

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Opinión Técnica

Solicitud de Migración de las Asignaciones

A-0032-M-Campo Ayatsil,

A-0327-M-Campo Tekel y

A-0361-M-Campo Utsil

a un solo Contrato para la Exploración y

Extracción de Hidrocarburos

ARR

JP

Septiembre 2015

Contenido

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN	3
II. IDENTIFICACIÓN DE LAS ASIGNACIONES A MIGRAR	5
A) DESCRIPCIÓN DE LAS ASIGNACIONES	5
B) UBICACIÓN	5
III. JUSTIFICACIÓN DE LA CONVENIENCIA DE LA MIGRACIÓN PARA LA NACIÓN	7
A) PRODUCCIÓN BASE E INCREMENTAL DE HIDROCARBUROS	7
B) INCORPORACIÓN DE RESERVAS ADICIONALES.....	18
C) ESCENARIO DE GASTOS, COSTOS E INVERSIONES NECESARIOS PARA UN DESARROLLO EFICIENTE	19
IV. ESCENARIOS DE PRECIOS UTILIZADOS	28
V. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL ÁREA	32
VI. CALIDAD, CONTENIDO DE AZUFRE Y GRADOS API DE LOS HIDROCARBUROS	34
VII. DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA EXISTENTE DENTRO Y ALREDEDOR DEL ÁREA DE LAS ASIGNACIONES	35
A) INFRAESTRUCTURA DENTRO DE LAS ASIGNACIONES	35
B) INFRAESTRUCTURA ALREDEDOR DE LAS ASIGNACIONES.....	37
VIII. MANIFESTACIÓN DEL INTERÉS DE CELEBRAR ALIANZA O ASOCIACIÓN CON PERSONAS MORALES	38
IX. SENTIDO DE LA OPINIÓN	40

J 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-0032- Campo Ayatsil y A-0327- Campo Tekel y A-0361-Utsil, Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP) envió a la Sener mediante oficio PEP-151-2015 del 22 de abril de 2015, la solicitud de migración de dichas Asignaciones, considerando la integración de las tres Asignaciones en un solo un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

Con fecha 24 de abril de 2015, mediante oficio 500.DGCP.436/15, la Sener requirió a PEP información adicional respecto de la solicitud presentada para la migración de las Asignaciones A-0032-Campo Ayatsil, A-0327-Campo Tekel y A-0361-Campo Utsil. Mediante oficio SPE-226-2015 de fecha 08 de julio de 2015, la Subdirección de Planeación y Evaluación de PEP hizo entrega de la documentación que le fue requerida por Sener. En consecuencia, mediante oficio 500.DGCP.508/15 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 en cita.

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 e integración de las Asignaciones A-0032-Campo Ayatsil, A-0327-Campo Tekel y A-0361-Campo Utsil a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos, hasta en tanto la propia Sener modificara y expidiera los nuevos Títulos de Asignación.

Con fecha 03 de septiembre de 2015, PEP presentó mediante oficio PEP-DDP-SAP-051-2015 a la Sener la actualización de la solicitud de migración de las Asignaciones A-0032-M-Campo Ayatsil, A-0327-M-Campo Tekel y A-0361-M-Utsil manifestando su interés de continuar con la solicitud de migración de las dichas Asignaciones y con el interés de integrar las tres asignaciones a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

Como consecuencia de lo anterior, mediante oficio 500.DGCP.588/15 recibido en esta Comisión el 07 de septiembre de 2015, la Sener solicitó a esta Comisión su opinión técnica respecto de la procedencia de las solicitudes de migración de las A-0032-M-Campo Ayatsil, A-0327-M-Campo Tekel y A-0361-M-Utsil a un solo contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos.

ARP

H

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 solo contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos, en términos de lo dispuesto en los artículos 12 de la Ley de Hidrocarburos y 29 y 30 fracción II, de su Reglamento.

X ARP

II. Identificación de las Asignaciones a migrar

a) Descripción de las Asignaciones

Las asignaciones A-0032-Campo Ayatsil, A-0327-Campo Tekel y A-0361-Campo Utsil 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-0032-M-Campo Ayatsil, A-0327-M-Campo Tekel y A-0361-M-Campo Utsil para ajustar el área y las formaciones geológicas, en las que Petróleos Mexicanos podrá llevar a cabo actividades de extracción de hidrocarburos. Las asignaciones modificadas tienen una vigencia de 20 años contados a partir de la emisión de los títulos de asignación A-0032-Campo Ayatsil, A-0327-Campo Tekel y A-0361-Campo Utsil, el cual podrá prorrogarse hasta en dos ocasiones por un periodo adicional de hasta 5 años por prórroga, previa aprobación de la Sener.

El campo Ayatsil que fue descubierto con la perforación del pozo exploratorio Ayatsil-1 que resultó productor de aceite extrapesado de 11 °API, con una viscosidad de 40 cp a condiciones de yacimiento, probando las formaciones Brechas Dolomitizadas del Cretácico Superior (BKS) y Calizas del Cretácico Medio (KM) y Cretácico Inferior (KI). El sistema de producción utilizado ha sido el bombeo electrocentrífugo (BEC). La porosidad promedio de la roca almacén es de 7.9%, con una permeabilidad alrededor de 3000 mD y saturación de agua de aproximadamente 15.4%.

El campo Tekel actualmente no cuenta con pozos productores. El pozo exploratorio Tekel-1 se perforó durante el 2008 hasta una profundidad de 4328 mvdmr, resultando productor de aceite pesado de 11 °API y viscosidad de 40 cp a condiciones de yacimiento, esto en las formaciones Brechas Dolomitizadas del Cretácico Superior (BKS) y Calizas del Cretácico Medio (KM) y Cretácico Inferior (KI). El pozo delimitador Tekel-1DL se perforó entre los años 2012 y 2013. La porosidad promedio de la roca almacén es del orden del 8%, con permeabilidad de 3000 mD, y saturación de agua de aproximadamente 14%.

El campo Utsil actualmente no cuenta con pozos productores. El pozo exploratorio Utsil-1 fue perforado durante el 2008 y resultó productor de aceite extrapesado de 10 °API en las formaciones Brechas Dolomitizadas BKS, y Calizas KI y KM. Estas formaciones tienen una porosidad promedio de 8%, permeabilidad de 3000 mD y saturación de agua de aproximadamente 14%.

El campo Ayatsil tiene una producción total de 314 mb y 31 mmpc hasta el mes de julio de 2015, comenzando su producción en el mes de febrero de 2015.

En ninguno de los yacimientos de los campos Ayatsil, Tekel y Utsil se cuenta con la presencia de condensado, o gas natural no asociado.

b) Ubicación

Las asignaciones A-0032-M-Campo Ayatsil, A-0327-M-Campo Tekel, y A-0361-M-Campo Utsil se localizan en aguas territoriales del Golfo de México a 130 km al Noroeste de Ciudad del Carmen, Campeche en un tirante de agua de 120 a 135 m. En su conjunto las asignaciones tienen un área de 141.79 km², conformadas por 177 bloques y 72 vértices, de los cuales 109 bloques y 36 vértices corresponden al campo Ayatsil, 36 bloques y 26 vértices al campo Tekel, y 32 bloques y 10 vértices al campo Utsil. En la Fig. 1 se puede observar la ubicación geográfica de las asignaciones y la superficie asignada.

