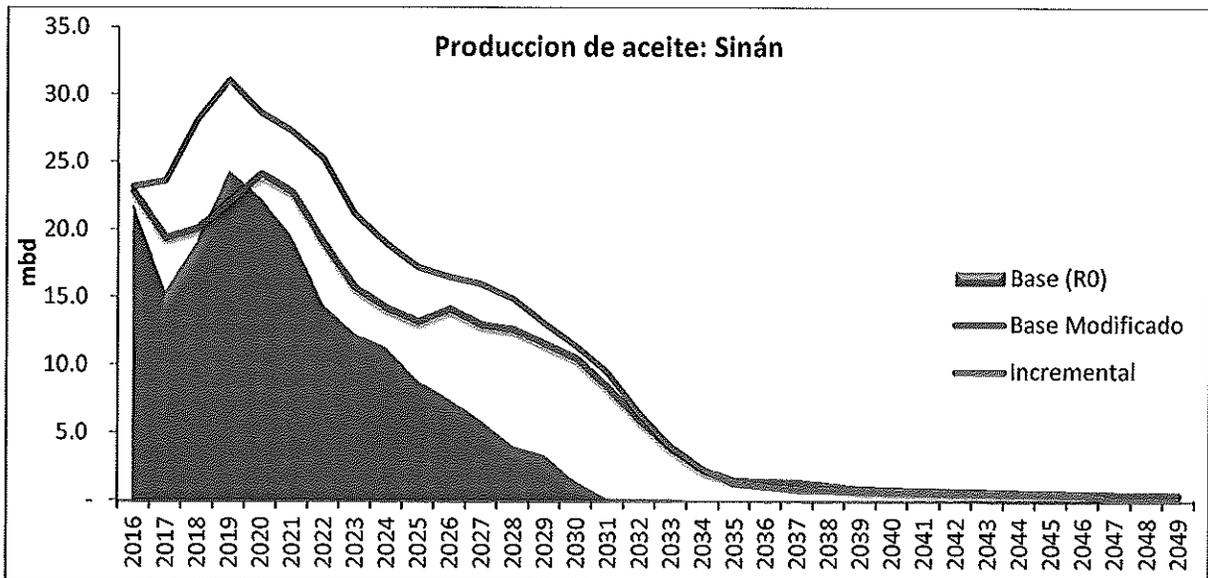


Fig. 2. Perfiles de producción de aceite del campo Sinán (Fuente: PEP).

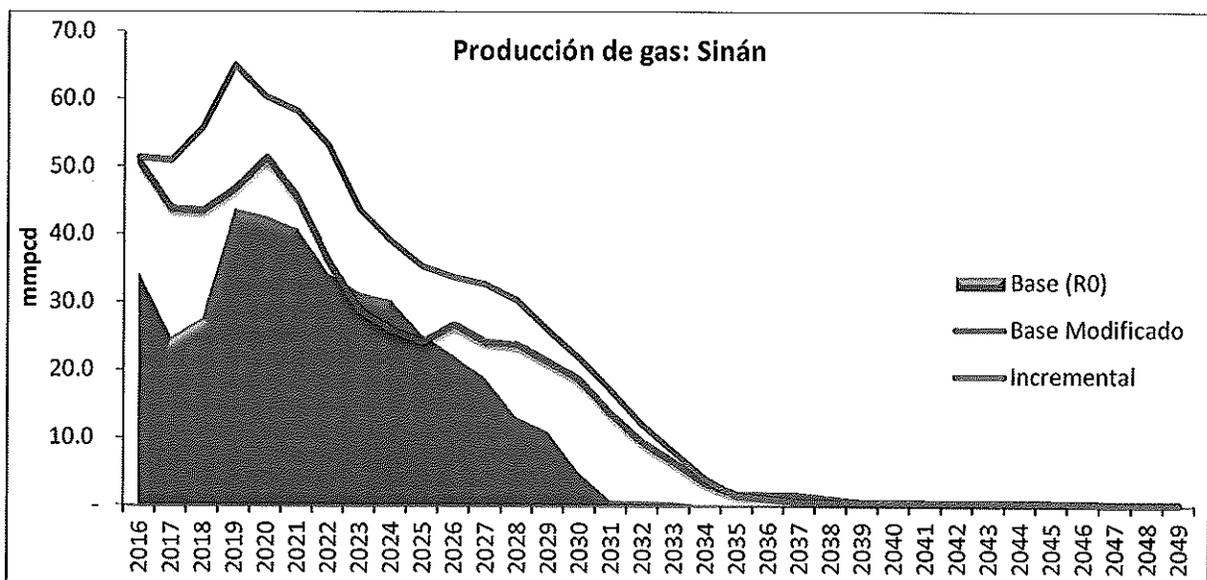


Fig. 3. Perfiles de producción de gas del campo Sinán (Fuente: PEP).

ARP. JP

En las Fig. 4 y 5 se observa la comparación de los perfiles de producción de aceite y de gas, respectivamente durante toda la vida del campo Bolontikú. El Escenario Incremental contempla la perforación de los pozos de desarrollo e inyectores antes que los demás escenarios, por lo que el volumen acumulado de aceite en el horizonte 2016 - 2049 es mayor en 5.8 mmb comparado con el Escenario Base (Ronda Cero) y en 2 mmb comparado con el Escenario Base-Modificado, mientras que el volumen acumulado de gas al final de la vida es mayor en 16.9 mmpc comparado con el Escenario Base (Ronda Cero) y en 2.1 mmpc comparado con el Escenario Base-Modificado.

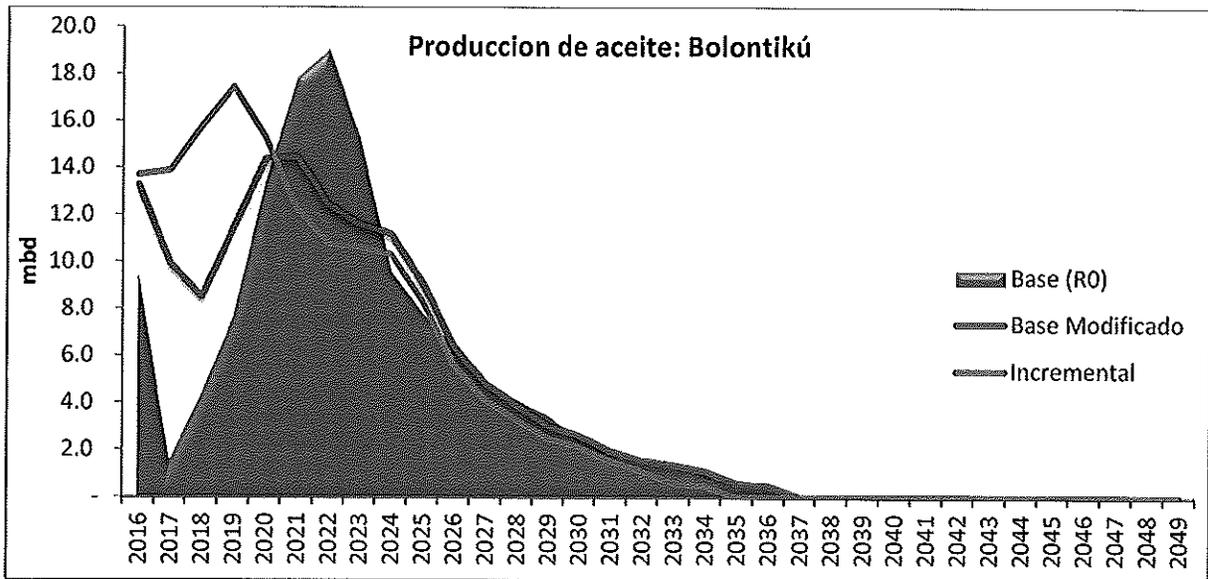


Fig. 4. Perfiles de producción de aceite del campo Bolontikú (Fuente: PEP).

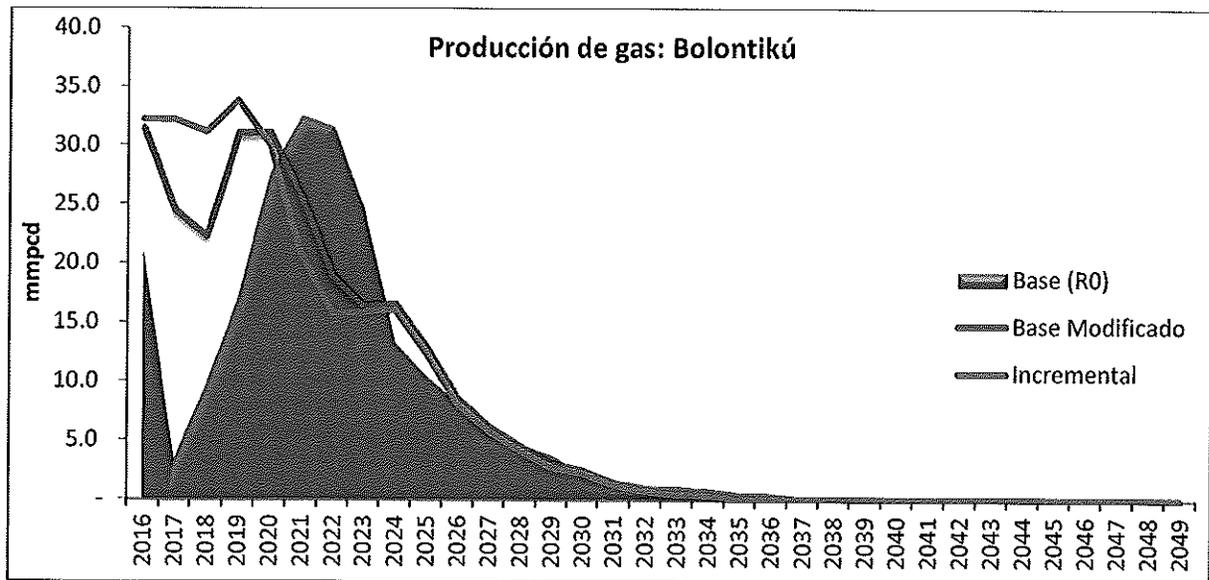


Fig. 5. Perfiles de producción de gas del campo Bolontikú (Fuente: PEP).

En las Fig. 6 y 7 se observa la comparación de los perfiles de producción de aceite y de gas, respectivamente durante toda la vida de la Agrupación Sinán-Bolontikú. Consecuentemente con los perfiles individuales de los campos, la perforación adelantada e incremental de pozos de desarrollo, así como el proceso de inyección de agua en el JSK, permite que el Escenario Incremental acumule, en el horizonte 2016 – 2049,

ARP. JP

62.2 mmb de aceite más que el Escenario Base (Ronda Cero) y 23.3 mmb de aceite más que Escenario Base-Modificado, mientras que el volumen acumulado de gas en el mismo horizonte es mayor en 125.4 mmmpc comparado con el Escenario Base (Ronda Cero) y en 56.7 mmmpc comparado con el Escenario Base-Modificado.

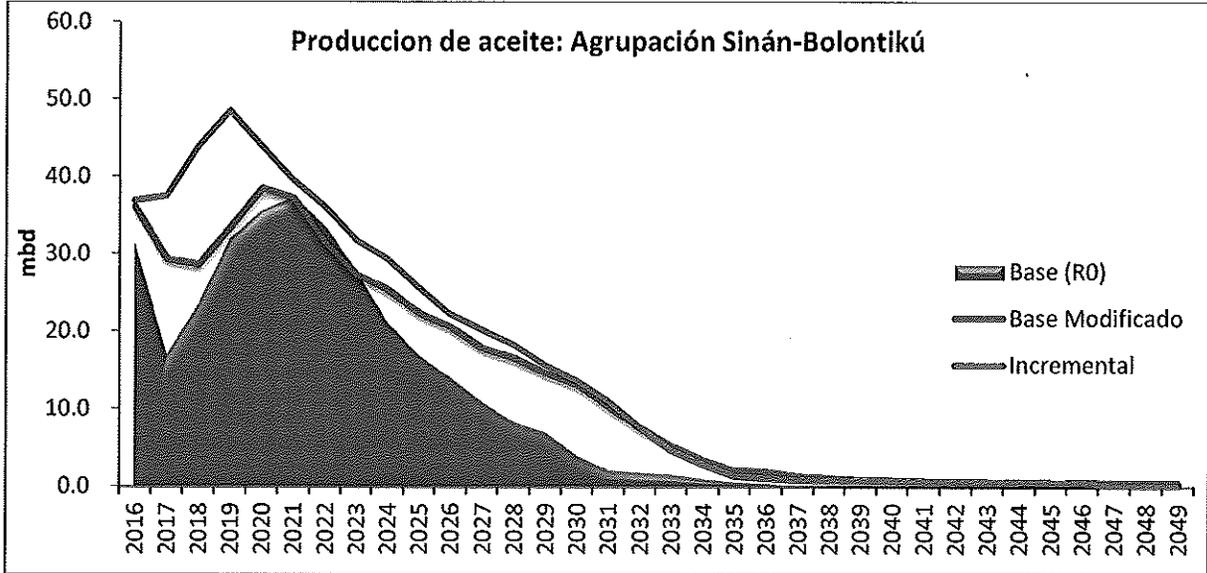


Fig. 6. Perfiles de producción de aceite de la Agrupación Sinán-Bolontikú (Fuente: PEP).

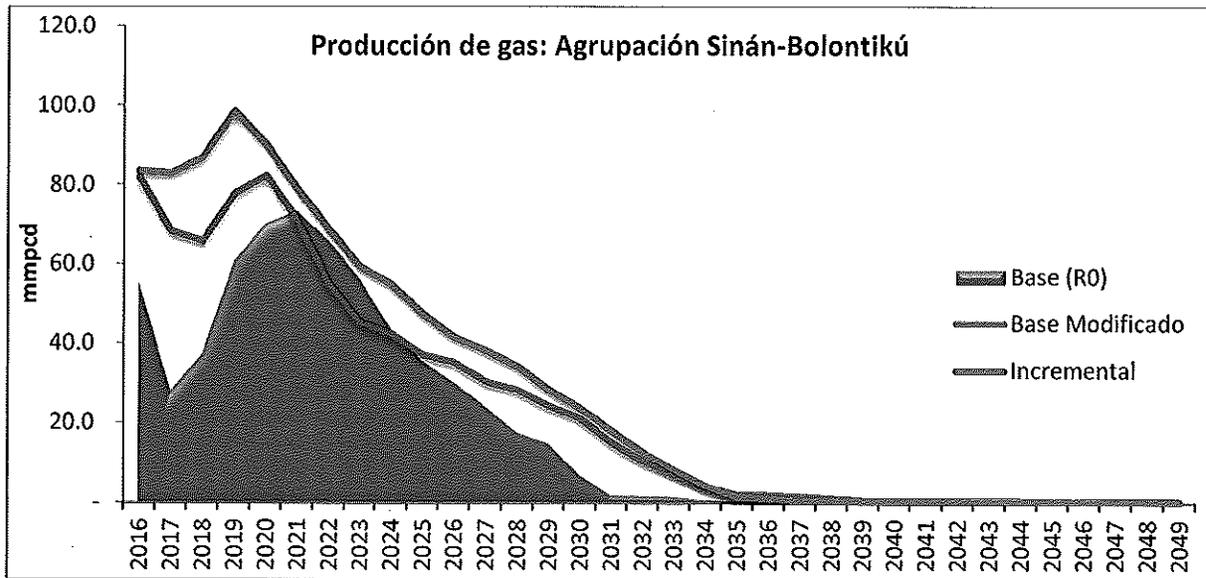


Fig. 7. Perfiles de producción de gas de la Agrupación Sinán-Bolontikú (Fuente: PEP).

La comparación de los volúmenes de hidrocarburos a recuperar en el horizonte 2016 - 2049 en los tres escenarios de producción, tanto para los campos individuales, así como para la agrupación, se puede observar en la Fig. 8.