APP X

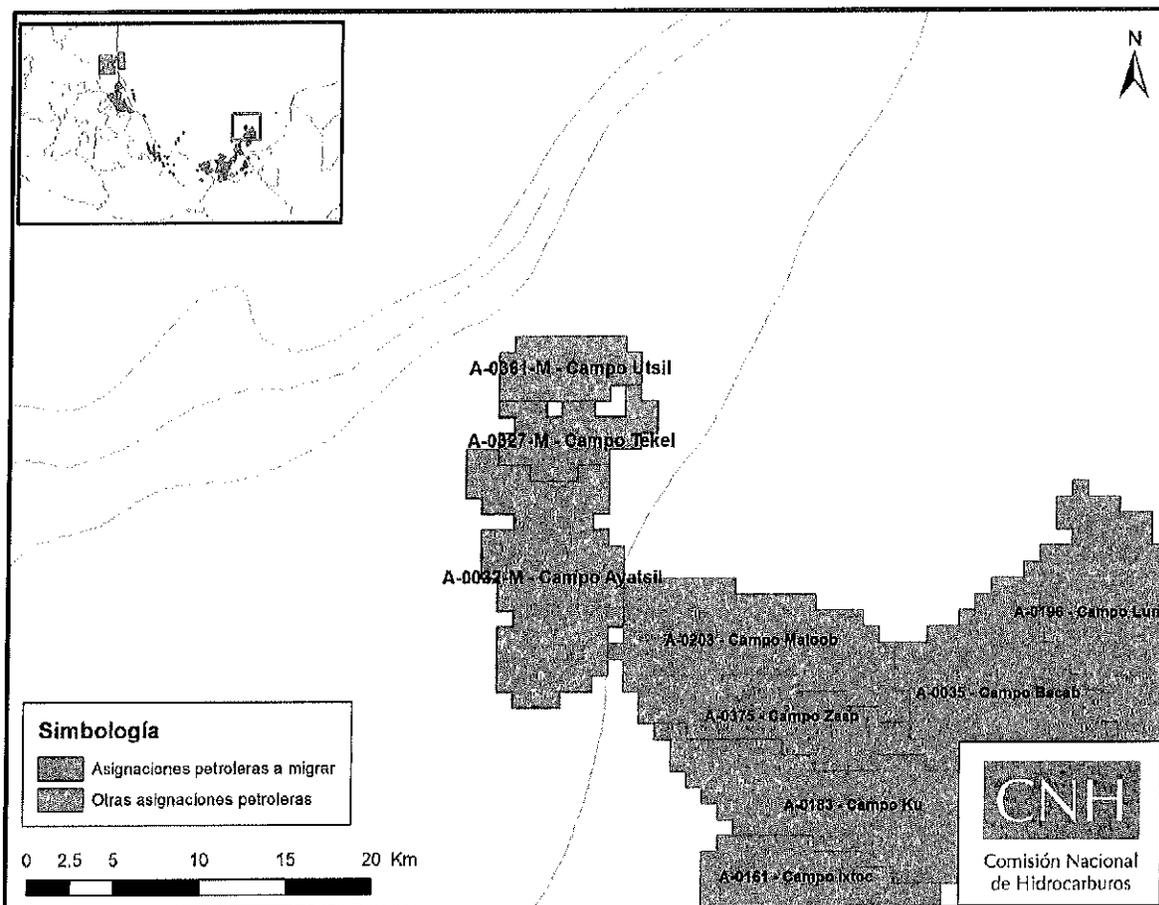


Fig. 1. Ubicación geográfica de las asignaciones A-0032-M-Campo Ayatsil, A-0327-M-Campo Tekel y A-0361-M-Campo Utsil (Fuente: CNH con datos de PEP).

APP

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. Estos escenarios se presentan para las asignaciones por separado y agrupadas. 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 presentados por PEP fueron generados mediante el uso de modelos de simulación numérica de los yacimientos BKS y KM. Dichos modelos de simulación están basados en los modelos geológicos, en los cuales se representan las características del yacimiento tales como: estructura del yacimiento, distribución de propiedades petrofísicas como porosidad, relación neto a bruto y saturación de agua, además de incluir las características de interacción roca – fluidos; esto con la finalidad de reproducir las condiciones de presión-producción del yacimiento.

Los campos Ayatsil, Tekel y Utsil se localizan al Oeste franco de los yacimientos Ku, Maloob y Zaap, separados por dos fallas principales con dirección Norte-Sur. Del análisis del comportamiento de las presiones a un mismo plano de referencia de 3000 mvbnm, se observa que los campos Ayatsil, Tekel y Utsil (ATU) tienen una tendencia similar de presión a la de los campos del complejo Ku-Maloob-Zaap (KMZ).

Dicho comportamiento de presión en KMZ y ATU se presenta por el hecho de compartir un acuífero regional común a nivel del Cretácico. El desarrollo de los campos del complejo KMZ ha provocado la disminución de la presión en los campos Ayatsil, Tekel y Utsil, debido a esto, el ajuste del histórico de presión se realizó de forma integral en los campos mencionados.

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

Escenario Base-Ronda Cero

Este escenario incluye la actividad, inversión y gastos de operación aprobados para el otorgamiento de las Asignaciones en el proceso denominado Ronda Cero.

El plan de desarrollo para el campo Ayatsil contempla lo siguiente:

- Perforación de 14 pozos de desarrollo.
- Construcción de 2 gasoductos.
- Un barco de proceso y almacenamiento (FPSO).

- Los pozos Ayatsil-1, Ayatsil-DL1, Ayatsil-127, Ayatsil-133 y Ayatsil-283 son metas físicas consideradas en el año 2014, por lo que no fueron consideradas como metas físicas para Ronda Cero, pero sí su perfil de producción para su evaluación.
- El pozo Ayatsil-DL1 presenta producción en 2014-2015.
- Construcción de 4 plataformas de perforación que son metas físicas consideradas en el año 2014, por lo que no fueron consideradas como metas físicas para Ronda Cero.

Las premisas para el desarrollo del campo Tekel de acuerdo a lo presentado en la Ronda Cero son:

- Perforación de 11 pozos de desarrollo
- Recuperación de 1 pozo (reparación mayor)
- Construcción e instalación de 1 plataforma de perforación
- Construcción e instalación de 1 oleoducto 20" x 3.8 km
- Construcción e instalación de 1 oleogaseoducto 20" x 5.7 km

El plan de desarrollo del campo Utsil para el escenario Base Ronda Cero considera lo siguiente:

- Perforación de 7 pozos de desarrollo.
- Terminación de 7 pozos de desarrollo.
- Recuperación de 1 pozo (reparación mayor).
- Una plataforma de perforación.
- Construcción e instalación de 1 Oleoducto de 6.4 km.
- Construcción e instalación de 1 Oleogaseoducto de 13 km.
- La producción de hidrocarburos obtenida en la plataforma PP-Utsil-A, será enviada al barco de procesamiento FPSO Ayatsil-Tekel.

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

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Ayatsil	55.8	84.6	86.0	70.5	64.8	58.8	53.5	48.3	45.2	42.2	41.5	38.4
Tekel	9.2	25.0	45.0	51.3	47.2	39.4	34.3	30.1	26.5	24.2	18.0	
Utsil	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	14.5	23.5	23.8	23.1	22.5
Agrupación ATU	65.1	109.5	131.0	121.8	112.0	98.2	90.8	92.9	95.2	90.1	82.7	61.0

	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	Total mmb
Ayatsil	37.5	37.3	36.7								292.6
Tekel											127.9
Utsil	21.9	20.9	18.8	18.4	17.9	17.5	17.1	16.7	16.1	8.5	103.9
Agrupación ATU	59.5	58.2	55.5	18.4	17.9	17.5	17.1	16.7	16.1	8.5	524.4

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

La Tabla 2 muestra los pronósticos de producción de gas del Escenario Ronda Cero.

ARD R

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Ayatsil	7.0	9.9	9.8	8.0	7.4	6.7	6.0	5.4	5.2	4.8	4.7	4.4
Tekel	1.0	2.8	5.0	5.7	5.2	4.4	3.8	3.3	2.9	2.7	2.0	
Utsil							0.3	1.5	2.5	2.5	2.4	2.4
Agrupación ATU	8.0	12.6	14.8	13.7	12.6	11.0	10.2	10.3	10.6	10.0	9.2	6.7

	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	Total mmmpc
Ayatsil	4.3	4.1	4.1								33.5
Tekel											14.2
Utsil	2.3	2.2	2.0	1.9	1.9	1.8	1.8	1.7	1.7	0.9	10.8
Agrupación ATU	6.6	6.3	6.0	1.9	1.9	1.8	1.8	1.7	1.7	0.9	58.6

Tabla 2. Pronósticos de producción de gas - Escenario Base Ronda Cero en mmmpc (Fuente: PEP).

Escenario Base-Modificado

El escenario Base Modificado refleja la situación y disponibilidad de recursos actual para las Asignaciones. Las premisas del ajuste, realizadas por PEP, para este escenario consideran principalmente:

- ✓ Plan de desarrollo acorde con las capacidades financieras y presupuesto actual de PEP para la explotación del campo (después del recorte presupuestal sufrido a finales del 2014).
- ✓ Condiciones de mercado sobre los precios actuales de los hidrocarburos.
- ✓ Tipo de cambio de dólares a pesos al primer trimestre de 2015.
- ✓ Escasa disponibilidad de equipos de perforación con un contrato celebrado por PEP que esté vigente.
- ✓ Reservas actualizadas al 1 de enero de 2015.

Este escenario de producción considera lo siguiente para los campos Ayatsil, Tekel y Utsil:

- Horizonte de análisis 2015-2070 y reservas al 01 de enero 2015; con agotamiento de reserva 2P al 96% - Ayatsil.
- Horizonte de análisis 2016-2028 y reservas al 01 de enero 2015; con agotamiento de reserva 2P al 100% - Tekel
- Horizonte de análisis 2016-2026 y reservas al 01 de enero 2015; con agotamiento de reserva 2P al 100% - Utsil
- Escenario desarrollado en POT I-2015 (Programa Operativo Trimestral) ajustado de acuerdo al presupuesto 2015
- Perforación y terminación de 36 pozos en el periodo 2016-2021 y 2 RMA en periodo 2016-2018, con una producción promedio por pozo de 5,000 BPD para Ayatsil-Tekel y 3,000 BPD para Utsil
- Manejo y acondicionamiento de crudo extrapesado en un FPSO y Flexibilidad Operativa
- Plataforma habitacional/generación eléctrica.
- Construcción e instalación de 14 ductos:
 - 1 oleogasoducto de 16" x 5.0 km de PP-Ayatsil-C a PLEM-2 de FPSO (L-1)
 - 1 oleogasoducto de 16" x 4.5 km de PP-Ayatsil-D a PLEM-1 de FPSO (L-3)
 - 1 oleogasoducto de 20" x 6.8 km de PP-Ayatsil-A a PLEM-1 de FPSO (L-4)
 - 1 gasoducto de 12" x 16.2 km de PP-Zaap-C a PLEM-1 de FPSO (L-6)
 - 1 oleoducto de 12" x 1.5 km de disparo submarino en L-7 a PP-Ayatsil-A (L-9)

- 1 oleoducto de 8" x 1.5 km de disparo submarino en L-7 a PP-Ayatsil-C (L-10)
- 1 oleoducto de 8" x 2.8 km de PP-Ayatsil-A a PP-Ayatsil-D (L-11)
- 1 gasoducto de 8" x 12.8 km de PLEM-1 de FPSO a PP-Maloob-A (L-15)
- 1 oleoducto de 30" x 42.2 km de PLEM-1 a CP-Akal-L (L-16)
- 1 oleogasoducto de 12" x 6.4 km de PP-Utsil-A a PP-Tekel-A (L-UT-1)
- 1 oleoducto 20" x 3.8 km de Interc. subm. de L-7 a PP-Tekel-A (L-12)
- 1 oleogasoducto 16" x 5.7 km de PP-Tekel-A a PLEM-2 de FPSO (L-5)
- 1 oleoducto de 10" x 6.4 km de PP-Tekel-A a PP-Utsil-A (L-UT-2)
- 1 gasoducto de 12" x 10.2 km de PLEM-1 de FPSO a PP-Utsil-A (L-UT-3)

La Tabla 3 muestra los pronósticos de producción de aceite del Escenario Base-Modificado.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Ayatsil	37.8	64.9	72.1	70.7	66.7	62.2	56.2	49.4	48.3	46.6	43.0	40.1	38.8	37.9	36.3	33.1	32.0	31.2	29.1
Tekel			9.1	21.4	34.5	54.9	53.1	43.6	37.7	32.1	27.4	25.9	24.4						
Utsil			1.6	7.9	13.5	19.2	19.9	18.9	17.5	15.9	15.1								
Agrupación ATU	37.8	64.9	82.7	100.0	114.7	136.2	129.2	112.0	103.5	94.6	85.5	66.0	63.1	37.9	36.3	33.1	32.0	31.2	29.1

	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
Ayatsil	26.1	24.3	24.3	22.7	21.2	20.9	20.8	20.6	20.5	20.3	20.1	19.9	17.4	14.6	14.5	14.4	14.2	14.0	13.9
Tekel																			
Utsil																			
Agrupación ATU	26.1	24.3	24.3	22.7	21.2	20.9	20.8	20.6	20.5	20.3	20.1	19.9	17.4	14.6	14.5	14.4	14.2	14.0	13.9

	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	Total mmb
Ayatsil	13.8	13.7	12.7	11.0	11.0	10.9	10.9	10.8	10.8	10.8	10.7	10.7	10.6	10.6	10.6	10.5	10.5	530.1
Tekel																		133.0
Utsil																		47.3
Agrupación ATU	13.8	13.7	12.7	11.0	11.0	10.9	10.9	10.8	10.8	10.8	10.7	10.7	10.6	10.6	10.6	10.5	10.5	710.4

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

La Tabla 4 muestra los pronósticos de producción de gas del Escenario Base-Modificado.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Ayatsil	4.4	7.6	8.4	8.2	7.8	7.3	6.5	5.8	5.6	5.4	5.0	4.7	4.5	4.4	4.2	3.9	3.7	3.6	3.4
Tekel			1.0	2.4	3.8	6.1	5.9	4.9	4.2	3.6	3.0								
Utsil			0.2	0.8	1.4	2.0	2.1	2.0	1.8	1.7	1.4								
Agrupación ATU	4.4	7.6	9.6	11.4	13.0	15.3	14.5	12.6	11.7	10.7	9.4	4.7	4.5	4.4	4.2	3.9	3.7	3.6	3.4

APP. JP

	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
Ayatsil	3.0	2.8	2.8	2.7	2.5	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.3	2.3	2.0	1.7	1.7	1.7	1.7	1.6	1.6
Tekel																			
Utsil																			
Agrupación ATU	3.0	2.8	2.8	2.7	2.5	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.3	2.3	2.0	1.7	1.7	1.7	1.7	1.6	1.6

	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	Total mmmpc
Ayatsil	1.6	1.6	1.5	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	61.8
Tekel																		12.7
Utsil																		4.8
Agrupación ATU	1.6	1.6	1.5	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	79.4

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

Escenario Incremental

El escenario Incremental para la agrupación Ayatsil, Tekel y Utsil refleja el punto de partida si la procedencia de migración se da en sentido positivo. El escenario propuesto considera muchas de las tecnologías que se conocen hoy en día, lo cual otorga una mayor rentabilidad en el proyecto con sus respectivos riesgos. Las premisas para el proyecto agrupado Ayatsil, Tekel, y Utsil de acuerdo al escenario incremental serán descritas a continuación:

- Horizonte de análisis 2016-2046 y reservas al 01 de enero 2015; con agotamiento de reserva 3P al 100% - Ayatsil
- Horizonte de análisis 2016-2029 y reservas al 01 de enero 2015; con agotamiento de reserva 3P al 100% - Tekel
- Horizonte de análisis 2016-2035 y reservas al 01 de enero 2015; con agotamiento de reserva 3P al 100% - Utsil
- Considera movimiento de equipo con 15% de reducción en tiempos de perforación para los campos Ayatsil y Tekel
- Perforación y terminación de 28 pozos multilaterales adicionales al escenario Base así como 5 pozos desviados en el campo Utsil.
- Producción promedio por pozo de 7,000 BPD para Ayatsil-Tekel y 9,000 BPD en los pozos adicionales (multilaterales) y 5,000 BPD para el campo Utsil.
- De acuerdo al volumen de producción a manejar en este escenario se considera infraestructura adicional de bombeo multifásico para las 6 plataformas, deshidratación y desalado, así como turbogenerador.
- Manejo y acondicionamiento de crudo extrapesado en un FPSO y Flexibilidad Operativa.
- Una plataforma habitacional /generación eléctrica
- Construcción e instalación de 14 ductos:
 - 1 oleogasoducto de 16" x 5.0 km de PP-Ayatsil-C a PLEM-2 de FPSO (L-1)
 - 1 oleogasoducto de 16" x 4.5 km de PP-Ayatsil-D a PLEM-1 de FPSO (L-3)
 - 1 oleogasoducto de 20" x 6.8 km de PP-Ayatsil-A a PLEM-1 de FPSO (L-4)
 - 1 gasoducto de 12" x 16.2 km de PP-Zaap-C a PLEM-1 de FPSO (L-6)
 - 1 oleoducto de 12" x 1.5 km de disparo submarino en L-7 a PP-Ayatsil-A (L-9)
 - 1 oleoducto de 8" x 1.5 km de disparo submarino en L-7 a PP-Ayatsil-C (L-10)
 - 1 oleoducto de 8" x 2.8 km de PP-Ayatsil-A a PP-Ayatsil-D (L-11)

- 1 gasoducto de 8" x 12.8 km de PLEM-1 de FPSO a PP-Maloob-A (L-15)
- 1 oleoducto de 30" x 42.2 km de PLEM-1 a CP-Akal-L (L-16)
- 1 oleoducto 20" x 3.8 km de Interc. subm. de L-7 a PP-Tekel-A (L-12)
- 1 oleogasoducto 16" x 5.7 km de PP-Tekel-A a PLEM-2 de FPSO (L-5)
- 1 oleogasoducto de 16" x 6.4 km de PP-Utsil-A a PP-Tekel-A (L-UT-1)
- 1 oleoducto de 10" x 6.4 km de PP-Tekel-A a PP-Utsil-A (L-UT-2)
- 1 gasoducto de 12" x 10.2 km de PLEM-1 de FPSO a PP-Utsil-A (L-UT-3)