[Handwritten signatures and initials]

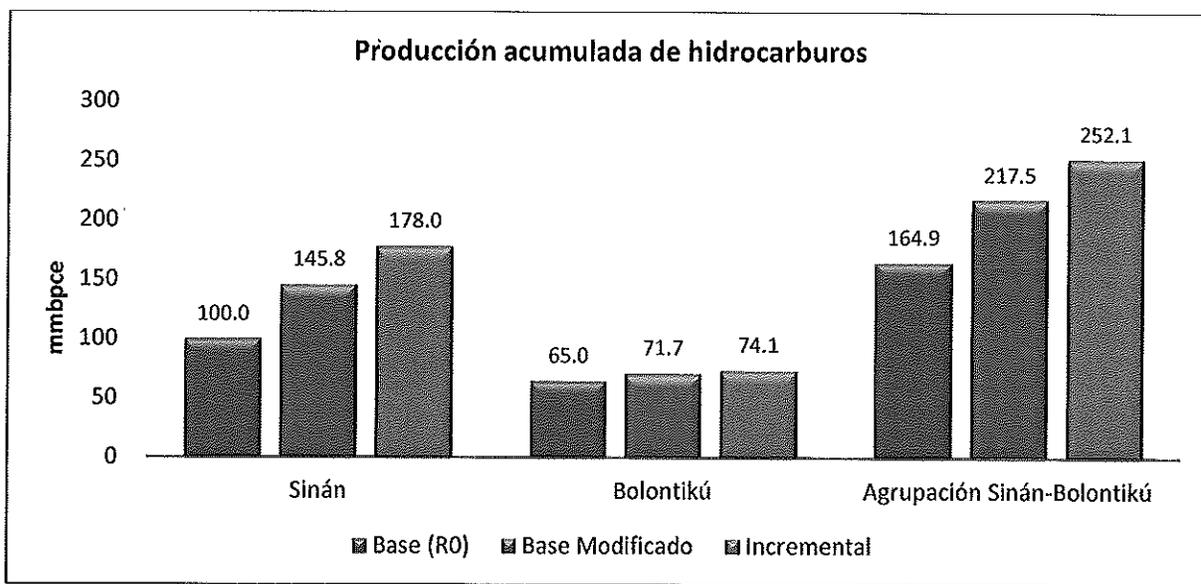


Fig. 8. Comparativo de volúmenes de hidrocarburos a recuperar en los horizontes presentados (Fuente: CNH con datos de PEP).

Como se puede observar en la Fig. 8, la producción acumulada en el periodo 2016 – 2049 es mayor en el Escenario Incremental que en los Escenarios Base y Base-Modificado para los tres casos mostrados. Los Escenarios Incrementales en los tres casos tienen el objetivo de reclasificar la reserva posible.

b) Incorporación de reservas adicionales

La Tabla 7 muestra los volúmenes originales de aceite y gas al 1 de enero de 2015.

	Aceite mmb	Gas mmmpc
Campo Sinán	982.1	2,015.5
Campo Bolontikú	697.8	1,132.6
Agrupación Sinán-Bolontikú	1679	3148.1

Tabla 7. Volúmenes originales de aceite y gas al 1 de enero de 2015 (Fuente: PEP).

Las Tabla 8 y 9 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.

Campo	Categoría	Aceite mmb	Gas mmmpc	PCE mmb
Sinán	1P	69.3	155.9	99.9
	2P	86.7	170.4	120.3
	3P	128.9	235.2	175.3
Bolontikú	1P	38.6	54.6	49.4
	2P	59.4	90.0	77.1
	3P	126.6	217.3	169.3
Agrupación Sinán-Bolontikú	1P	107.9	210.5	149.3
	2P	146.1	260.4	197.4
	3P	255.6	452.5	344.6

Tabla 8. Reservas remanentes de aceite, gas y PCE al 1 de enero de 2014 (Fuente: PEP).

Campo	Categoría	Aceite mmb	Gas mmmpc	PCE mmb
Sinán	1P	50.5	116.8	73.7
	2P	97.5	206.2	138.5
	3P	140.1	271.4	194.0
Bolontikú	1P	36.2	64.9	49.1
	2P	57.5	103.3	78.0
	3P	71.5	116.4	94.6
Agrupación Sinán-Bolontikú	1P	86.7	181.7	122.8
	2P	155.0	309.6	216.5
	3P	211.6	387.8	288.6

Tabla 9. Reservas remanentes de aceite, gas y PCE al 1 de enero de 2015 (Fuente: PEP).

El escenario Incremental no considera actividades exploratorias, por lo que no se incorpora reservas por dicha actividad, sin embargo la estrategia para desarrollar los pozos ubicados en la reserva posible del campo permitirá reclasificar dichas reservas a probadas y probables en ambos campos.

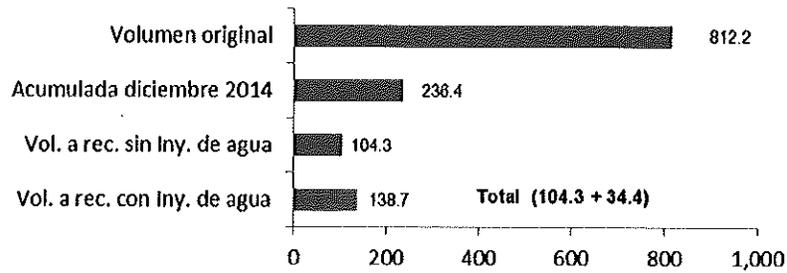
La estrategia que se tiene para disminuir el riesgo en áreas con reserva posible, es perforar en primer lugar los pozos Sinán-401 y Bolontikú-33, ubicados en la parte suroeste de cada campo y los cuales probarán los yacimientos de Cretácico y Jurásico para confirmar la presencia de hidrocarburos. De ser exitosos los pozos, se podrá reclasificar la reserva de posible a probada y probable y con estos resultados favorables se planean iniciar los trabajos para la construcción de la infraestructura adicional propuesta en dichas áreas.

Por otro lado, en los campos se tiene contemplado implantar un proceso de recuperación secundaria por medio de la inyección de agua en el JSK. Este proceso incrementará el factor de recuperación (Fr) de aceite en 3.9% en el campo Sinán y 4.8% para el campo Bolontikú los cuales al considerarlos como agrupación el Fr resultante corresponde a 4.2%, en conjunto ambos campos recuperaran un volumen de 34.4 mmb de aceite y 81 mmmpc de gas. Es importante mencionar que este volumen de reservas fue considerado en las reservas certificadas al 1 de enero del 2015.

A través de la asociación con un socio líder en recuperación secundaria, PEP espera que la propuesta y los beneficios vinculados a este sistema incrementen el factor de recuperación propuesto.

ARP

Aceite (mmbls)



Gas (mmmpc)

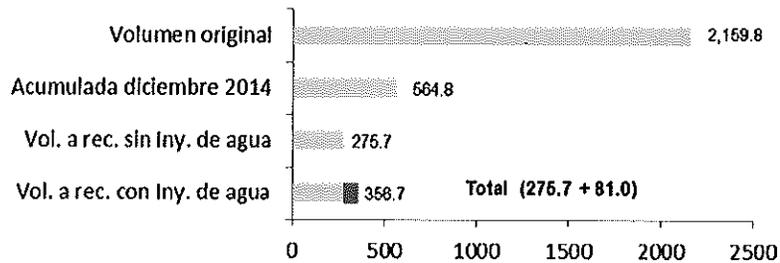


Fig. 9. Beneficio de la recuperación secundaria en el yacimiento JSK (Fuente: PEP).

Las principales características de la inyección de agua en JSK son:

Campo Sinán

- Conversión de tres pozos a inyectores.
- Gasto promedio de inyección de agua congénita al yacimiento de 20 mbd.
- Inicio de la inyección al yacimiento en el año de 2016.
- El horizonte del proceso de recuperación secundaria es de 10 años.

Campo Bolontikú

- Instalación de una plataforma y Planta de tratamiento de agua para inyección.
- Perforación y terminación de 2 pozos inyectores.
- Gasto promedio de inyección de agua de mar al yacimiento de 30 mbd.
- Inicio de la inyección al yacimiento en el año de 2018, iniciando actividades para la construcción de la infraestructura para la inyección en el año 2016.
- El horizonte del proceso de recuperación secundaria es de 10 años.

PEP espera que con la asociación se cuente con un socio líder en procesos de recuperación secundaria y mejorada en yacimientos naturalmente fracturados y con condiciones de alta temperatura (159°C) y, que este socio apoye a PEP en la implementación y adquisición de tecnología y experiencia que mejore las expectativas incluidas en este escenario, al utilizar tecnologías de vanguardia y con ello se busca incrementar el factor de recuperación y por consiguiente un incremento en las reservas que se tienen actualmente.

ARD. *[Handwritten signature]*

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

Para estimar los gastos de operación de los escenarios presentados PEP consideró los datos reales de los últimos tres años del proyecto al cual está asociado el campo. Se consideró adicionalmente la producción en petróleo crudo equivalente de todo el proyecto, para determinar un gasto de operación unitario promedio. PEP manifiesta un interés creciente en aquellos mecanismos y estrategias que le ayuden a reducir los montos de Gastos de operación y costos que deban ser devengados, este escenario sugiere que a través de la participación de un socio que comparta su experiencia en materia de procura, construcción y tecnología, la empresa pueda ejercer mecanismos competitivos que nos ayuden a mejorar, optimizar y aumentar aún más nuestra capacidad de ejecución. En este sentido PEP espera que a través de la alianza con un socio, los costos a ejercerse tiendan a reducirse en al menos un 10%.

La metodología para la estimación de la inversión en infraestructura fue realizada por PEP mediante una predicción de costos basada en la información disponible: 1) contratos vigentes de obras y servicios de campos vecinos e 2) información histórica de costos registrada de campos o proyectos existentes. Dependiendo del tipo y cantidad de información que PEP tenía de un proyecto realizó 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.

En el caso de los ductos, PEP consideró costos históricos de ductos de 16 pulgadas, utilizando un parámetro de comparación basado en el costo por kilómetro instalado. En este sentido PEP identificó que ductos con menos de 5 km resultan ser más caros que ductos de mayor longitud. Lo anterior debido a que se requieren los mismos recursos para instalarlos tanto para ductos de gran longitud, como de corta longitud.

Para el caso del costeo de pozos, la estimación de inversiones fue definida por PEP a través de la herramienta institucional "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 que requerirá el pozo del cual se requiere estimar su costo.

A continuación, se presenta la relación de metas físicas, los gastos operativos y las inversiones relacionadas para cada uno de los escenarios ya mencionados en los campos Sinán y Bolontikú de manera individual, así como una agrupación de los mismos,

Escenario Base-Ronda Cero

La Tabla 10 muestra el calendario de actividad física del Escenario Ronda Cero del campo Sinán.

ARP. 18

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024+	Total
Pozos de Desarrollo										
Perforación		1	3	1	1					6
Terminación		1	3	1	1					6
Pozos Inyectores										
Perforación										0
Terminación										0
Reparaciones										
Mayores										0
Mayores (Mantto. Prod. Base)	6	1	3							10
Conv. a Pozo Inyector		1	2							3
Infraestructura										
Ductos										0
Compresores										0
Plataformas										0

Tabla 10. Actividad física de campo Sinán - Escenario Base Ronda Cero (Fuente: PEP).

La Tabla 11 muestra el de calendario actividad física del Escenario Ronda Cero del campo Bolontikú.

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024+	Total
Pozos de Desarrollo										
Perforación				2	2	1				5
Terminación				2	2		1			5
Pozos Inyectores										
Perforación		1	1							2
Terminación		1	1							2
Reparaciones										
Mayores										
Mayores (Mantto. Prod. Base)										
Conv. a Pozo Inyector					3					3
Conv. a Bombeo Eléctrico										
Centrífugo										
Infraestructura										
Ductos				1						1
Compresores										1
Plataformas		1								

Tabla 11. Actividad física de campo Bolontikú - Escenario Base Ronda Cero (Fuente: PEP).

La Tabla 12 muestra el calendario de actividad física del Escenario Ronda Cero de la Agrupación Sinán Bolontikú.

ARRD

JP

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024+	Total
Pozos de Desarrollo										
Perforación		1	3	3	3	1				11
Terminación		1	3	3	3		1			11
Pozos Inyectores										
Perforación		1	1							2
Terminación		1	1							2
Reparaciones										
Mayores										0
Mayores (Mantto. Prod. Base)	6	1	3							24
Conv. a Pozo Inyector		1	2							3
Conv. a Bombeo Electrocéntrico					3					3
Infraestructura										
Ductos		1								1
Compresores										0
Plataformas		1								1

Tabla 13. Actividad física Agrupación Sinán-Bolontikú - Escenario Base Ronda Cero (Fuente: PEP).

La Tabla 14 muestra los gastos de operación en el Escenario Base Ronda Cero para los campos Sinán y Bolontikú, así como para la agrupación de los mismos, usando la paridad 12.9 (pesos/usd).

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Campo Sinán	22.1	15.7	19.0	25.4	23.7	21.2	16.3	14.3	13.4	10.7	9.2	7.5
Campo Bolontikú	10.5	1.7	4.9	8.5	14.4	18.7	19.5	15.5	9.5	7.7	6.2	4.6
Agrupación Sinán-Bolontikú	32.7	17.4	23.9	33.9	38.2	39.9	35.8	29.8	22.8	18.3	15.4	12.0
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Campo Sinán	5.1	4.3	1.9	0.3	0.3	0.2	-	-	-	-	-	-
Campo Bolontikú	8.9	3.3	2.2	1.6	1.4	1.2	0.9	0.5	0.4	-	-	-
Agrupación Sinán-Bolontikú	9.0	7.6	4.1	1.9	1.7	1.4	0.9	0.5	0.4	-	-	-
	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	Total
Campo Sinán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	210.6
Campo Bolontikú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	137.1
Agrupación Sinán-Bolontikú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	347.7

Tabla 14. Gasto de operación (mmusd) - Escenario Base Ronda Cero (Fuente: PEP).

La Tabla 15 muestra la inversión en el Escenario Base Ronda Cero para los campos Sinán y Bolontikú, así como para la agrupación de los mismos, usando la paridad 12.9 (pesos/usd).

Handwritten signatures and initials: "ARRD" and "JP".

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Campo Sinán	353.0	387.8	397.5	124.6	156.2	95.9	83.2	63.7	47.2	66.0	55.4	39.9
Campo Bolontikú	230.8	192.6	173.4	238.6	199.1	121.9	121.3	51.3	20.3	21.4	20.6	20.7
Agrupación Sinán-Bolontikú	583.8	580.4	570.8	363.2	355.3	217.9	204.5	115.0	67.4	87.4	76.0	60.5
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Campo Sinán	37.1	38.5	1.7	1.3	5.5	1.0	1.0	-	-	-	-	-
Campo Bolontikú	21.1	22.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Agrupación Sinán-Bolontikú	58.2	60.7	1.7	1.3	5.5	1.0	1.0	-	-	-	-	-
	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	Total
Campo Sinán	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,956.3
Campo Bolontikú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,455.3
Agrupación Sinán-Bolontikú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,411.5

Tabla 15. Inversión (mmusd) - Escenario Base Ronda Cero (Fuente: PEP).

Escenario Base-Modificado

La Tabla 16 muestra el calendario de actividad física del Escenario Base Modificado del campo Sinán.

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024+	Total
Pozos de Desarrollo										
Perforación			2	3	1					6
Terminación			2	2	2					6
Pozos Inyectores										
Perforación										0
Terminación										0
Reparaciones										
Mayores										0
Mayores (Sin Inc. Prod.)	4	4	5		5	2	2		1	23
Conv. a Pozo Inyector	2				1					3
Infraestructura										
Ductos										0
Compresores										0
Plataformas										0

Tabla 16. Actividad física campo Sinán - Escenario Base Modificado (Fuente: PEP).

LRP

JP

La Tabla 16 muestra el calendario de actividad física del Escenario Base Modificado del campo Bolontikú.

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024+	Total
Pozos de Desarrollo										
Perforación			1	2	1					4
Terminación				3	1					4
Pozos Inyectores										
Perforación	1		1							2
Terminación		1	1							2
Reparaciones										
Mayores	1									1
Mayores (Sin Inc. Prod.)										
Conv. a Pozo Inyector										
Infraestructura										
Ductos				1						1
Compresores										
Plataformas		1								1

Tabla 16. Actividad física campo Bolontikú - Escenario Base Modificado (Fuente: PEP).

La Tabla 17 muestra el calendario de actividad física del Escenario Base Modificado de la agrupación Sinán-Bolontikú.

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024+	Total
Pozos de Desarrollo										
Perforación			3	5	2					10
Terminación			2	5	3					10
Pozos Inyectores										
Perforación	1		1							2
Terminación		1	1							2
Reparaciones										
Mayores	1									1
Mayores (Mantto. Prod. Base)	4	4	5		5	2	2		1	23
Conv. a Pozo Inyector	2				1					3
Infraestructura										
Ductos				1						1
Compresores										0
Plataformas		1								1

Tabla 17. Actividad física Agrupación Sinán-Bolontikú - Escenario Base Modificado (Fuente: PEP).