La Tabla 5 muestra los pronósticos de producción de aceite del Escenario Incremental.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Ayatsil	62.0	106.9	89.6	72.7	94.5	107.6	118.0	116.4	92.2	76.3	63.8	59.7	53.7	49.2	46.0	35.8	25.0
Tekel		5.8	35.4	52.4	42.7	32.3	34.8	43.9	47.6	36.9	29.8	26.5	23.2	11.3			
Utsil			3.0	15.1	28.4	34.6	36.5	32.6	22.4	18.1	13.7	11.1	9.2	9.1	8.9	8.8	8.6
Agrupación ATU	62.0	112.7	128.0	140.1	165.7	174.5	189.3	192.9	162.2	131.4	107.4	97.3	86.1	69.6	54.9	44.6	33.6

	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	Total mmb
Ayatsil	24.0	24.0	24.0	24.3	24.1	22.4	21.3	21.1	20.9	20.7	20.3	18.8	18.7	18.3		574.3
Tekel																154.4
Utsil	8.5	8.3	7.5													104.0
Agrupación ATU	32.5	32.4	31.5	24.3	24.1	22.4	21.3	21.1	20.9	20.7	20.3	18.8	18.7	18.3		832.6

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

La Tabla 6 muestra los pronósticos de producción de gas del Escenario Incremental.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Ayatsil	5.7	14.3	13.6	11.0	13.9	16.7	15.6	13.0	11.7	10.3	7.2	5.6	4.9	3.1	2.4	2.0	2.0
Tekel		0.7	4.2	6.1	4.9	3.6	4.1	5.5	5.0	4.4	3.1	2.9	2.4				
Utsil			0.3	1.4	2.6	3.4	2.7	2.3	1.7	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.1	1.1	0.9
Agrupación ATU	5.7	15.0	18.0	18.6	21.5	23.7	22.5	20.8	18.5	16.0	11.6	9.7	8.5	4.2	3.5	3.1	2.9

	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	Total mmmpc
Ayatsil	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.5	66.7
Tekel																17.2
Utsil	0.8	0.8	0.7	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.8	0.8	0.7	0.5	0.5	11.0
Agrupación ATU	2.8	2.8	2.7	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.5	2.0	2.0	2.0	2.0	1.5	94.9

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

RDP

Comparativo de los escenarios de producción

A continuación se presenta el comparativo de los pronósticos de producción de aceite y gas de los distintos escenarios y para las asignaciones separadas y en asociación. En las Fig. 2 y 3 se observa la comparación de los pronósticos de producción de aceite y de gas, respectivamente, para los tres escenarios considerados en el campo Ayatsil.

En los escenarios de producción Base Ronda Cero, Base Modificado e Incremental se observa que el pico de producción para el escenario Base Ronda Cero ocurre en los años 2017 y 2018, sin embargo, para el caso Incremental se observa que se incrementa la producción desde 2016 y se llega al pico de producción en el año 2022 derivado del incremento en tres veces la cantidad de pozos perforados respecto al escenario Base Ronda Cero.

Con el adelanto en las actividades y con los demás cambios en las actividades físicas del escenario Incremental con respecto a los otros dos escenarios, como la perforación de más pozos principalmente, la producción de aceite se adelanta manteniendo una meseta de aproximadamente 118 mbd entre el 2021 y 2023.

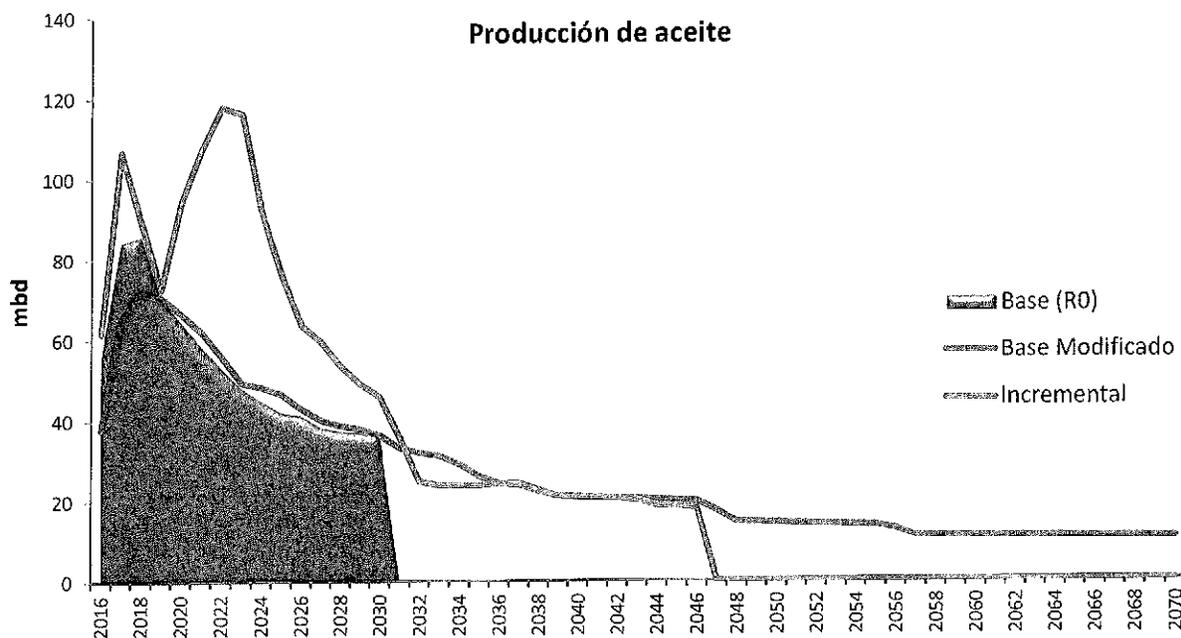


Fig. 2. Perfiles de producción de aceite del campo Ayatsil (Fuente: PEP).

ARP

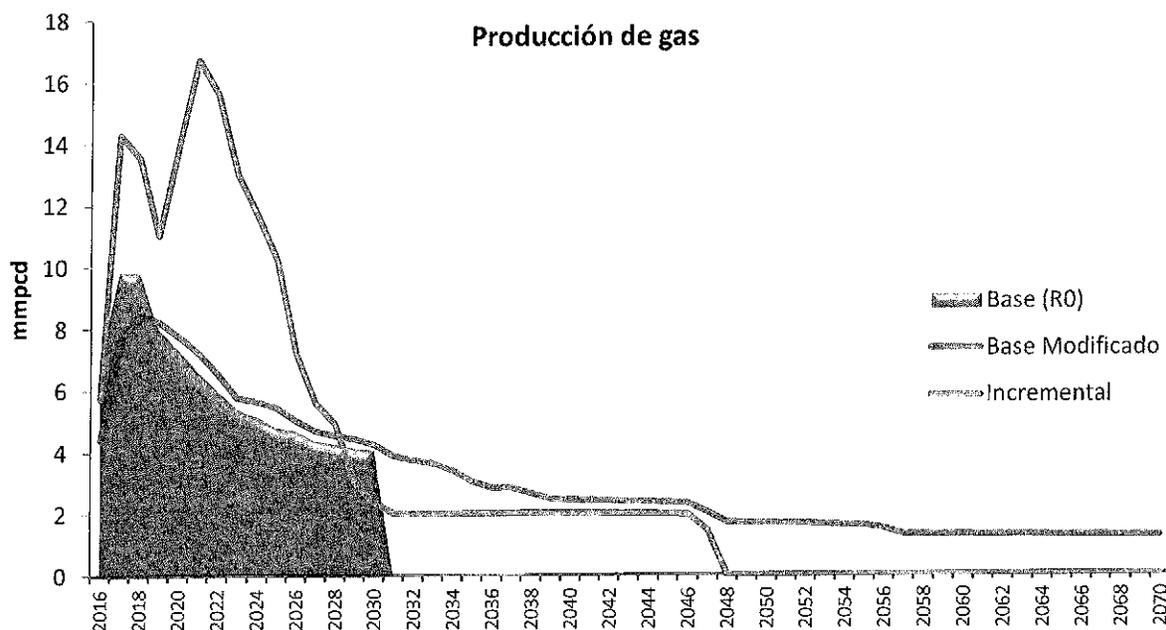


Fig. 3. Perfiles de producción de gas natural asociado del campo Ayatsil (Fuente: PEP).

En las Fig. 4 y 5 se presentan los pronósticos de producción de aceite y gas, respectivamente, para los tres escenarios del campo Tekel. El escenario Base Ronda Cero permite obtener un pico de producción de 51.3 mbd en el 2019 al igual que el escenario Incremental, que en 2019 alcanza su pico de producción de 52.4 mbd, sin embargo, la perforación de 4 pozos en 2021 y 2022 permiten regresar a una producción de 47.6 mbd en el año 2024.

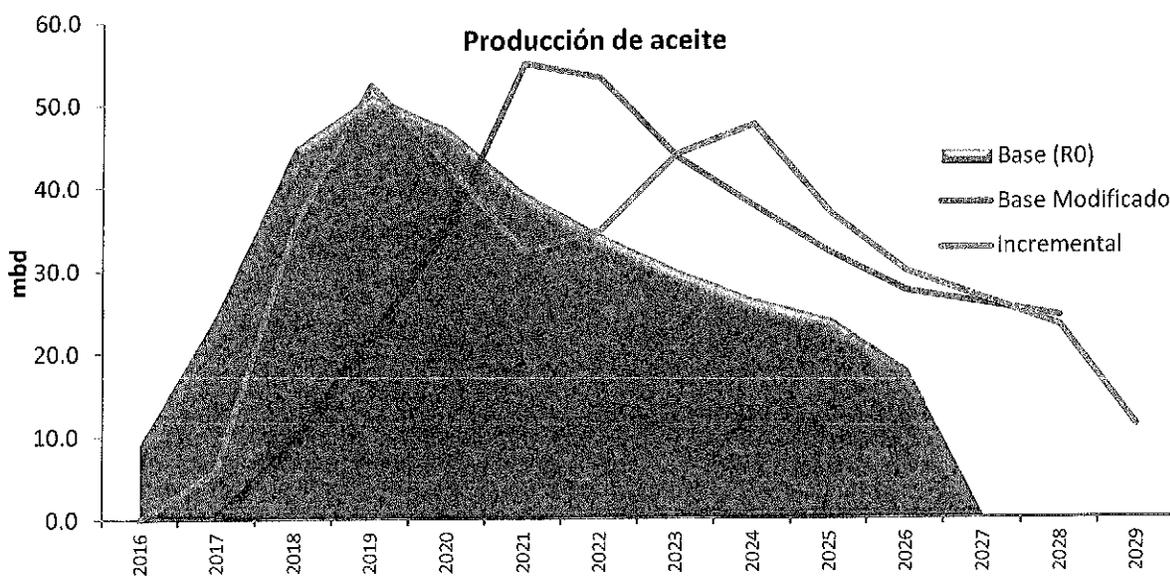


Fig. 4. Perfiles de producción de aceite del campo Tekel (Fuente: PEP).

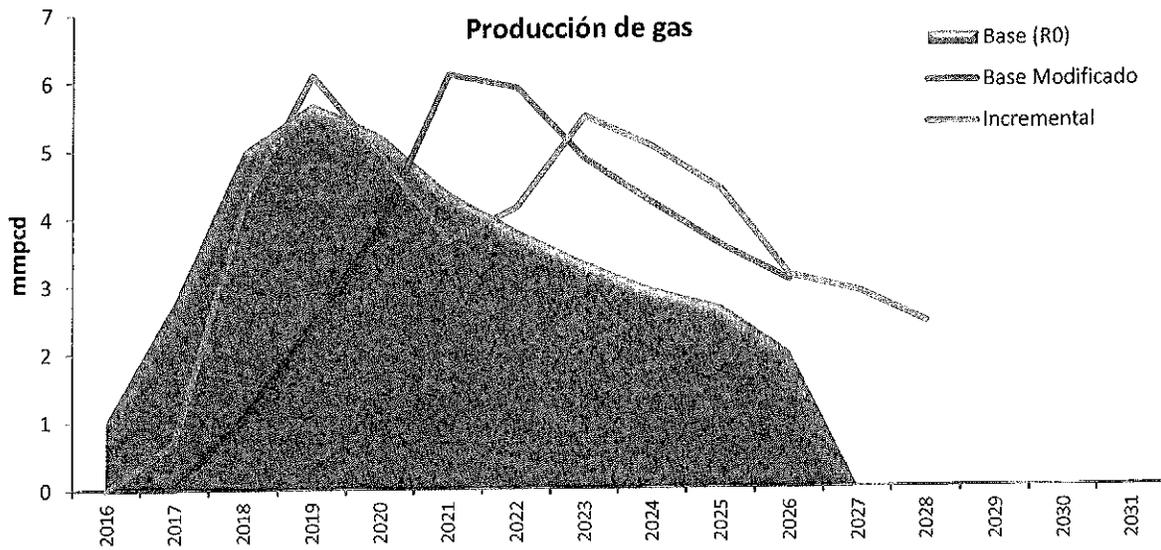


Fig. 5. Perfiles de producción de gas natural asociado del campo Tekel (Fuente: PEP).

En las Fig. 6 y 7 se presentan los pronósticos de producción de aceite y gas, respectivamente, para los tres escenarios del campo Utsil. Se observa un incremento de producción de aceite y gas del escenario Incremental respecto al escenario Base Ronda Cero, debido a que se busca agotar la reserva 3P al 100%. Además, el escenario Incremental alcanza su pico de producción de aceite en 2022, es decir, 3 años antes que el escenario Base Ronda Cero debido al adelanto de las actividades de perforación de pozos.

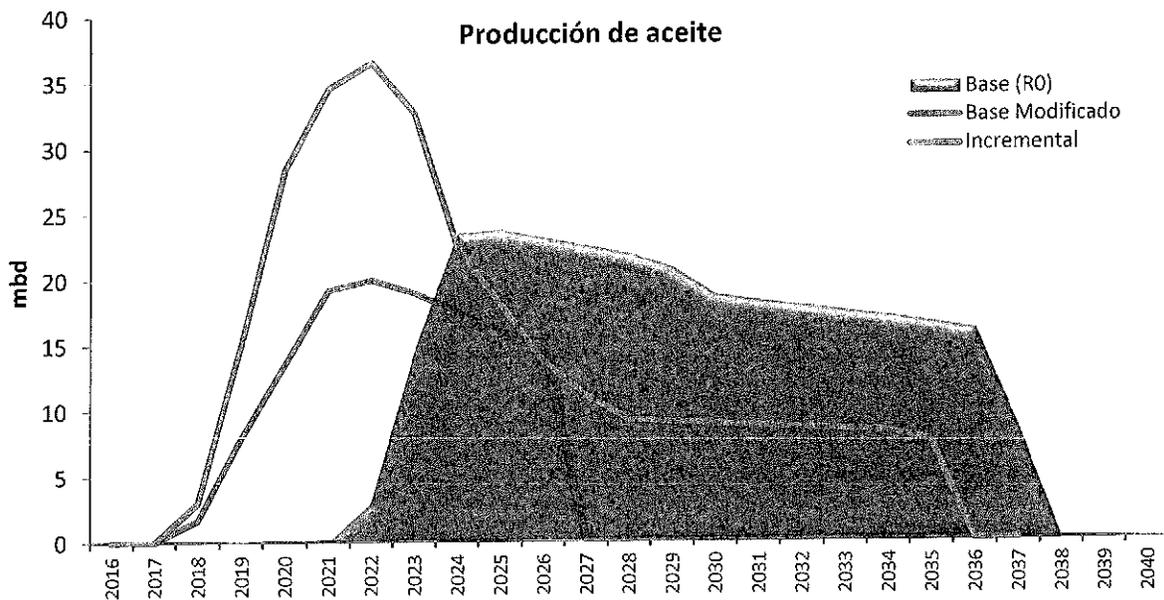


Fig. 6. Perfiles de producción de aceite del campo Utsil (Fuente: PEP).

ARP

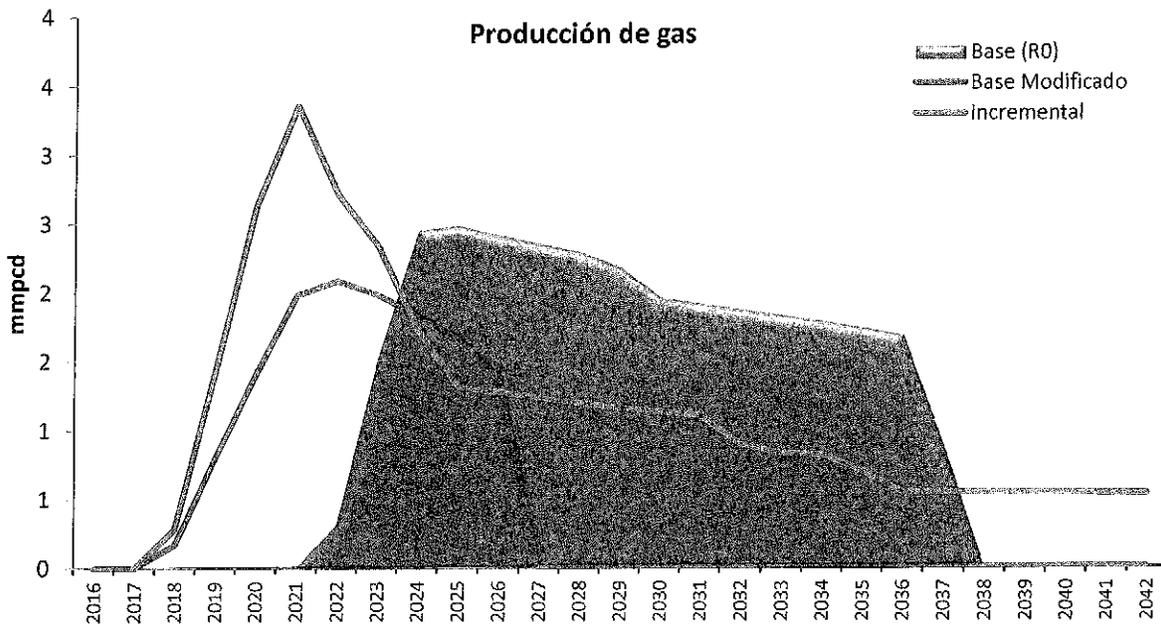


Fig. 7. Perfiles de producción de gas del campo Utsil (Fuente: PEP).