La Tabla 18 muestra los gastos de operación en el Escenario Base Modificado para los campos Sinán y Bolontikú, así como para la agrupación de los mismos, usando la paridad 14.3 (pesos/usd).

ARP.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Campo Sinán	139.5	131.8	226.2	304.1	191.0	53.5	56.7	45.6	35.9	59.1	43.5	74.5
Campo Bolontikú	261.5	293.3	320.4	241.4	141.0	62.9	34.9	44.8	28.2	27.1	9.3	34.1
Agrupación Sinán-Bolontikú	381.6	408.0	494.1	529.1	330.8	127.8	100.5	89.3	70.7	94.4	60.5	92.9
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Campo Sinán	54.5	39.4	30.1	14.4	13.4	10.4	17.2	15.0	15.1	9.4	12.3	2.8
Campo Bolontikú	28.8	22.5	10.4	5.0	10.5	4.3	4.3	5.9	1.5	8.9	-	-
Agrupación Sinán-Bolontikú	80.5	59.9	38.0	17.5	12.0	11.0	14.2	7.0	9.9	0.5	4.3	0.3
	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	Total
Campo Sinán	2.9	-	3.9	-	2.9	-	7.1	2.9	-	3.9	2.8	1,622.1
Campo Bolontikú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,601.4
Agrupación Sinán-Bolontikú	3.2	0.2	4.2	0.2	3.1	0.2	4.1	3.1	0.2	4.1	-	3,057.0

Tabla 18. Inversión (mmusd) - Escenario Base Modificado (Fuente: PEP).

La Tabla 19 muestra la inversión en el Escenario Base Modificado para los campos Sinán y Bolontikú, así como para la agrupación de los mismos, usando la paridad 14.3 (pesos/usd).

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Campo Sinán	25.0	21.3	21.8	23.7	26.1	24.1	19.8	16.2	14.7	13.6	14.8	13.5
Campo Bolontikú	14.8	11.2	9.8	13.4	15.6	14.8	12.2	11.3	11.0	8.9	6.1	4.6
Agrupación Sinán-Bolontikú	39.8	32.5	31.6	37.1	41.7	38.9	32.1	27.5	25.7	22.5	20.9	18.1
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Campo Sinán	13.2	12.0	10.8	8.4	6.0	3.9	2.3	1.4	1.3	1.3	1.0	0.7
Campo Bolontikú	3.7	2.8	2.4	1.7	1.3	1.2	0.9	0.5	0.4	-	-	-
Agrupación Sinán-Bolontikú	16.9	14.8	13.2	10.1	7.3	5.1	3.2	1.9	1.7	1.3	1.0	0.7

ARP

JP

	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	Total
Campo Sinán	0.7	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	-	148.6
Campo Bolontikú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	302.3
Agrupación Sinán-Bolontikú	0.7	0.7	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	-	450.8

Tabla 19. Gasto de operación (mmusd) - Escenario Base Modificado (Fuente: PEP).

Escenario Incremental

La Tabla 20 muestra el calendario de actividad física del Escenario Incremental del campo Sinán.

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024+	Total
Pozos de Desarrollo										
Perforación	1	2	2	3	1					9
Terminación	1	2	2	3	1					9
Pozos Inyectores										
Perforación										0
Terminación										0
Reparaciones										
Mayores										0
Mayores (Sin Inc. Prod.)	4	4	5		5	2	2		1	23
Conv. a Pozo Inyector	2				1					3
Infraestructura										
Ductos		2	1							3
Compresores										0
Plataformas		1	1							2

Tabla 20. Actividad física campo Sinán - Escenario Incremental (Fuente: PEP).

La Tabla 21 muestra el calendario de actividad física del Escenario Incremental del campo Bolontikú.

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024+	Total
Pozos de Desarrollo										
Perforación	2	1	1	1						5
Terminación	2	1	1	1						5
Pozos Inyectores										
Perforación	1		1							2
Terminación		1	1							2
Reparaciones										
Mayores	1									1
Mayores (Sin Inc. Prod.)										
Conv. a Pozo Inyector										
Infraestructura										
Ductos				1						1
Compresores										
Plataformas		1								1

Tabla 21. Actividad física campo Bolontikú - Escenario Incremental (Fuente: PEP).

La Tabla 22 muestra el calendario de actividad física del Escenario Incremental de la Agrupación Sinán-Bolontikú.

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024+	Total
Pozos de Desarrollo										
Perforación	3	3	3	4	1					14
Terminación	3	3	3	4	1					14
Pozos Inyectores										
Perforación	1		1							2
Terminación		1	1							2
Reparaciones										
Mayores	1									1
Mayores (Mantto. Prod. Base)	4	4	5		5	2	2		1	23
Conv. a Pozo Inyector	2				1					3
Infraestructura										
Ductos		2	1	1						4
Compresores										0
Plataformas		2	1							3

Tabla 22. Actividad física Agrupación Sinán-Bolontikú- Escenario Incremental (Fuente: PEP).

La Tabla 23 muestra los gastos de operación en el Escenario Incremental para los campos Sinán y Bolontikú, así como para la agrupación de los mismos, usando la paridad 14.3 (pesos/usd).

ARR. P

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Campo Sinán	352.9	428.8	346.6	210.9	199.2	65.2	66.7	78.0	75.1	72.9	38.9	90.5
Campo Bolontikú	460.9	397.7	273.1	122.6	60.5	96.2	48.4	47.7	31.0	30.0	41.9	15.0
Agrupación Sinán-Bolontikú	767.7	797.8	580.8	341.0	273.4	173.2	125.5	126.1	114.1	112.3	86.0	90.4
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Campo Sinán	31.6	9.0	10.4	5.0	10.5	4.3	1.5	14.9	-	-	-	-
Campo Bolontikú	50.4	50.7	34.7	25.5	7.8	24.7	8.8	32.9	12.2	12.4	5.6	6.7
Agrupación Sinán-Bolontikú	79.6	59.7	42.7	26.7	11.9	16.7	11.2	10.7	5.2	3.2	0.2	4.2
	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	Total
Campo Sinán	-	2.9	-	3.9	2.9	-	7.1	8.4	4.5	-	-	2,327.9
Campo Bolontikú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,712.4
Agrupación Sinán-Bolontikú	0.2	3.1	0.2	4.1	3.1	0.1	4.1	-	-	-	-	3,875.1

Tabla 23. Inversión (mmusd) - Escenario Incremental (Fuente: PEP).

La Tabla 24 muestra la inversión en el Escenario Incremental para los campos Sinán y Bolontikú, así como para la agrupación de los mismos, usando la paridad 14.3 (pesos/usd).

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Campo Sinán	23.1	23.2	26.9	30.2	28.0	26.7	24.6	20.5	18.5	16.7	16.0	15.4
Campo Bolontikú	13.9	14.0	15.1	16.6	14.7	11.3	9.6	9.5	9.3	7.4	5.0	3.6
Agrupación Sinán-Bolontikú	36.9	37.2	42.0	46.9	42.7	38.0	34.2	30.0	27.8	24.1	21.0	19.1
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Campo Sinán	14.4	12.5	10.8	8.9	6.1	3.9	2.2	1.1	0.9	0.6	0.6	0.6
Campo Bolontikú	2.9	2.1	1.8	1.2	0.9	0.5	0.4	-	-	-	-	-
Agrupación Sinán-Bolontikú	17.3	14.6	12.6	10.1	7.0	4.3	2.5	1.1	0.9	0.6	0.6	0.6

	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	Total
Campo Sinán	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	-	-	-	-	335.4
Campo Bolontikú	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	139.7
Agrupación Sinán-Bolontikú	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	-	-	-	-	475.1

Tabla 24. Gasto de operación (mmusd) - 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. En la Fig. 10 se observa la comparación de los pozos a perforar en el campo Sinán para los tres escenarios de producción, de tal manera que el escenario Incremental contempla perforar mayor cantidad de pozos que los otros dos escenarios, lo cual impacta en una mayor recuperación de hidrocarburos al final de la vida del proyecto.

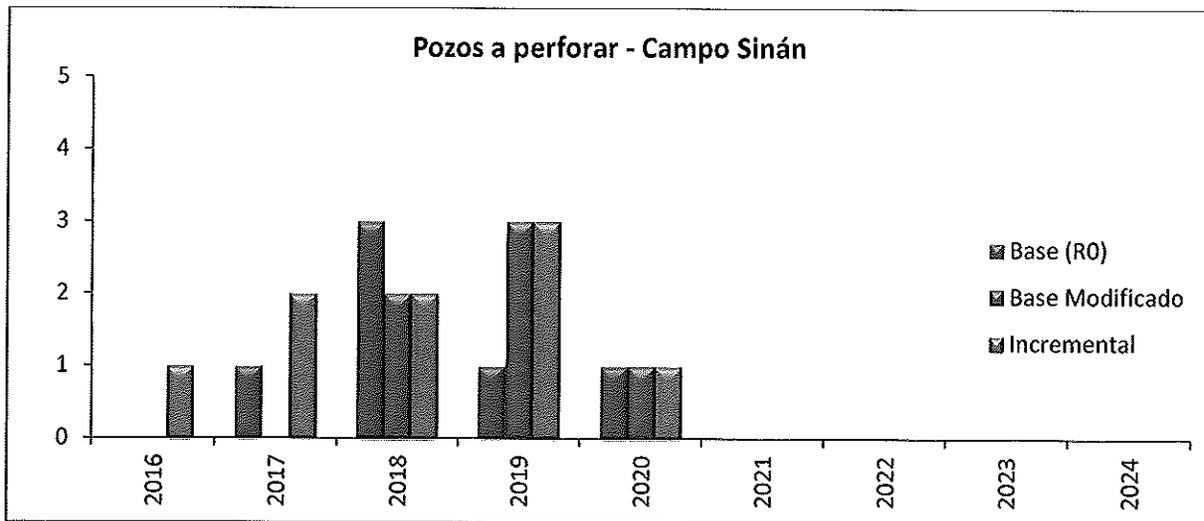


Fig. 10. Comparativo de actividades de perforación del campo Sinán (Fuente: CNH con datos de PEP).

Se muestra en la Fig. 11 la comparación de los pozos a perforar en el campo Bolontikú para los tres escenarios de producción, de tal manera que el escenario Base (Ronda Cero) contempla perforar la misma cantidad de pozos que el escenario Incremental, siendo que el último tiene programada la perforación de los pozos de desarrollo e inyectores antes que los demás escenarios, lo cual lleva que el proyecto de inyección de agua inicie antes.

ARR.
JP

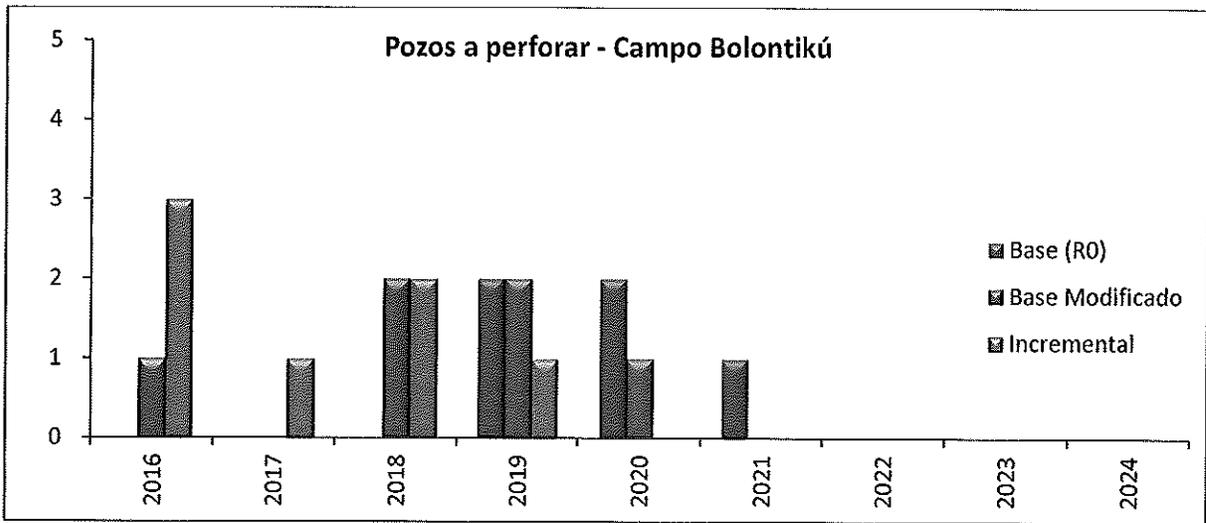


Fig. 11. Comparativo de actividades de perforación de campos Bolontikú (Fuente: CNH con datos de PEP).

Se puede observar en la Fig. 12 la comparación de los pozos a perforar en la Agrupación Sinán-Bolontikú para los tres escenarios de producción. El escenario incremental contempla mayor cantidad de pozos a perforar, además de acelerar esta actividad respecto a los demás escenarios.

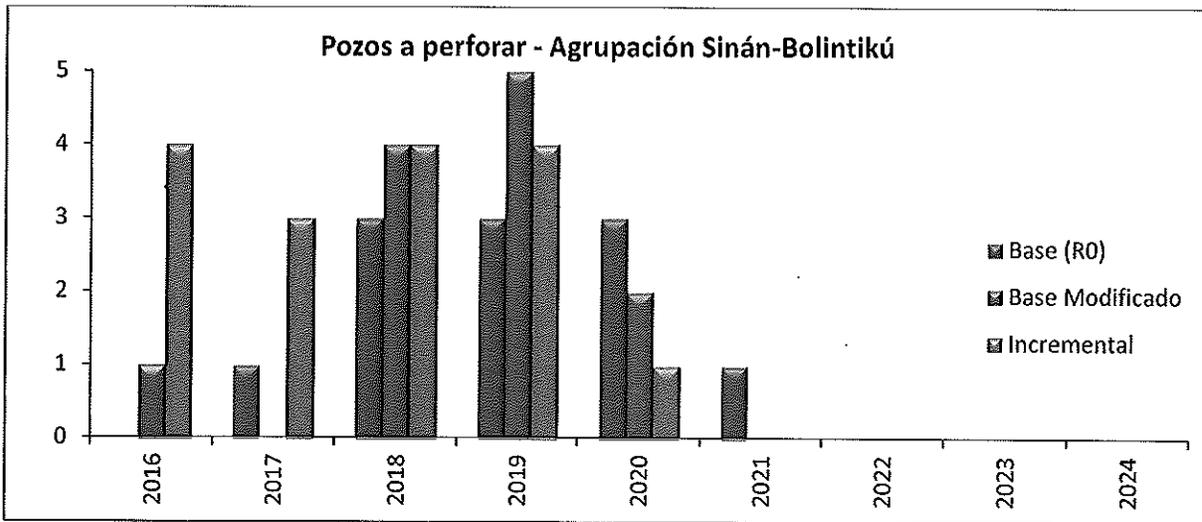


Fig. 12. Comparativo de actividades de perforación de la Agrupación Sinán-Bolontikú (Fuente: CNH con datos de PEP).

Las Fig. 13 a 15 muestran el comparativo de las Reparaciones Mayores a realizar en los tres escenarios de producción para los campos Sinán y Bolontikú y para la Agrupación Sinán-Bolontikú, respectivamente. En general se observa que los escenarios Base Modificado e Incremental presentan una mayor cantidad de Reparaciones Mayores, que contribuyen en ambos casos al incremento de la recuperación en comparación con el escenario Base Ronda Cero.

ARR.