En las Fig. 8 y 9 se presentan los pronósticos de producción de aceite y gas, respectivamente, para los tres escenarios de la agrupación Ayatsil, Tekel y Utsil. La producción de aceite y gas de la agrupación corresponde con la suma de la producción de dichas asignaciones en los escenarios correspondientes, y permite observar que el escenario Incremental presenta mayor producción que el escenario Base Ronda Cero y que el escenario Base Modificado, debido principalmente al incremento y adelanto de actividades físicas.

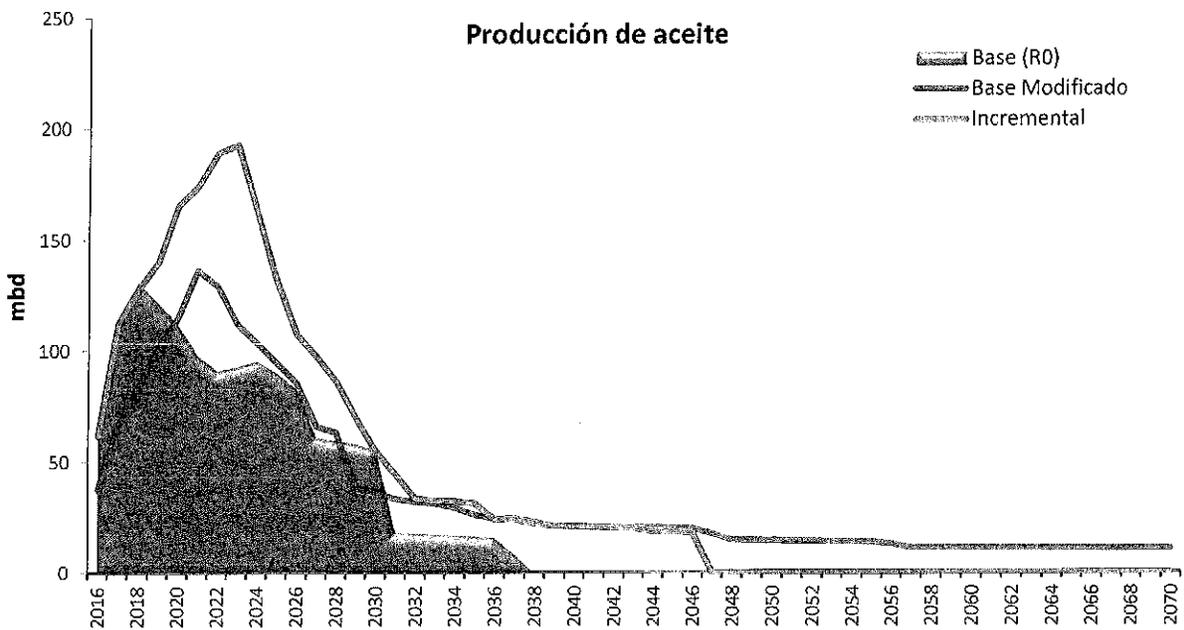


Fig. 8. Perfiles de producción de aceite de la agrupación Ayatsil, Tekel y Utsil (Fuente: PEP).

APP

18

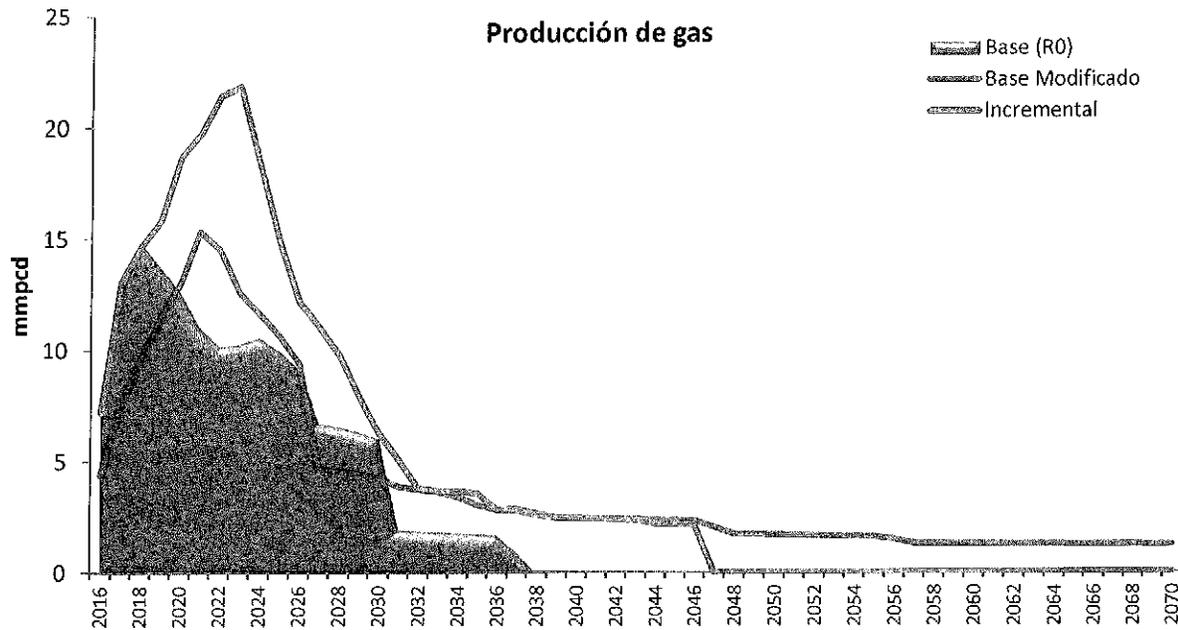


Fig. 9. Perfiles de producción de gas de la agrupación Ayatsil, Tekel y Utsil (Fuente: PEP).

En la Fig. 10 se muestra el comparativo de los volúmenes de hidrocarburos a recuperar considerando cada uno de los escenarios en las asignaciones solas y en agrupación. El volumen acumulado se considera a partir del 2016 en todos los escenarios. Se observa que en los tres escenarios para los tres campos y para la agrupación, el escenario Incremental es el que presenta mayor volumen de hidrocarburos en comparación del escenario Base Ronda Cero y Base Modificado, gracias a que las actividades consideradas para este escenario están encaminadas al agotamiento de la reserva 3P en un 100% para los tres campos de la agrupación Ayatsil, Tekel y Utsil.

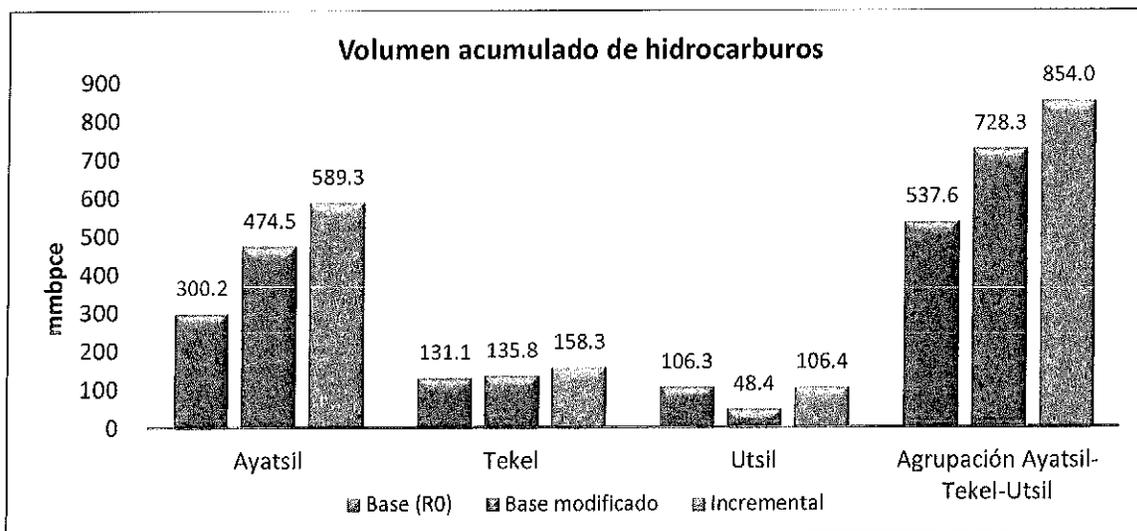


Fig. 10. Comparativo de volúmenes de hidrocarburos a recuperar en los horizontes presentados de los campos Ayatsil, Tekel y Utsil, así como su agrupación (Fuente: CNH con datos de PEP).

b) Incorporación de reservas adicionales

La Tabla 7 muestra el volumen original de aceite y gas al 1 de enero de 2015.

Campo	Aceite	Gas
	mmb	mmmpc
Ayatsil	3,618.9	375.9
Tekel	968.8	112.6
Utsil	811.1	136.6
Agrupación Ayatsil-Tekel-Utsil	5,398.80	625.10

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

Las Tablas 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	Gas	PCE
		mmb	mmmpc	mmb
Ayatsil	1P	309.6	31.6	316.7
	2P	555.9	56.8	568.7
	3P	580.4	59.4	593.8
Tekel	1P	16.1	1.9	16.5
	2P	127.9	14.9	131.2
	3P	160.5	18.7	164.7
Utsil	1P	26.8	4.8	26.8
	2P	46.7	7.9	46.7
	3P	104.0	17.7	104.0
Agrupación Ayatsil-Tekel-Utsil	1P	352.5	38.3	360
	2P	730.5	79.6	746.6
	3P	844.9	95.8	862.5

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

Campo	Categoría	Aceite	Gas	PCE
		mmb	mmmpc	mmb
Ayatsil	1P	309.6	31.6	316.2
	2P	555.9	56.7	567.7
	3P	580.4	59.4	592.8
Tekel	1P	58.9	6.6	60.3
	2P	133.0	14.8	136.1
	3P	154.4	18.0	158.2
Utsil	1P	26.8	2.7	26.8
	2P	46.7	4.7	46.7
	3P	104.0	10.7	104.0
Agrupación Ayatsil-Tekel-Utsil	1P	395.3	40.9	403.3
	2P	735.6	76.2	750.5
	3P	838.8	88.1	855

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

Para la agrupación Ayatsil, Tekel y Utsil, no se consideran actividades exploratorias para los escenarios Base Ronda Cero, Base Modificado e Incremental, por lo que no se incorporan reservas por dicha actividad, sin embargo, la estrategia para desarrollar los pozos ubicados en la reserva posible (3P) de la agrupación permitirá reclasificar las reservas de estos campos a reservas probadas y probables.

Las reservas poseen un valor económico asociado a las inversiones, a los costos de operación y mantenimiento, a los pronósticos de producción y a los precios de venta de los hidrocarburos.

La explotación de las reservas requiere inversiones para las estrategia de explotación documentadas en los proyectos de inversión como la perforación y terminación de pozos, la realización de reparaciones mayores, la implementación de sistemas artificiales de producción, la aplicación de procesos de recuperación secundaria y mejorada, y la construcción y optimización de infraestructura e instalaciones superficiales entre otros elementos.

PEP espera que con la asociación se cuente con un socio líder en implementación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, tales como inyección de fluidos al yacimiento para el remplazo de éstos por el aceite de la matriz; tecnología para reducir la movilidad del agua y aumentar la movilidad del aceite, incrementándose con ello el factor de recuperación de hidrocarburos al 13.2% para la agrupación, ya que operándolo únicamente PEP se alcanzaría el valor anteriormente mencionado. Lo anterior permitirá incrementar las reservas de hidrocarburos certificadas al 1 de enero del 2015.

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

De acuerdo a la información presentada por PEP, el gasto de operación que se incluye en los escenarios se desglosa en los siguientes conceptos:

- Administración del Corporativo
- Compras interorganismos
- Mano de Obra
- Materiales
- Reserva Laboral
- Servicios Corporativos
- Servicios Generales
- Otros

Debido a que actualmente solo se cuenta con un pozo en producción (Ayatsil-DL1), PEP tomó como referencia los gastos del Activo de Producción Ku Maloob Zaap para estimar los gastos de operación y mantenimiento obteniendo como resultado que para los campos Ayatsil y Tekel se estimó un factor del gasto de 3.0 USD/BPCE y para el campo Utsil se considera un factor del gasto de 5.5 USD/BPCE.

PEP tiene 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, el escenario Incremental 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 le ayuden a mejorar, optimizar y aumentar aún más su 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 un 10% debido a la optimización, integración y simplificación de actividades productivas, para la operación de los campos.

Para los campos Ayatsil y Tekel dada la calidad del crudo que producen PEP considera que por cada barril de Crudo Extrapesado producido se requieren 0.83 barriles de Crudo Ligero Marino y para el campo Utsil por cada barril de Crudo Extrapesado se requieren 0.91 barriles de Crudo Ligero Marino, para lograr una mezcla de 21 °API. Con base en los volúmenes de Crudo Ligero Marino y con un precio del crudo de 35 °API PEP estima los gastos para este rubro.

Respecto a las inversiones, la metodología para la estimación de la inversión en infraestructura, utilizada por PEP, se realiza mediante una predicción de costos basada en la información disponible de: 1) contratos vigentes de obras y servicios de campos vecinos e 2) información histórica de costos registrada de campos o proyectos existentes.

Otra metodología para la estimación de costos de inversiones de infraestructura, empleada por PEP, es la del mercadeo a nivel internacional, en la cual con base en ciertas características de la obra a realizar y tipo de servicio a prestar, se aproxima estadísticamente un monto.

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 que requerirá el pozo del cual se requiere estimar su costo.

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

Escenario Base-Ronda Cero

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

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Pozos de Desarrollo											
Perforación	10	10	4	1			1	3	3		32
Terminación	10	9	5	2			1	3	3		33
Reparaciones Mayores											
Pozo Productor	1						1				2
Infraestructura											
Oleoductos (núm)	1					1					2
Oleogasoductos (núm)	1					1					2
Gasoductos (núm)	2										2
Plataformas	1					1					2

Tabla 10. Actividad física - Escenario Base Ronda Cero (Fuente: CNH con datos de PEP).

La Tabla 11 muestra la inversión del Escenario Base Ronda Cero, usando la paridad 12.9 (pesos/usd).

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Ayatsil	457.1	387.5	379.3	245.6	248.7	224.2	184.8	164.5	181.1	166.3	152.6	154.8
Tekel	119.0	191.8	144.1	92.4	43.4	22.3	68.3	26.0	44.4	49.4	20.3	
Utsil			22.1	154.5	177.0	88.3	57.2	101.4	123.9	15.7	48.6	16.0
Agrupación ATU	2182.4	3673.9	4375.7	4071.3	3758.4	3289.9	3056.4	3170.3	3293.7	3119.0	2868.1	2147.4

	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	Total
Ayatsil	125.9	135.9	156.0								3364.2
Tekel											821.3
Utsil	13.7	45.2	15.6	14.8	40.4	19.9	11.4	40.9	18.7	60.9	1086.4
Agrupación ATU	2101.1	2047.4	1948.6	682.2	668.4	650.9	636.5	619.0	600.7	315.8	5271.9

Tabla 11. Inversión - Escenario Base Ronda Cero en mmUSD (Fuente: PEP).

La Tabla 12 muestra los gastos de operación del Escenario Base Ronda Cero, usando la paridad 12.9 (pesos/usd).

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Ayatsil	1875.6	2847.1	2886.2	2372.6	2190.4	1983.6	1806.2	1634.2	1536.8	1434.3	1411.0	1309.7
Tekel	306.8	826.8	1489.6	1698.7	1568.0	1306.3	1138.1	996.8	881.0	800.8	597.6	
Utsil							112.1	539.3	876.0	884.0	859.4	837.7
Agrupación ATU	2182.4	3673.9	4375.7	4071.3	3758.4	3289.9	3056.4	3170.3	3293.7	3119.0	2868.1	2147.4

	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	Total
Ayatsil	1283.5	1272.0	1250.0								27093.1
Tekel											11610.4
Utsil	817.6	775.4	698.7	682.2	668.4	650.9	636.5	619.0	600.7	315.8	10573.7
Agrupación ATU	2101.1	2047.4	1948.6	682.2	668.4	650.9	636.5	619.0	600.7	315.8	49277.2

Tabla 12. Gastos de operación - Escenario Base Ronda Cero en mmUSD (Fuente: PEP).

Escenario Base-Modificado

La Tabla 13 muestra el calendario actividad física del Escenario Base Modificado.