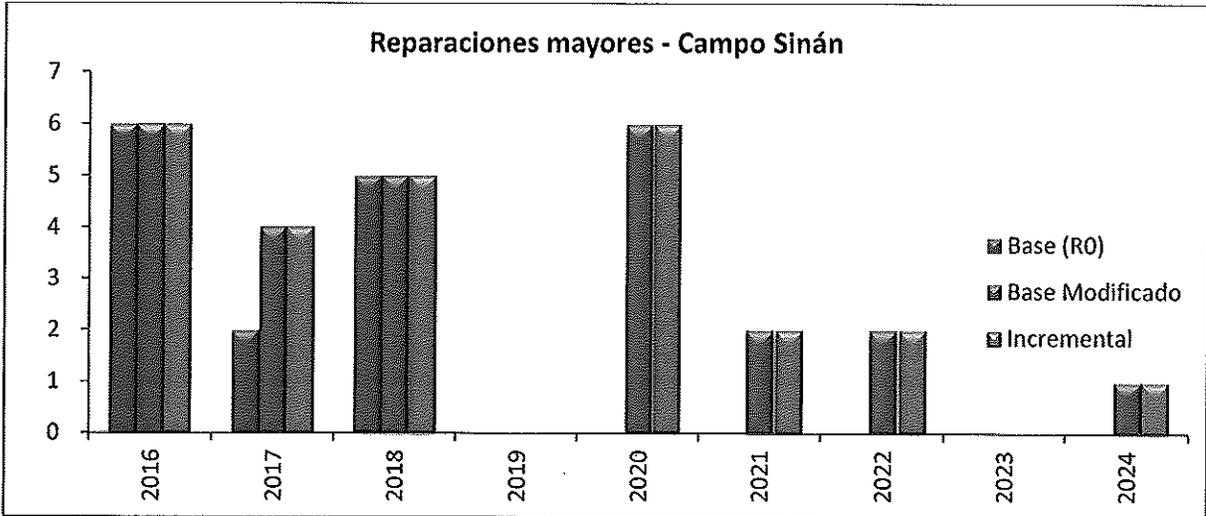


Fig. 13. Comparativo de Reparaciones Mayores del campo Sinán (Fuente: CNH con datos de PEP).

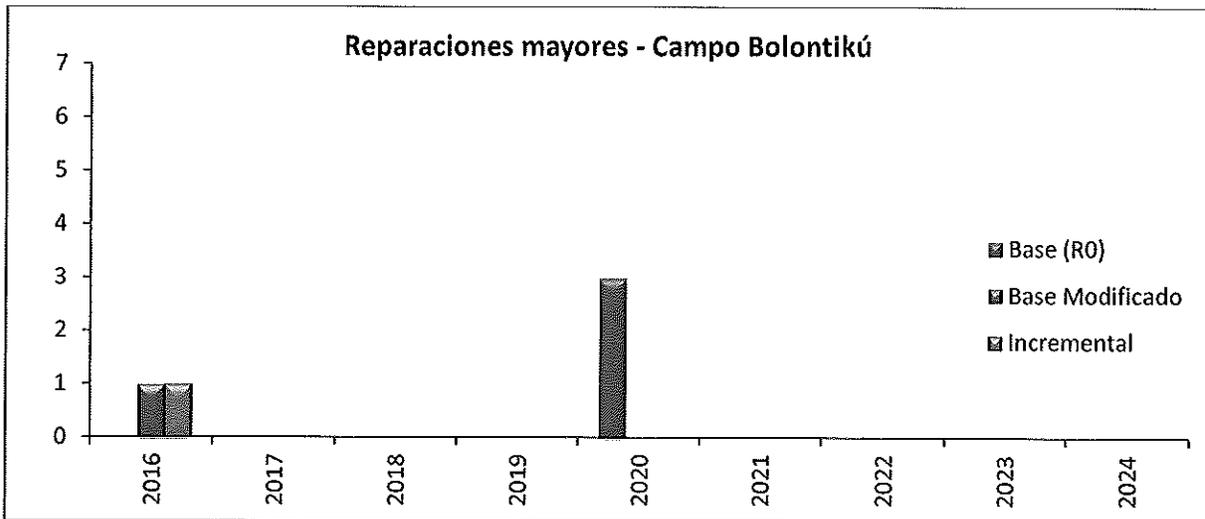


Fig. 14. Comparativo de Reparaciones Mayores del campo Bolontikú (Fuente: CNH con datos de PEP).

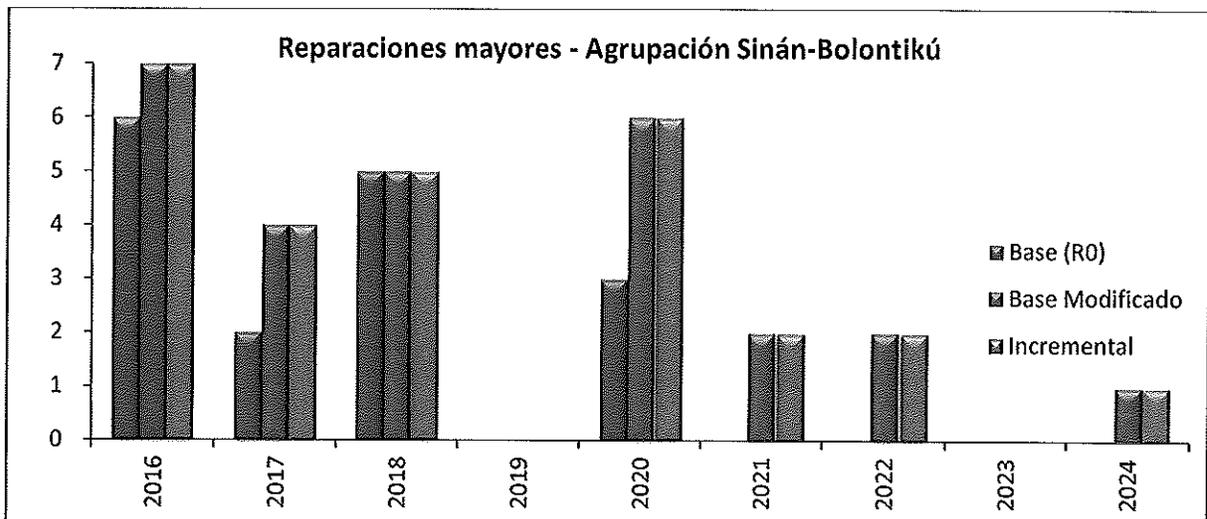


Fig. 15. Comparativo de Reparaciones Mayores de la Agrupación Sinán-Bolontikú (Fuente: CNH con datos de PEP).

ARR.

Los gastos de operación asociados a cada escenario en el campo Sinán se muestran en la Fig. 16. Se puede ver que el gasto de operación es mayor en el escenario Incremental durante casi todos años del horizonte 2016 – 2050, lo cual puede ser atribuido a la mayor cantidad de pozos en operación que contempla este escenario respecto a los escenarios Base Ronda Cero y Base Modificado.

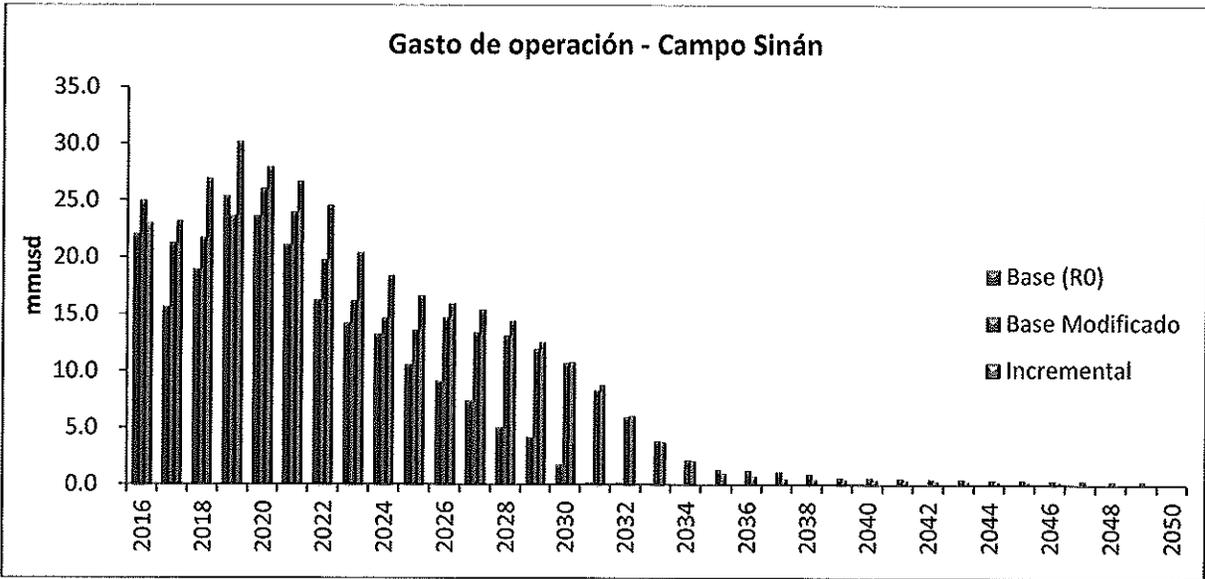


Fig. 16. Comparación de perfiles de gastos de operación del campo Sinán (Fuente: CNH con datos de PEP).

En la Fig. 17 se observan los gastos de operación asociados a cada escenario en el campo Bolontikú. Los gastos de operación son mayores en el escenario Incremental durante los primeros años del horizonte 2016 – 2050, sin embargo a partir de 2020 empieza a disminuir siendo menor en todos los años que el gasto de operación de los casos Base (Ronda Cero) y Base Modificado.

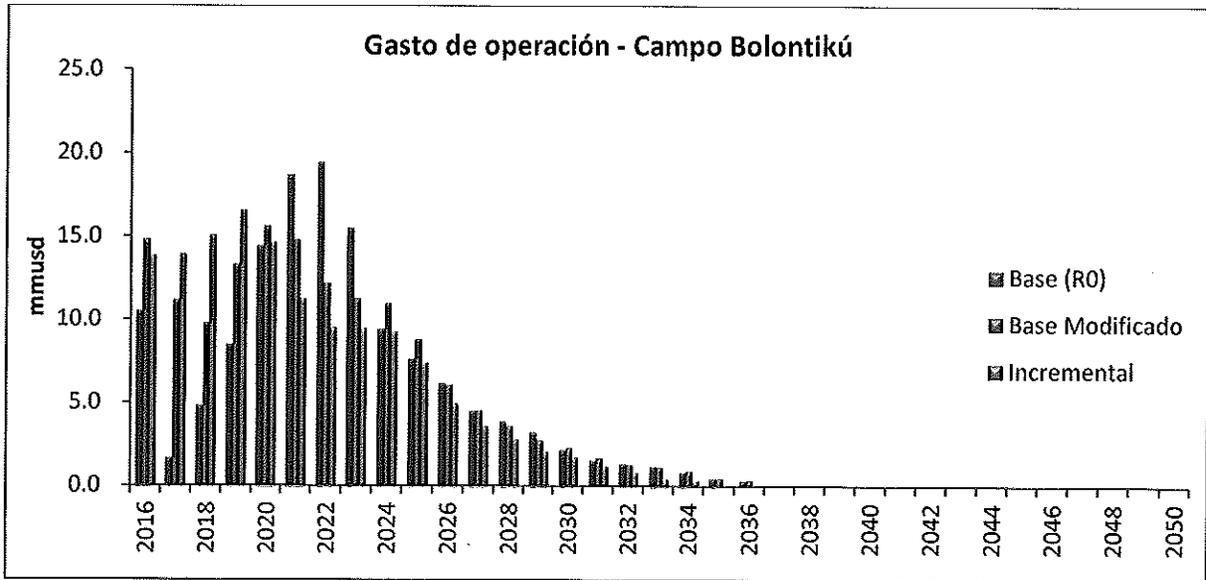


Fig. 17. Comparación de perfiles de gastos de operación del campo Sinán (Fuente: CNH con datos de PEP).

Handwritten signatures and initials, including 'APP.' and 'JP'.

En la Fig. 18 se presentan los perfiles de gastos de operación asociados a cada escenario en la Agrupación Sinán-Bolontikú. Gracias a la mayor actividad que tiene el escenario Incremental respecto a los escenarios Base Ronda Cero y Base Modificado, reflejado en la mayor cantidad de pozos en operación, así como en la mayor recuperación de hidrocarburos, los gastos de operación son mayores en gran parte del horizonte 2016-2050 para el escenario Incremental.

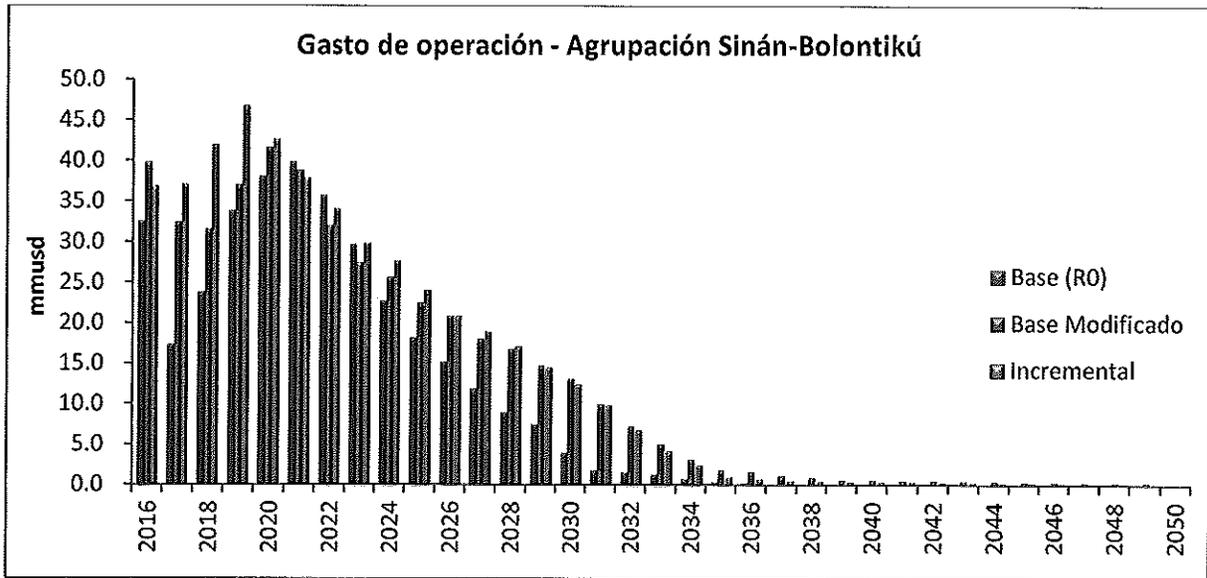


Fig. 18. Comparación de perfiles de gastos de operación de la Agrupación Sinán-Bolontikú (Fuente: CNH con datos de PEP).

En la Fig. 19 se observa un comparativo de los gastos de operación totales para el campo Sinán, el campo Bolontikú y la Agrupación Sinán-Bolontikú, en cada uno de los escenarios de producción. Para el campo Sinán, los gastos de operación acumulados en el Escenario Incremental son mayores en 124.8 mmusd que el escenario Base (Ronda Cero) y 331.1 mmusd mayores que el escenario Base-Modificado.

Para el caso del campo Bolontikú, los gastos de operación acumulados en el Escenario Incremental son mayores en 2.6 mmusd que el escenario Base (Ronda Cero) y 8.9 mmusd menores que el escenario Base-Modificado. Finalmente, la Agrupación Sinán-Bolontikú presenta gastos de operación totales para el escenario Incremental, 127.4 mmusd mayores que el escenario Base Ronda Cero y 24.3 mmusd mayores que el escenario Base Modificado.

ARR

JP

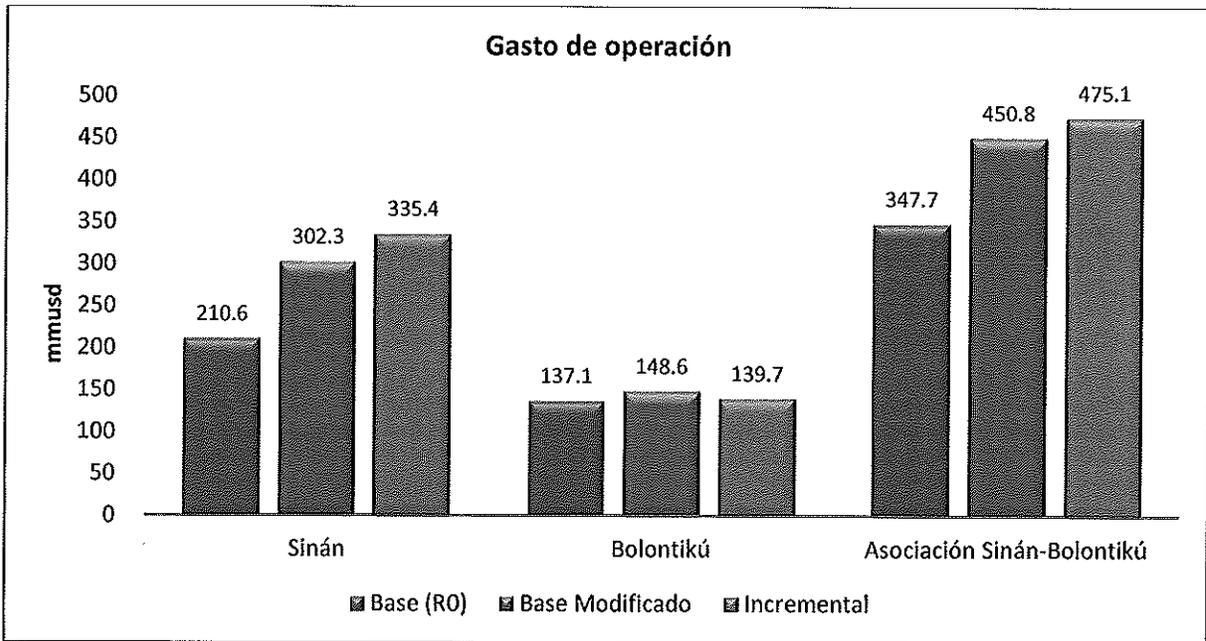


Fig. 19. Comparativo de gastos de operación totales (Fuente: CNH con datos de PEP).

En la Fig. 20 se puede ver el perfil de las inversiones asociadas a cada escenario del campo Sinán. Las inversiones del caso Incremental son mayores en el horizonte del proyecto debido a la mayor actividad física contemplada, en comparación con los otros escenarios de producción analizados.

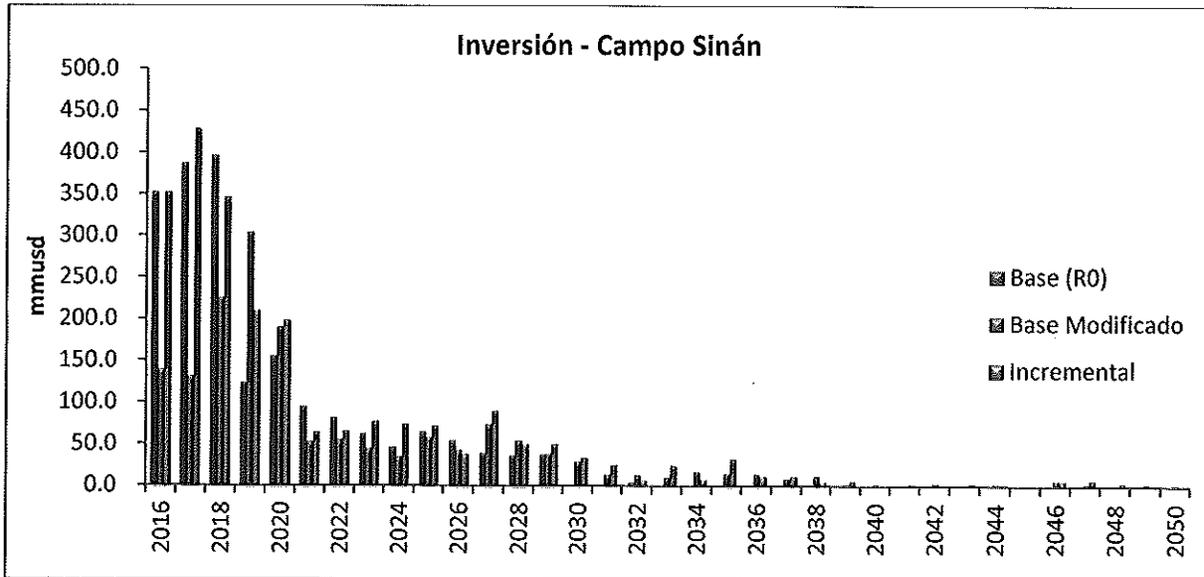


Fig. 20. Comparación de perfiles de inversiones del campo Sinán (Fuente: CNH con datos de PEP).

En la Fig. 21 se presenta el perfil de las inversiones asociadas a cada escenario del campo Bolontikú. Se observa que las inversiones del caso Incremental son mayores los primeros años debido a la actividad física que se tendrá en esos años. Posteriormente, la inversión en dicho escenario es menor que en los otros dos casos y hacia el final del horizonte, en los tres perfiles, las inversiones tienden a igualarse.

ADP
JP

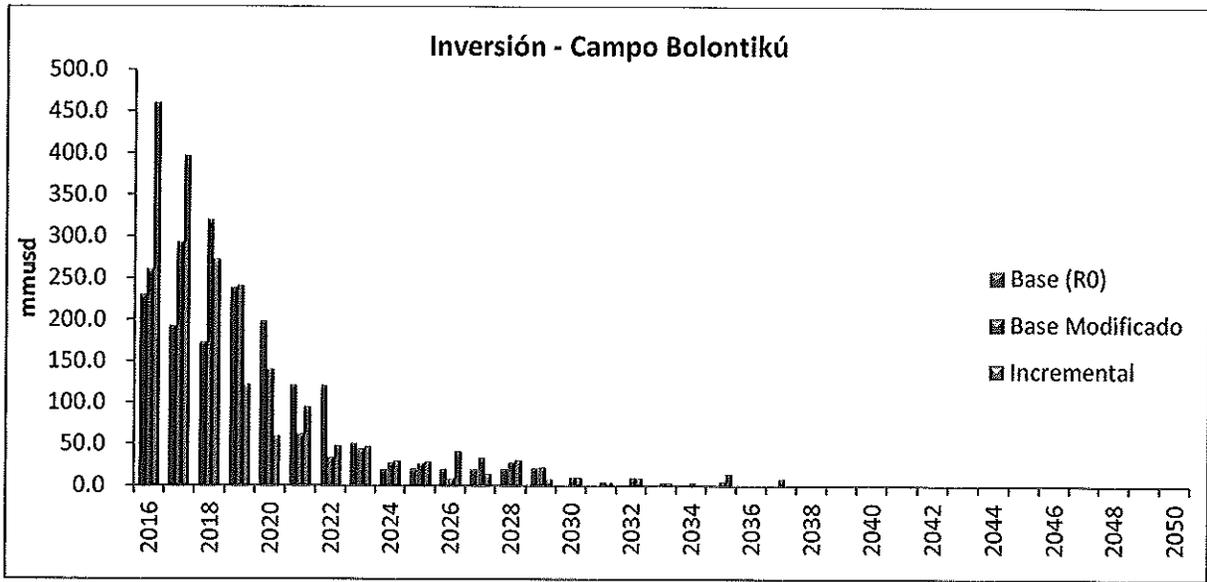


Fig. 21. Comparación de perfiles de inversiones del campo Bolontikú (Fuente: CNH con datos de PEP).

En la Fig. 22 se muestra el perfil de las inversiones asociadas a cada escenario de la Asociación Sinán-Bolontikú. Se observa que el incremento de la actividad que se contempla en los primeros años del escenario Incremental impacta en el incremento de las inversiones, para después tener cifras cercanas a las que presentan los escenarios Base Ronda Cero y Base Modificado.

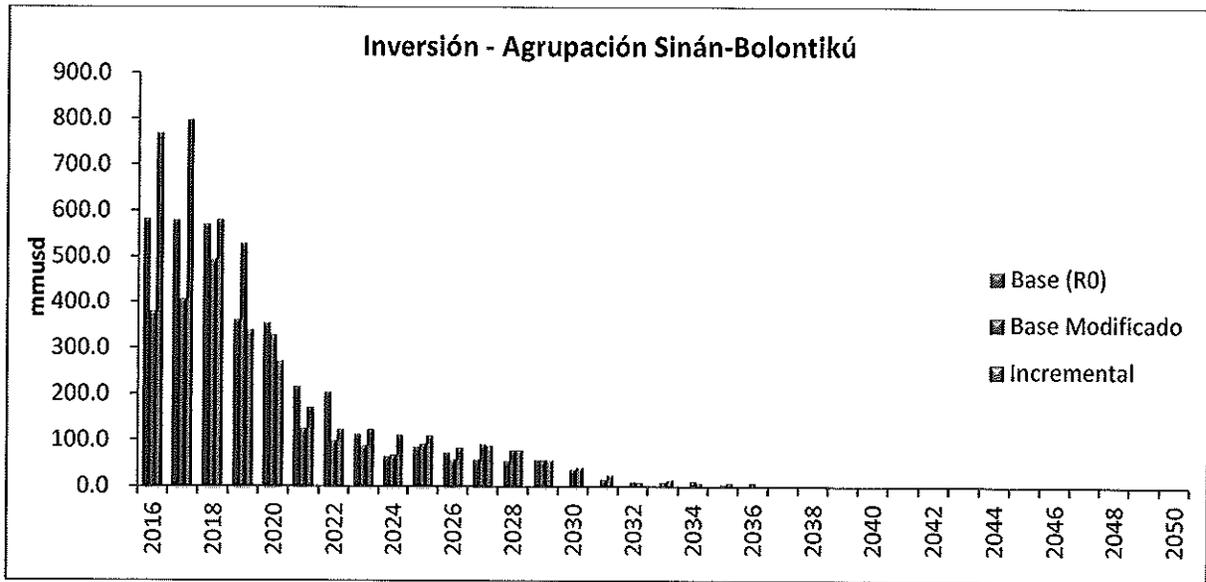


Fig. 22. Comparación de perfiles de inversiones de la Agrupación Sinán-Bolontikú (Fuente: CNH con datos de PEP).

En la Fig. 23 se observa un comparativo de las inversiones totales para el campo Sinán, el campo Bolontikú y la Agrupación Sinán-Bolontikú, en cada uno de los escenarios de producción. Para el campo Sinán, las inversiones acumuladas en el Escenario Incremental son mayores en 371.6 mmusd que el escenario Base (Ronda Cero) y 705.8 mmusd mayores que el escenario Base-Modificado.

Para el caso del campo Bolontikú, los gastos de operación acumulados en el Escenario Incremental son mayores en 257.1 mmusd que el escenario Base (Ronda Cero) y 111 mmusd mayores que el escenario

ARR. JP

Base-Modificado. Finalmente, la Agrupación Sinán-Bolontikú presenta gastos de operación totales para el escenario Incremental, 463.6 mmusd mayores que el escenario Base Ronda Cero y 818.1 mmusd mayores que el escenario Base Modificado.

Cabe resaltar que la suma de las inversiones totales del campo Sinán y del campo Bolontikú es mayor que la inversión total de la Agrupación Sinán-Bolontikú, lo cual reflejaría la optimización de las inversiones en caso de realizar la migración de las dos Asignaciones a un solo Contrato de Exploración y Extracción

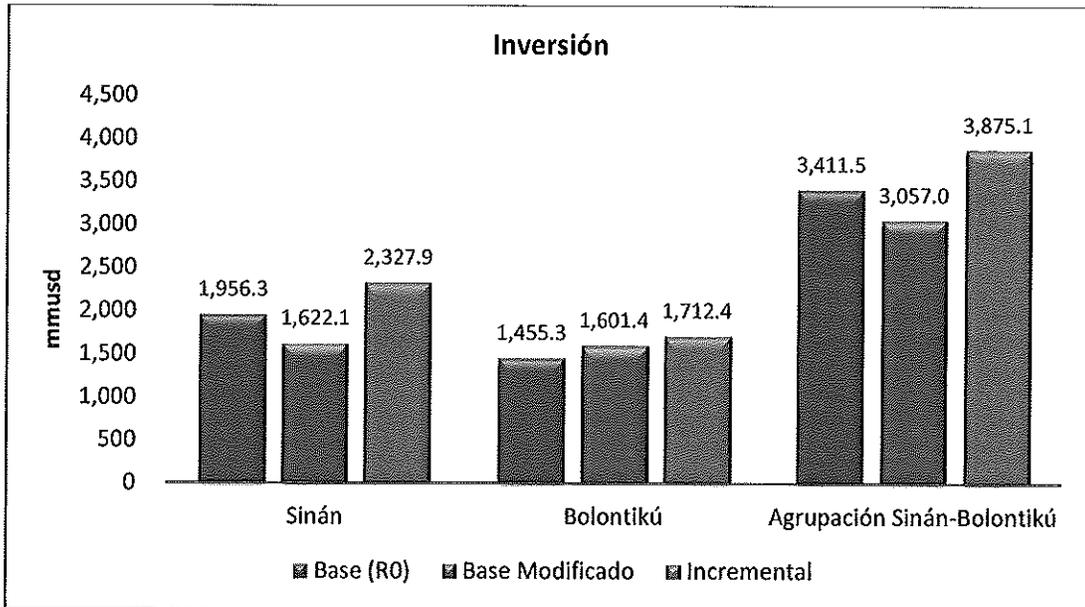


Fig. 23. Comparativo de inversión total (Fuente: CNH con datos de PEP).

IV. Escenarios de precios utilizados

Precio del crudo a nivel de yacimiento

Para calcular el precio de crudo a nivel de yacimiento, PEP realiza el siguiente procedimiento

- Dadas las referencias de las mezclas Maya (22°API), Istmo (33.6°API) y Olmeca (39.3°API) en la Fig. 10, primero se ubica qué intervalo se encuentra la calidad C del yacimiento (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.

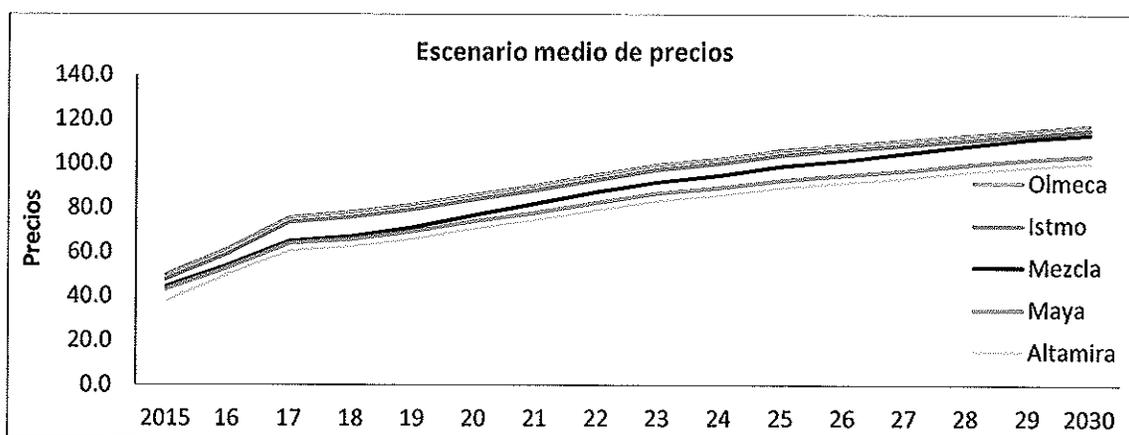


Fig. 24. Precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (Fuente: PEP).

Por ejemplo, para el Cretácico del campo Sinán que tiene una calidad de 30 °API, considera el Maya e Istmo porque la calidad 30 está entre 22 y 33.6 °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

$$P = (0.5512) * (30 - 22) + 52.95 = 57.36,$$

Que es el precio para el año 2016 (Fig. 25).

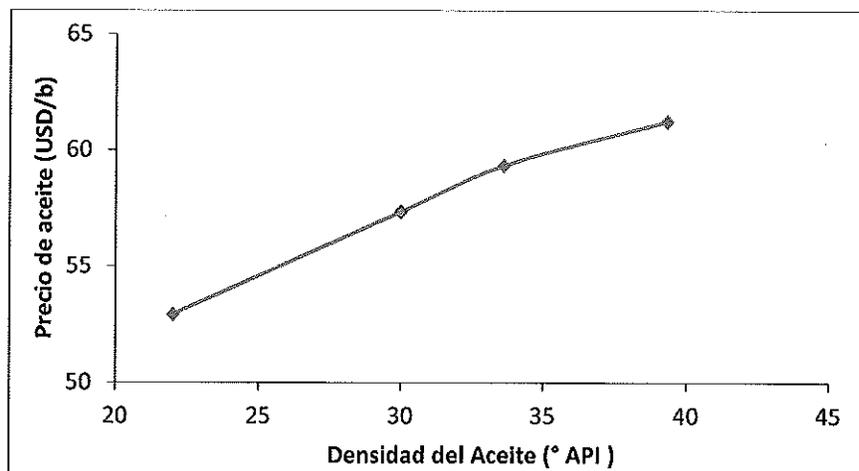


Fig. 25. Precio de aceite del Campo Sinán Cretácico 2016 (USD/b) (Fuente: PEP).

Precio del gas a nivel de yacimiento

Para calcular el precio del gas a nivel de yacimiento, PEP se realiza el siguiente procedimiento:

- 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 CO₂

Por ejemplo, el Cretácico del campo Sinán con un poder calorífico de 1,075 BTU y un 4.38% de CO₂ tiene un factor de proporcionalidad de 1.075. Por tanto, el precio del Sinán-Cretácico 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), $f = 1.075$, y $\%CO_2 = 4.38/100$.

$$P = 3.31 * 1.075 * (1 - 0.0438) = 3.41 \text{ USD/ millar de pie cúbico}$$

La Fig. 26 muestra los comportamientos esperados de los crudos marcadores con respecto a los pronósticos de precios.

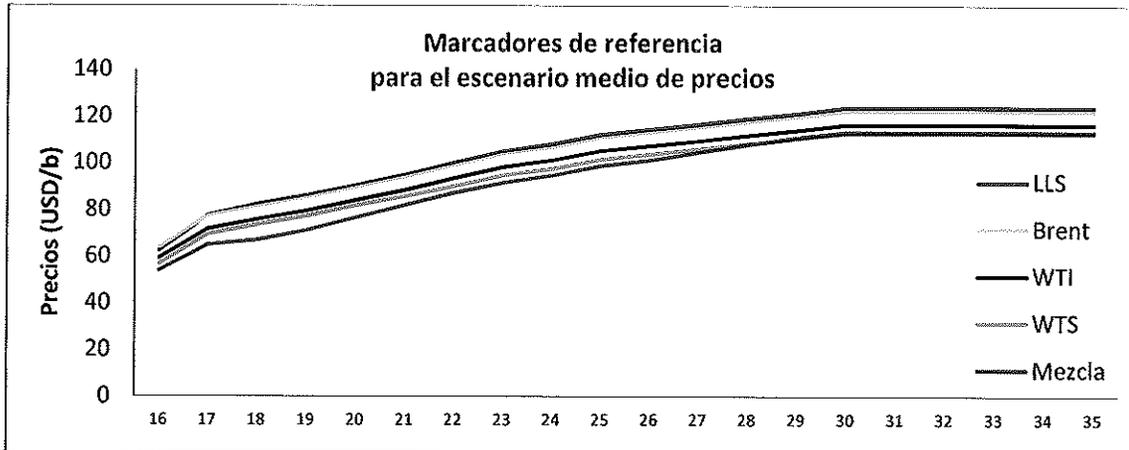


Fig. 26. Marcadores de referencia, USD/barril (Fuente: PEP).

En las Fig. 27 y 28 se muestran los escenarios de precios que PEP consideró para cada campo, yacimiento y tipo de hidrocarburo.

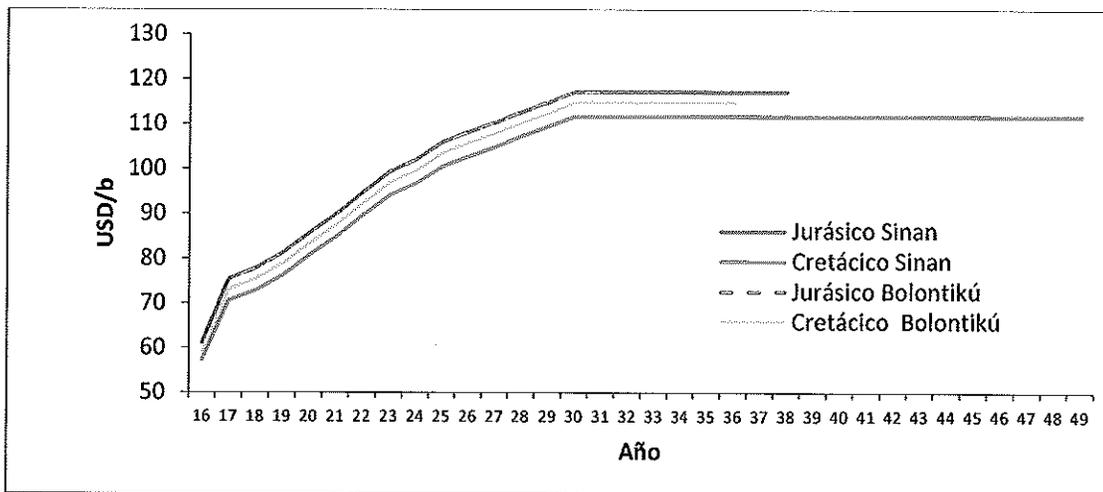


Fig. 27. Precios del aceite (Fuente: PEP).

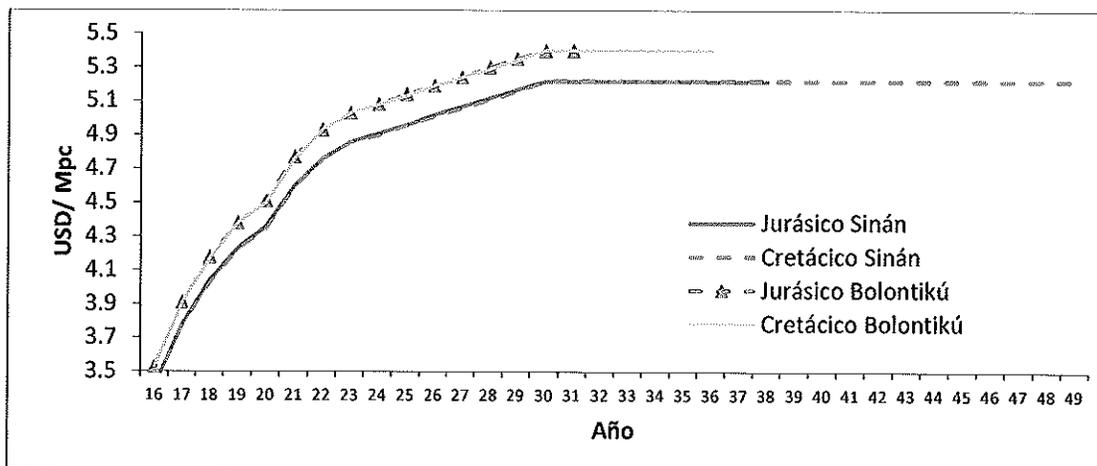


Fig. 28. Precios del gas asociado (Fuente: PEP).

APP. JP

V. Características geológicas del área

El campo Sinán se ubica en un tirante de agua promedio de 30 metros. El campo (Fig. 29), en su porción Suroeste, está representado por una estructura anticlinal con orientación preferencial SW 56° NE, enmarcada en un sistema de fallas inversas propias de una deformación compresiva, dicho bloque tiene una extensión aproximada de 8.5 x 3 km respecto a la porción central. Se observa un sistema de fallas normales perpendiculares al fallamiento principal antes mencionado, lo que divide la estructura en tres bloques principales B-101A, B-201 y B-1A.

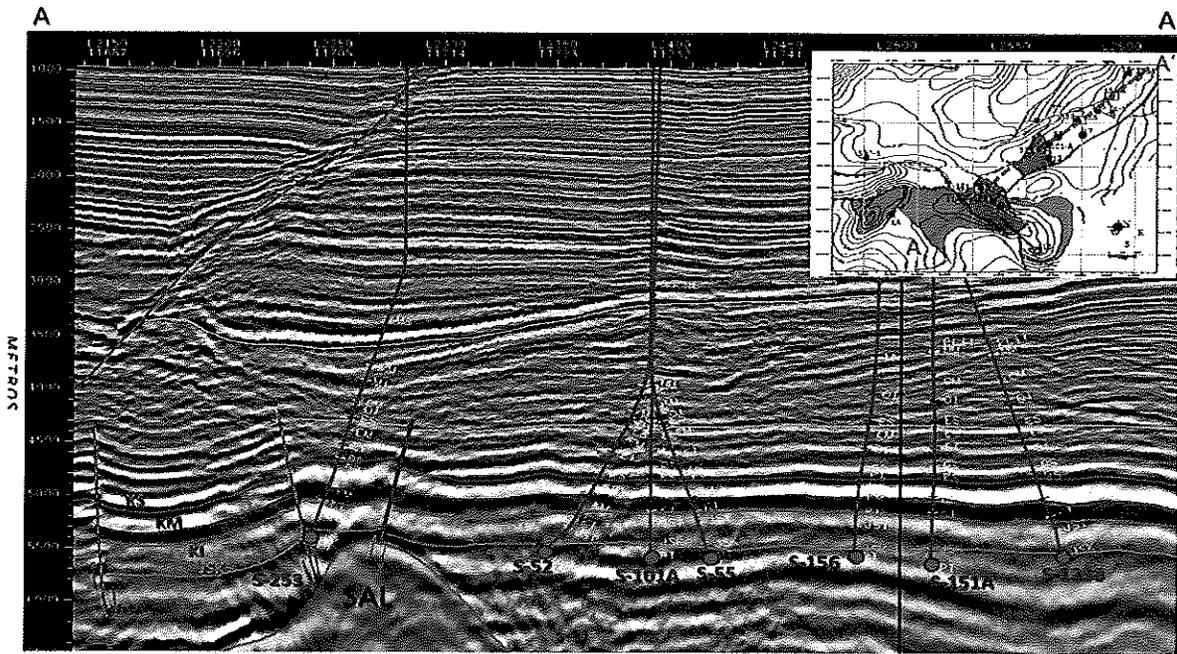


Fig. 29. Línea sísmica estructural SW-NE del campo Sinán. (Fuente: PEP).

En cuanto al campo Bolontiku, se localiza en aguas territoriales del Golfo de México sobre la Plataforma Continental a 75 Km al NE de Paraíso Tabasco. Cuenta con 2 yacimientos, el primero es productor de aceite ligero en rocas del Cretácico y el segundo produce aceite volátil en rocas del Jurásico Superior Kimmeridgiano.

El Campo Bolontiku, se considera una estructura dómica, levemente elongada con orientación NW-SE, limitado en sus flancos SW y NE por fallas inversas, con echados encontrados, que corren paralelas al eje de la estructura. El campo presenta una estructura interna, cuyo grado de compartimentalización es complejo. La estructura es producto de tres factores geológicos: tectónica salina, Orogenia Laramídica y carga litostática del Mioceno. Estos eventos dieron origen a las diferentes etapas de deformación y fracturamiento del campo (Fig. 30).

APP
JP

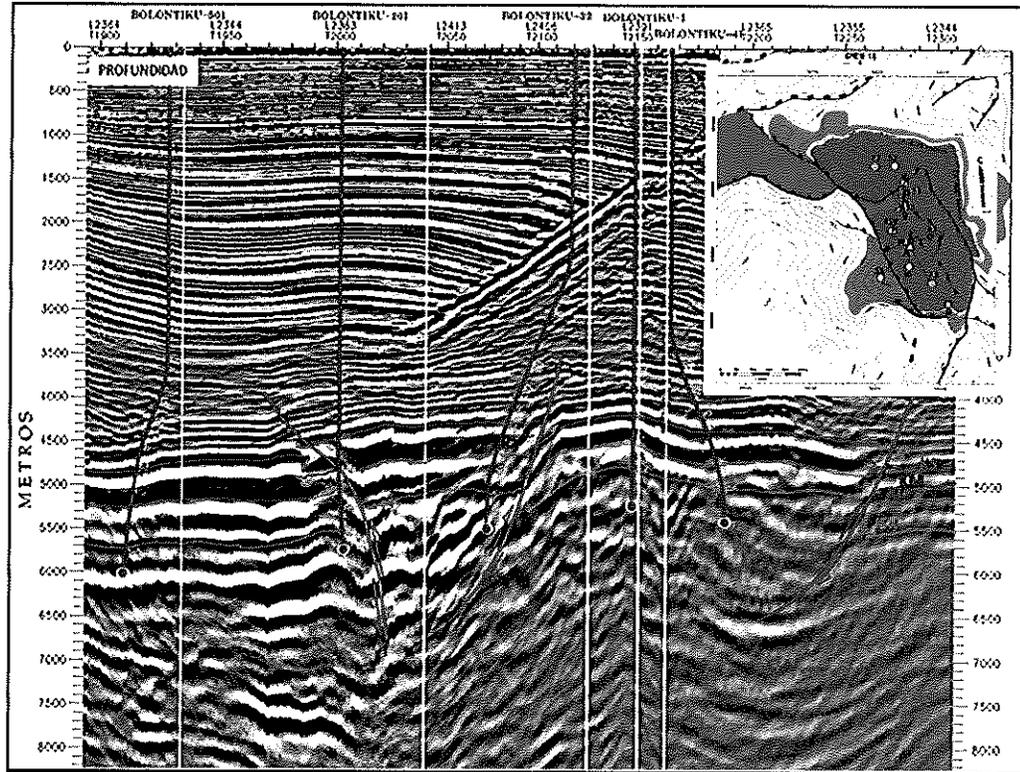


Fig. 30. Línea aleatoria en sentido longitudinal a la estructura (Fuente: PEP).

La columna estratigráfica representativa regionalmente de las condiciones geológicas de los campos se muestra en la Fig. 31, así como la descripción de los sedimentos que la constituyen.

Handwritten mark

Handwritten signatures: ARR. P

Unidad Estratigráfica		Litología	Descripción de la columna
CENOZOICO	CUATERNARIO	PLEISTOCENO	○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ Conglomerados, arenas, arcillas y Abundantes moluscos mal cementados.
	TERCIARIO	PLIOCENO	○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ Lutita gris claro en partes arenosa y areniscas de grano fino de cuarzo.
		MIOCENO	○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○ ○
		OLIGOCENO	— — — — — — — — — — — —
		EOCENO	— — — — — — — — — — — —
		PALEOCENO	— — — — — — — — — — — —
MESOZOICO	CRETACICO	SUPERIOR	Mudstone café claro a crema de aspecto cretoso
		MEDIO	Mudstone café claro.
		INFERIOR	Mudstone a wackestone arcilloso.
	JURASICO SUPERIOR	TITHONIANO	Mudstone y lutita gris oscura a negra con abundante materia orgánica
		KIMMERIDGIANO	Dolomia y packstone a grainstone de ooides

Fig. 31. Columna estratigráfica de los campos Sinán y Bolontikú (Fuente: PEP).

El campo Sinán presenta una columna geología constituida por sedimentos arcillo arenosos del Terciario, carbonatos de cuenca del Cretácico, carbonatos arcilloso bituminosos del Jurásico Superior Tithoniano y carbonatos de plataforma de alta energía en el Jurásico Superior Kimmeridgiano. El campo se encuentra constituido por 2 plays productores, que corresponden a Jurásico Superior Kimmeridgiano y Cretácico Medio (yacimiento naturalmente fracturado). En la sección geológica estructural de la Fig. 32 se puede observar la distribución de espesores del campo Sinán.

ADP. P

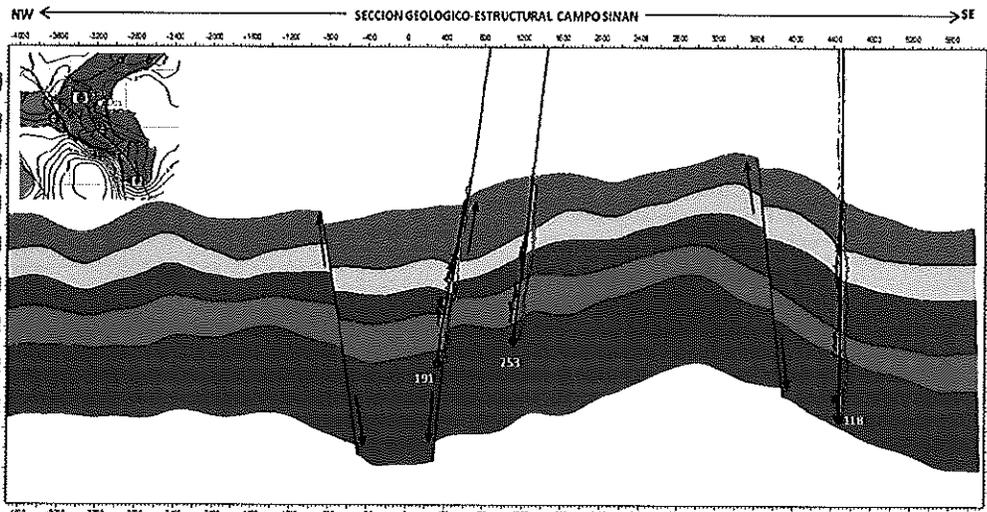


Fig. 32. Sección geológica estructural NW-SE mostrando la distribución de espesores del campo Sinán (Fuente: PEP)

Las Fig muestran las configuraciones estructurales para el campo Sinán en el JSK y en el Cretácico Medio, respectivamente, y la distribución de las categorías y áreas de las reservas 1P, 2P y 3P en las mismas.

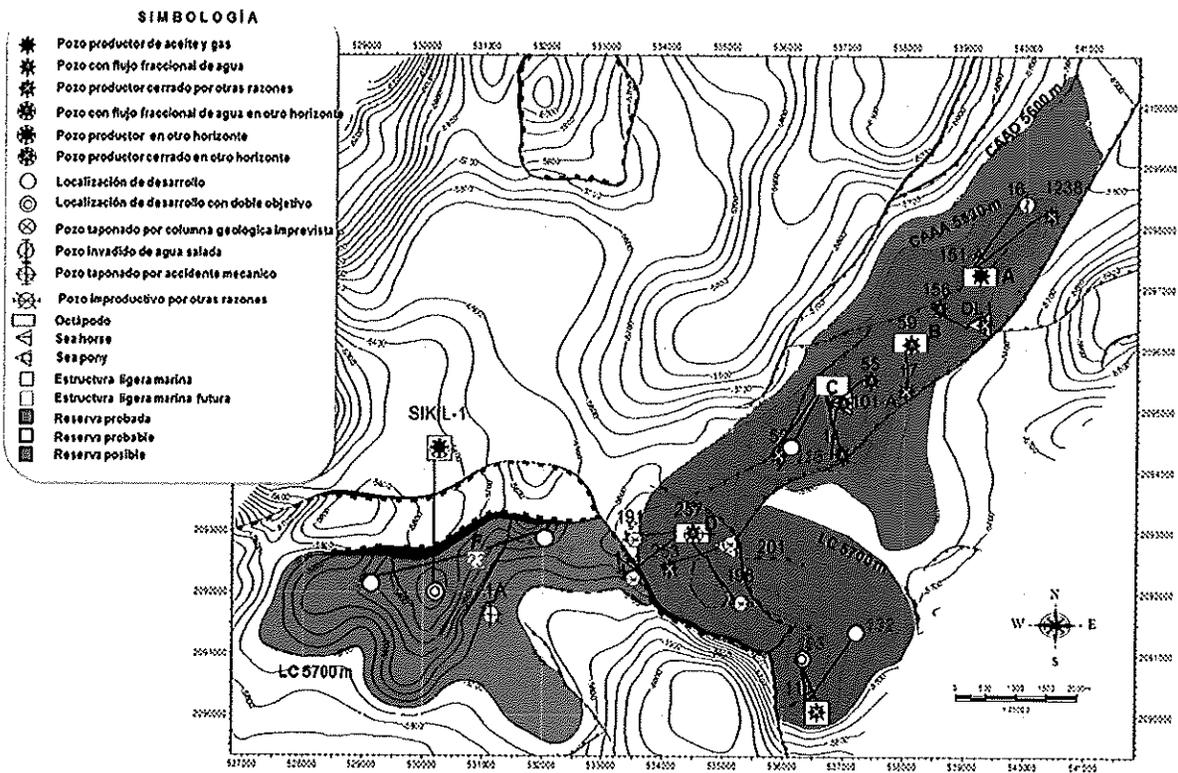


Fig. 33. Configuración estructural para la cima del JSK del campo Sinán (Fuente: PEP).

✓

ARP.

En la sección con dirección N-S de la Fig. 36, se pueden observar que los espesores presentan poca variabilidad en el Cretácico y en el JSK.

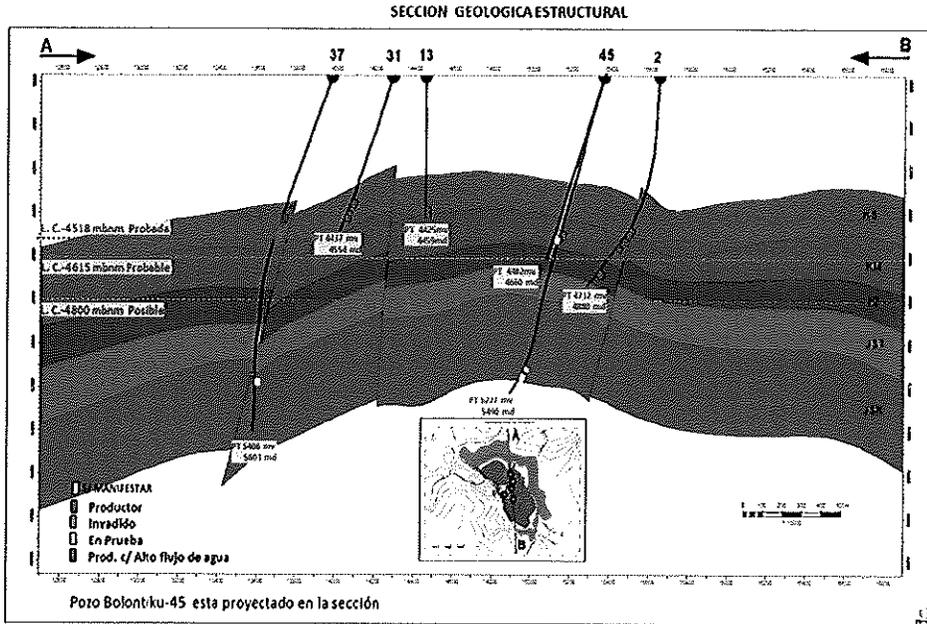


Fig. 36. Sección geológico estructural N- S mostrado la distribución de espesores en el campo Bolontikú (Fuente: PEP).

La Fig. 37 muestra la configuración estructural para el JSK con sus categorías y áreas de reserva 1P, 2P y 3P en el campo Bolontikú.

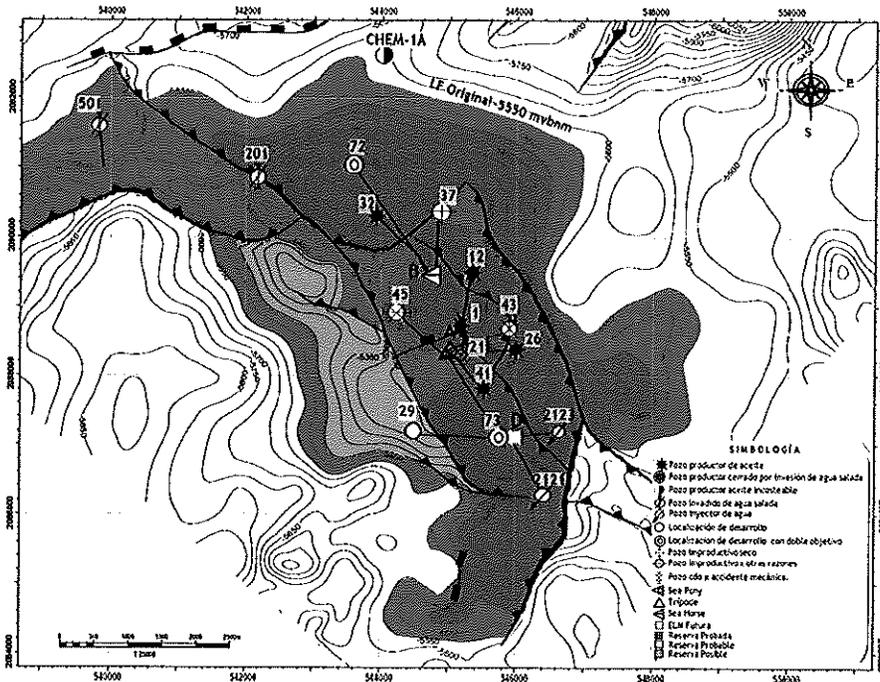


Fig. 37. Configuración estructural para la cima del JSK en campo Bolontikú (Fuente: PEP).

ARP JP

La Fig. 38 muestra la configuración estructural para el Cretácico Superior con sus categorías y áreas de reserva 1P, 2P y 3P en el campo Bolontikú.

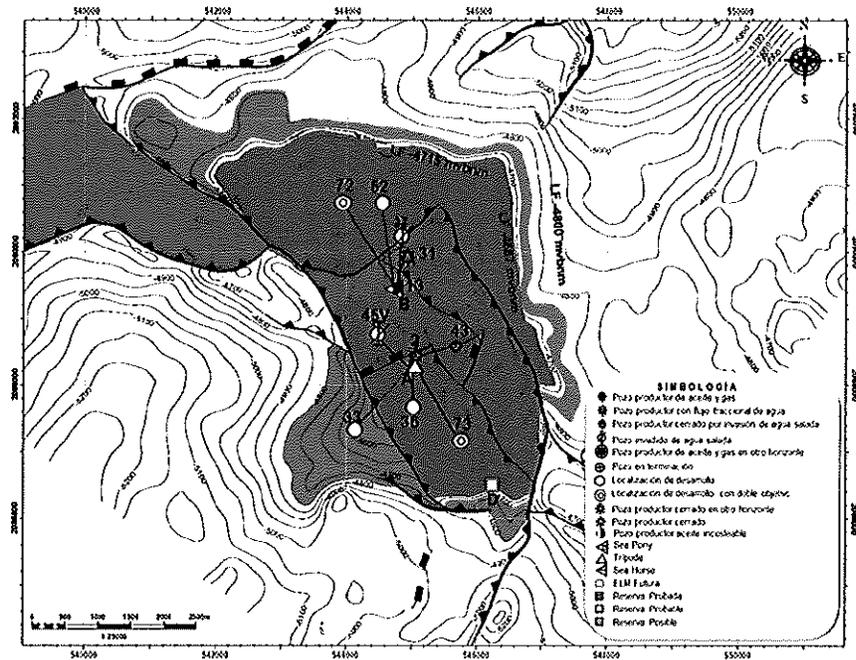


Fig. 38. Configuración estructural para la cima del Cretácico Superior en el campo Bolontikú (Fuente: PEP).

[Handwritten mark]

ARP JP

VI. Calidad, contenido de azufre y grados API de los Hidrocarburos

El aceite producido en el Campo Sinán del yacimiento JSK corresponde a aceite ligero, con una densidad de 39°API, el gas natural asociado producido tiene un poder calorífico de 1,075 BTU mientras que las impurezas contenidas en el gas producido son de 0.92% mol de H₂S y de 4.3% de CO₂. Para el caso del yacimiento KM, el aceite producido es aceite ligero de 30°API. El gas natural asociado tiene un poder calorífico de 1,075 BTU con un contenido de 2.91% de H₂S Y 4.38% mol de CO₂. El Campo Sinán no cuenta con presencia de gas natural no asociado y condensado.

El aceite producido en el Campo Bolontiku del yacimiento JSK es ligero con densidad es de 39 °API, el gas natural asociado tiene un poder calorífico de 1,075 BTU con un contenido de 0.84 % H₂S y 0.95 % de CO₂. Para el caso del yacimiento Cretácico Medio del campo Bolontikú corresponde a aceite ligero, con una densidad 33 °API, el gas natural asociado producido tiene un poder calorífico de 1,075 BTU mientras que las impurezas contenidas en el gas producido son de 1.05 % mol de CO₂. El Campo Bolontikú no cuenta con presencia de gas natural no asociado y condensado.



VII. Descripción de la infraestructura dentro y alrededor del Área de las Asignaciones

a) Infraestructura dentro de las Asignaciones

Las Asignaciones cuentan con 10 plataformas para producir los hidrocarburos del campo, así como ductos de diferentes diámetros y longitudes para transportar la producción a los centros de proceso. El detalle de la información se muestra en las Tablas 25 y 26.

Infraestructura	Características	Capacidad Instalada	Fecha de Instalación	
Plataformas	Sinán-101	(Sea Horse)	326 Tons. y 3 conductores	08-mar-93
	Sinán-201	(Sea Pony)	300 Tons. y 3 conductores	28-sep-95
	Sinán-118	(Ligera Marina)	600 Tons. y 6 conductores	05-may-08
	Sinán-A	(Octápodo)	4,500 Tons. y 12 conductores	07-feb-07
	Sinán-B	(Octápodo)	3000 tons Y 12 conductores	01-dic-05
	Sinán-C	(Octápodo)	4,500Tons. y 12 conductores	11-dic-05
	Sinán-D	(Octápodo)	4,500 Tons. y 18 conductores	24-ene-06
	Sinán-DL1	(Sea Pony)	300 Tons. y 3 conductores	14-jul-97
	Sinán-NE	(Ligera Marina)	1,035 Tons. y 6 conductores	23-dic-06
	Sinán-SO	(Ligera Marina)	1240 Tons. y 6 conductores	12-feb-09
	Bolontiku-1	(Sea Pony)	196 Tons. y 3 conductores	20-nov-95
	Bolontiku-A	(Tripode)	1,100 Tons. y 9 conductores	25-may-05
	Bolontiku-B	(Sea Horse III)	660 Tons. Y 7 conductores	15-jun-06

Tabla 25. Plataformas instaladas en los campos Sinán y Bolontikú. (Fuente: PEP).

Infraestructura	Características	Capacidad Instalada	Fecha de Instalación
Ductos	Ogd. 16" x 9.3 km de Sinán-SO a VFP.		04-abr-14
	Ogd. 8" x 2.42 km de Sinán-201 a Interconexión con línea de Sinán-101 a Enlace.		21-ene-04
	Ogd. de 16" x 2.8 km de Sinán-DL1 a interconexión con línea de Sinán-101 a Enlace.	La capacidad de transporte de los ductos del campo Sinán es de 30 a 120 Mbd de aceite y de 60 a 210 MMpcd de gas, a las condiciones de presión y temperatura.	07-feb-04
	Ogd. de 16" x 0.9 km de Sinán-A a Disparo de 12" de línea de 16" x 2.8 Km		22-jun-06
	Ogd. de 16" x 0.7 km de Sinán-B a Disparo de 12" de línea de 16" x 2.8 Km		06-mar-06
	Ogd. de 20" x 0.1 km de Sinán-C a Disparo de línea de 20 x 9.5 Km		02-may-06
	Ogd. de 16" x 3.2 km de Sinán-D a Sinán-C		11-jun-06
	Ogd. de 10" x 6.015 Km. de Sinán-NE a Interconexión Submarina con línea de Enlace a Uech-A		26-may-06
	Ogd Int. VFP Sinán-101/Enlace 20" x 9.5km		15-nov-03
	Ogd. Sinán-101/ a interconexión con línea de Sinán-101 a Enlace. 10"X 0.065 km		15-nov-03
	Ogd Sinán-118 a Interconexión con línea de Sinán-101 a Enlace. 10"X2.15		18-sep-08
	Ogd. de 8" x 0.1 km de Bolontiku-1 a interconexión con línea de 24" x 29 km de Enlace a Uech-A.		La capacidad de transporte de los ductos del campo Bolontiku es de 30 a 120 mbd de aceite y de 40 a 230 MMpcd de gas, a las condiciones de presión y temperatura
	Ogd. de 10" x 0.628 km de Bolontiku-B hacia interconexión Submarina de Enlace a Uech-A.	15-mar-07	
Ogd. de 12" x 0.27 km de Bolontiku-A a interconexión con línea de 24" x 29 km Enlace a Uech-A	15-mar-05		

Tabla 26. Ductos instalados en los campos Sinán y Bolontikú. (Fuente: PEP).

APP JP

La producción de hidrocarburos de los pozos de los campos Sinán y Bolontikú fluye al Centro de Proceso Litoral-A, localizado en la Sonda de Campeche. Este Centro de Proceso, se localiza fuera de las áreas de las Asignaciones.

En la Fig. 39 se puede apreciar la infraestructura actual y futura de los campos Sinán y Bolontikú, respectivamente. Para ambos casos se planea la construcción de una plataforma, la plataforma Sinán-F y la plataforma Bolontikú-D.

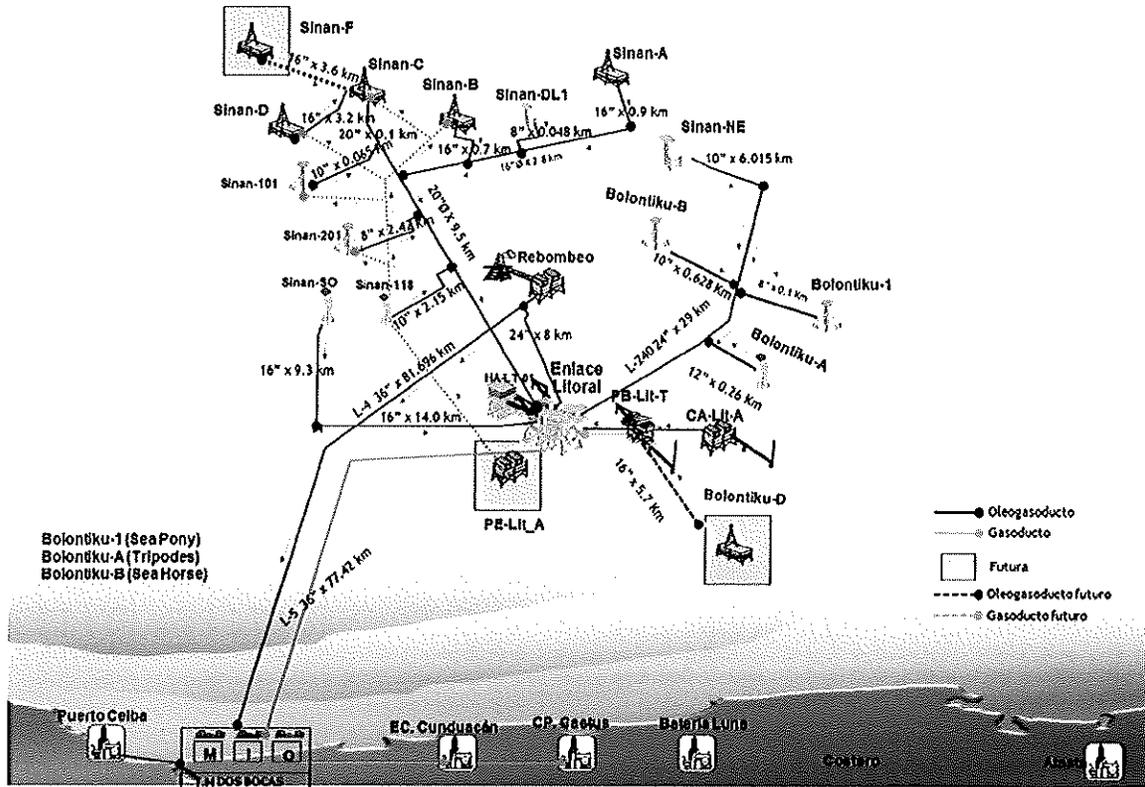


Fig. 39. Infraestructura actual y futura de los campos Sinán y Bolontikú (Fuente: PEP).

ARR. 19

b) Infraestructura alrededor de las Asignaciones

Los campos Sinán y Bolontikú se localizan en un área en la que actualmente se encuentran en producción los campos Kab, Yum, Tsimin, Xux, May, Och, Uech y Kax siendo el Centro de proceso Litoral-A (Fig. 40), un punto de convergencia para ellos.

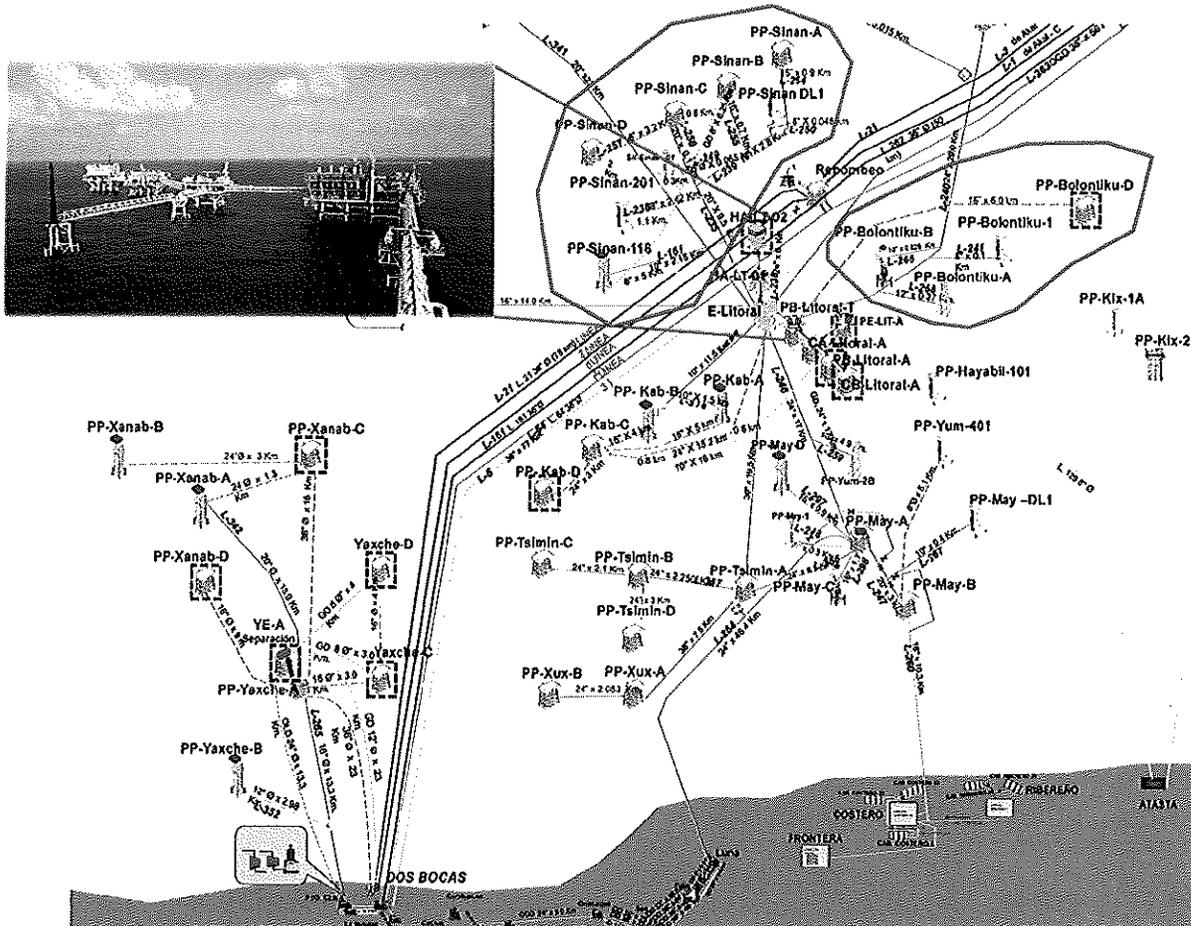


Fig. 40. Infraestructura alrededor de los campos Sinán y Bolontikú (Fuente: PEP).

El Centro de proceso Litoral-A está integrado por la Plataforma de Separación PB-LITORAL-T, un quemador, una Plataforma de Enlace, E-Litoral, y una Plataforma Habitacional, HA-LIT-01), y se localiza en la Sonda de Campeche en un tirante de agua de 26.2 metros.

- La plataforma PB-Litoral-T, cuenta con un equipo de separación de aceite-gas, con capacidad de procesamiento máximo de 225 MBPD de aceite y 300 MMPCD de gas, el aceite separado se envía a la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB) por la Línea 4 y el gas separado también se envía a la TMDB por la Línea 5.
- La plataforma Enlace Litoral (ELT), se instaló el 16 de junio de 2003; su función principal es recibir e integrar las diversas corrientes de hidrocarburos a través de oleogasoductos, incorporando la producción de un total de 76 pozos.

ARP

- La plataforma Enlace Litoral Habitacional (HA-LT-01) fue puesta en operación el 20 de mayo de 2011. La Plataforma de separación (PB-LITORAL-T) fue puesta en operación en febrero de 2014. El Centro de Proceso cuenta con plataformas satélites, donde actualmente se tienen en operación 76 pozos productores.

Con base en el reporte del 10 de junio de 2015, la Plataforma de Enlace recibe un gasto bruto diario de 147,294 bpd de aceite y 240 mmpcd de gas, la cual es enviada mediante los oleogasoductos hacia Abk-D vía Pol A, hacia Dos Bocas vía línea 4 y línea 5 hacia Abkatun D vía Uech A. La plataforma PB Litoral-T realiza la separación y medición de la corriente de los campos Sinán, Sikil, Kab, Bolontiku, May, Yum Tsimin y Xux a una presión de 23 kg/cm².

Medición de hidrocarburos

La medición de aceite se encuentra ubicada en la corriente de salida del separador TAG FA-3102TX (ubicado en plataforma PB-Litoral-T). El sistema de medición está compuesto por dos trenes de medición y un tren maestro, cada uno para un máximo de 112.5 mbd, los cuales se integran con medidores másico tipo coriolis. El tren adicional (tren maestro) se utiliza para fines de verificación y calibración de los dos trenes de separación. Cada tren está integrado por válvula de bloqueo de operación manual, filtro, medidor tipo coriolis, transmisor de presión, indicador local de presión, transmisor de temperatura, indicador local de temperatura, medidor de corte de agua, medidor de densidad, válvula de control de flujo, y válvula check. El monitoreo de la medición es a través del paquete de medición de aceite PA-3101, e incluye dos computadores de flujo en arreglo redundante, para que en caso de falla de uno de estos, el otro tome el monitoreo y control de la medición. Los computadores de flujo enlazan las señales del paquete de medición al SDMC, el cual está ubicado en el Cuarto de Control del N+86 de la Plataforma PB-Litoral-T.

La medición de gas se encuentra ubicada en la corriente de salida del separador TAG FA-3102TX en PB Litoral-T. El sistema de medición está compuesto por dos trenes de medición, cada uno para un máximo de 150.0 MMPCD. Cada tren de medición está integrado por válvulas de seccionamiento, un medidor de gas tipo V-cone, instrumentos de medición para presión y temperatura. Además de un equipo de análisis cromatográfico. Así mismo, en el cuarto de control y monitoreo de la plataforma PB-LITORAL-T existen dos computadores de flujo para el monitoreo de las condiciones operativas y el volumen de gas manejado a través del separador TAG FA-3102TX. El gas amargo es enviado del C.P. LITORAL, la cual interconecta con la línea-5, que va a la Terminal Marítima de Dos Bocas (TMDB).

Actualmente, las Asignaciones no cuentan con punto de medición dentro del área de asignación, sin embargo PEP tiene contemplado la instalación de sistemas de medición en función del acuerdo de operación conjunta y del contrato para la exploración y extracción.

Aprovechamiento de gas

La infraestructura planeada para aprovechar el gas está contemplada para ser puesta en operación en la plataforma de compresión de alta presión CA-Litoral-A en julio de 2015.

Los volúmenes de gas enviado a la atmosfera son reportados trimestralmente a la CNH a nivel Activo, toda vez que en los puntos de medición confluyen corrientes de hidrocarburos de diversos campos. Con referencia al "1er. Informe trimestral de proyectos en ejecución para evitar o reducir la quema y venteo de gas", del Activo Litoral de Tabasco, para el periodo enero a marzo de 2015, el volumen de gas no aprovechado fue de 18.7 mmpcd, lo que se tradujo en un aprovechamiento del gas de todo el Activo Litoral

de Tabasco del 98.1% (Tabla 27). Con base en la producción del campo y % de aprovechamiento del Activo en el primer trimestre, se puede estimar el volumen de gas aprovechado en el campo.

Concepto	Porcentaje	Producción
Gas Natural extraído (mmmpc)		70.2
Gas Natural aprovechado (mmmpc)	98.1%	68.9
Gas Natural quemado (mmmpc)	1.9 %	1.3

Tabla 27. Aprovechamiento de gas Activo Litoral de Tabasco (Fuente: PEP).

JP

APP. JP

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

El interés de PEP por agrupar y extraer en una sola asociación con personas morales (socio) los hidrocarburos de los campos Sinán y Bolontikú en sus diferentes yacimientos surge de la conveniencia en:

- Incrementar el valor económico de los campos, mediante el adelanto de producción con respecto a lo documentado en Ronda Cero.
- Compartir y adquirir nuevas habilidades técnicas en cuanto al diseño, instalación y operación de la planta de tratamiento de agua. La planta de tratamiento de agua incluye un sistema de medición, acondicionamiento de agua y una planta de generación eléctrica cuyo objetivo será la inyección de hasta 20,000 bd de agua en el yacimiento JSK del campo Sinán y hasta 30,000 bd de agua de mar en el yacimiento JSK del campo Bolontikú.
- Identificar mejores prácticas en cuanto al esquema de inyección de agua como recuperación secundaria, donde la propuesta considera actualmente la conversión de tres pozos existentes a pozos inyectoros para el campo Sinán y se perforaran dos pozos inyectoros para el campo Bolontikú.
- Apoyar en el análisis y aplicación de tratamientos de control de agua con la finalidad de tener un mayor factor de recuperación
- Ampliar la aplicación de fluidos viscosificantes y/o reductores de tensión interfacial en proyectos de recuperación secundaria para el campo Sinán.
- Derivado de lo anterior, será posible mejorar la eficiencia de la explotación del campo y con ello maximizar la recuperación final de hidrocarburos en un 3.9% dentro de un período de 10 años del yacimiento JSK con respecto al volumen original para el campo Sinán y 4.8% para el campo Bolontikú.
- En otros campos, se ha identificado que estos procesos han logrado obtener factores de recuperación adicionales hasta de 5%; por lo que la implementación de prácticas de recuperación mejorada representa una gran oportunidad para incrementar los factores de recuperación finales en Sinán y Bolontikú, toda vez que con un socio experto en estos sistemas, se aplicarán nuevos métodos para lograr un incremento en el factor de recuperación.
- Adquirir y asimilar tecnologías encaminadas a la optimización de los costos considerados actualmente para las operaciones, procesos de generación eléctrica, tratamiento de agua congénita para inyección, mezcla de hidrocarburos, perforación de pozos, etc.
- Poder realizar estudios de fracturamiento natural en el yacimiento Cretácico que aminore los riesgos del desarrollo, con la finalidad de continuar con el desarrollo del yacimiento cretácico en un bloque aislado al área desarrollada y que fue descubierto por el pozo Sinán 1A.
- Optimizar la implantación de un sistema artificial de producción por Bombeo Neumático en pozos del Jurásico del campo Sinán.
- Compartir el riesgo tecnológico, financiero asociado a la explotación del campo.

APP. 18

- Mejorar la eficiencia de la perforación y terminación de pozos, que permitan hacer más competitivos los costos de perforación.
- Simplificar el manejo administrativo y operativo con la asociación de un único operador.

[Handwritten mark]

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-044-2015 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 las Asignaciones A-0309-M-Campo Sinán y A-0049-M-Campo Bolontikú 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 las Asignaciones petroleras otorgadas 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 actividades adicionales de perforación, terminación y reparación de pozos. 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. En la documentación presentada por PEP sólo se analiza el caso sin riesgo. Los campos Sinán y Bolontikú no cuentan con la presencia de gas natural no asociado y condensados.

b. La incorporación de Reservas adicionales;

Considerando que las Asignaciones otorgan 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 las asignaciones permitieran 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;

ARIP. 


De acuerdo a la información presentada por PEP, las inversiones del escenario Incremental para la Agrupación Sinán-Bolontikú son menores a la suma de las inversiones del escenario Incremental de los campos por separado. Esto se debe a la optimización de las inversiones como resultado de la alianza y de la agrupación propuesta para los campos. En cuanto a los gastos de operación, el escenario Incremental tiene mayores gastos de operación debido a que se contempla tener mayor cantidad de pozos operando y al incremento de las actividades.

Se espera que con la agrupación de las asignaciones en un solo contrato se observe un beneficio por economía de escala, el cual deberá verse plasmado en el plan que presente PEP con su socio, posterior de 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 las Asignaciones.

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. Los campos Sinán y Bolontikú no cuentan con la presencia de gas natural no asociado y condensados.

VI. La descripción de la infraestructura existente dentro y alrededor del Área de las Asignaciones;

Los campos Sinán y Bolontikú cuentan con infraestructura propia y 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, se sugiere que se considere el límite de responsabilidad que deberá asumir respecto a la infraestructura compartida.

ARRP. *ck*
HP

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 las Asignaciones en las cuales se desea trabajar.

Elaboró:



ING. JUAN CARLOS PÉREZ GARCÍA

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