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Pozos de Desarrollo											
Perforación	6	5	7	6	6	3					33
Terminación	6	6	6	6	7	5					36
Reparaciones Mayores											
Pozo Productor			2								2
Infraestructura											
Oleoductos (núm)	1		1								2
Oleogasoductos (núm)	1	1	1								3
Gasoductos (núm)		2	1								3
Plataformas	1	1	2								4
FPSO			1								1

Tabla 13. Actividad física - Escenario Base Modificado (Fuente: PEP).

La Tabla 14 muestra la inversión del Escenario Base Modificado, usando la paridad 14.3 (pesos/usd).

APP

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Ayatsil	1180.9	859.7	335.4	360.5	227.2	174.4	224.5	167.7	147.7	182.7	166.5	143.4	176.1	191.7	177.0	183.9	198.5	109.8	63.8
Tekel	181.7	89.5	161.6	173.6	272.4	275.3	124.6	133.3	138.1	98.7	104.3	80.3	39.9						
Utsil	62.3	262.7	432.1	249.5	93.2	157.1	75.6	99.1	52.8	75.8	93.7								
Agrupación ATU	1,424.8	1,211.8	928.8	783.4	592.8	606.8	424.7	400.0	338.5	357.2	364.5	223.7	216.0	191.7	177.0	183.9	198.5	109.8	63.8

	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053
Ayatsil	65.7	43.4	69.1	63.5	42.5	39.9	66.4	38.8	50.0	66.4	38.7	38.6	53.3	30.0	33.8	50.3	29.9	23.5	49.9
Tekel																			
Utsil																			
Agrupación ATU	65.7	43.4	69.1	63.5	42.5	39.9	66.4	38.8	50.0	66.4	38.7	38.6	53.3	30.0	33.8	50.3	29.9	23.5	49.9

	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	Total
Ayatsil	30.1	33.3	29.3	32.8	18.8	25.9	32.8	29.0	25.9	32.8	18.8	25.8	32.8	28.9	25.6	33.0	18.7	6639.2
Tekel																		1873.2
Utsil																		1653.8
Agrupación ATU	30.1	33.3	29.3	32.8	18.8	25.9	32.8	29.0	25.9	32.8	18.8	25.8	32.8	28.9	25.6	33.0	18.7	10166.2

Tabla 14. Inversión - Escenario Base Modificado en mmUSD (Fuente: PEP).

La Tabla 15 muestra los gastos de operación del Escenario Base Modificado, usando la paridad 14.3 (pesos/usd).

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ayatsil	732.3	1535.9	1773.7	1833.4	1819.9	1768.3	1681.2	1551.9	1564.5	1563.1	1473.6	1401.7	1386.8	1396.5
Tekel	0.0	0.0	223.2	555.6	941.0	1559.8	1590.1	1370.5	1220.9	1074.9	939.1	904.8	872.5	
Utsil	-	0.3	45.8	228.0	410.5	605.4	661.4	657.3	624.2	586.2	503.7			
Agrupación ATU	732.3	1536.2	2042.7	2617.0	3171.4	3933.5	3932.7	3579.6	3409.7	3224.2	2916.4	2306.5	2259.3	1396.5

	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Ayatsil	1366.8	1250.8	1212.2	1159.4	1057.9	947.9	884.5	882.3	823.9	768.5	762.2	754.9	750.0	743.1	738.1	730.3
Tekel																
Utsil																
Agrupación ATU	1366.8	1250.8	1212.2	1159.4	1057.9	947.9	884.5	882.3	823.9	768.5	762.2	754.9	750.0	743.1	738.1	730.3

	2046	2047	2048	2049	2050	2051	2052	2053	2054	2055	2056	2057	2058	2059	2060	2061
Ayatsil	723.9	632.8	531.9	526.9	522.1	516.6	511.7	505.2	500.8	496.6	463.8	399.6	398.0	396.5	396.1	393.4
Tekel																
Utsil																
Agrupación ATU	723.9	632.8	531.9	526.9	522.1	516.6	511.7	505.2	500.8	496.6	463.8	399.6	398.0	396.5	396.1	393.4

APP

	2062	2063	2064	2065	2066	2067	2068	2069	2070	Total
Ayatsil	392.0	390.7	390.4	388.0	386.5	385.1	384.7	382.3	381.0	47712.3
Tekel										11252.4
Utsil										4322.9
Agrupación ATU	392.0	390.7	390.4	388.0	386.5	385.1	384.7	382.3	381.0	63287.5

Tabla 15. Gastos de operación - Escenario Base Modificado en mmUSD (Fuente: PEP).

Escenario Incremental

La Tabla 16 muestra el calendario actividad física del Escenario Incremental.

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Pozos de Desarrollo											
Perforación	9	10	7	8	7	10	10	5	2		68
Terminación	9	10	6	7	9	10	10	5	2		68
Reparaciones Mayores											
Pozo Productor			1	1							2
Infraestructura											
Oleoductos (núm)	2	1									3
Oleogasoductos (núm)	2	2									4
Gasoductos (núm)		3									3
Plataformas	1	2									3
FPSO			1								1

Tabla 16. Actividad física - Escenario Incremental (Fuente: PEP).

La Tabla 17 muestra la inversión del Escenario Incremental, usando la paridad 14.3 (pesos/usd).

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Ayatsil	1407.0	733.2	462.0	358.8	563.0	532.1	494.3	388.4	300.8	182.6	200.7	185.8	155.0	180.7	205.8	180.6	200.1
Tekel	246.7	138.6	235.7	251.6	118.1	122.8	218.5	195.5	101.5	110.0	85.8	68.2	98.1	40.3			
Utsil	121.4	335.5	389.4	231.7	186.7	177.2	215.2	123.8	99.8	95.4	76.9	60.2	44.4	44.2	43.2	39.6	37.6
Agrupación ATU	1,775.1	1,207.3	1,087.2	842.2	867.7	832.1	927.9	707.8	502.0	388.0	363.4	314.2	297.5	265.2	249.0	220.1	237.8

	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	Total
Ayatsil	69.5	46.6	75.1	66.0	53.2	65.4	65.2	38.8	61.5	61.6	48.9	61.1	53.5	37.2		7534.35
Tekel																2031.49
Utsil	37.6	37.9	37.7													2435.51
Agrupación ATU	107.2	84.5	112.7	66.0	53.2	65.4	65.2	38.8	61.5	61.6	48.9	61.1	53.5	37.2		12001.35

Tabla 17. Inversión - Escenario Incremental en mmUSD (Fuente: PEP).

La Tabla 18 muestra los gastos de operación del Escenario Incremental, usando la paridad 14.3 (pesos/usd).

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ayatsil	1,196.9	2,522.1	2,191.6	1,869.6	2,561.0	3,043.8	3,507.2	3,621.0	2,946.8	2,538.5	2,170.4	2,071.2	1,908.9
Tekel		137.6	865.1	1,346.0	1,158.2	913.9	1,034.5	1,367.1	1,525.7	1,227.9	1,015.5	921.1	826.1
Utsil			81.8	429.7	856.0	1,085.6	1,206.2	1,127.7	798.6	667.3	515.5	424.4	361.6
Agrupación ATU	1196.9	2659.6	3138.5	3645.3	4575.2	5043.3	5747.8	6115.8	5271.0	4433.7	3701.3	3416.6	3096.6

	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Ayatsil	1,786.2	1,714.4	1,345.1	953.9	897.3	870.5	869.6	882.7	873.5	813.0	771.0	768.1	757.3
Tekel	409.7												
Utsil	361.2	361.1	354.8	349.7	343.3	338.2	305.4						
Agrupación ATU	2557.1	2075.5	1699.9	1303.6	1240.6	1208.7	1175.0	882.7	873.5	813.0	771.0	768.1	757.3

	2042	2043	2044	2045	2046	Total
Ayatsil	749.4	737.8	683.5	676.9	662.3	48961.13
Tekel						12748.33
Utsil						9968.12
Agrupación ATU	749.4	737.8	683.5	676.9	662.3	71677.58

Tabla 18. Gastos de operación - Escenario Incremental en mmUSD (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. El escenario Base Modificado reprograma las actividades que no fueron realizadas durante los años 2014 y 2015 y aplaza actividades consideradas en el escenario Base Ronda Cero. Los cambios del escenario incremental con respecto al Base Modificado son:

- Anticipación de la actividad física
- Aumento de perforación de pozos para el caso incremental
- Implementación de un FPSO para el caso incremental y modificado.

En las Fig. 11 y 12 se puede observar el comparativo de las actividades físicas para pozos de desarrollo y reparaciones mayores en los diferentes escenarios de producción considerando la agrupación Ayatsil-Tekel-Utsil.

ARP 8

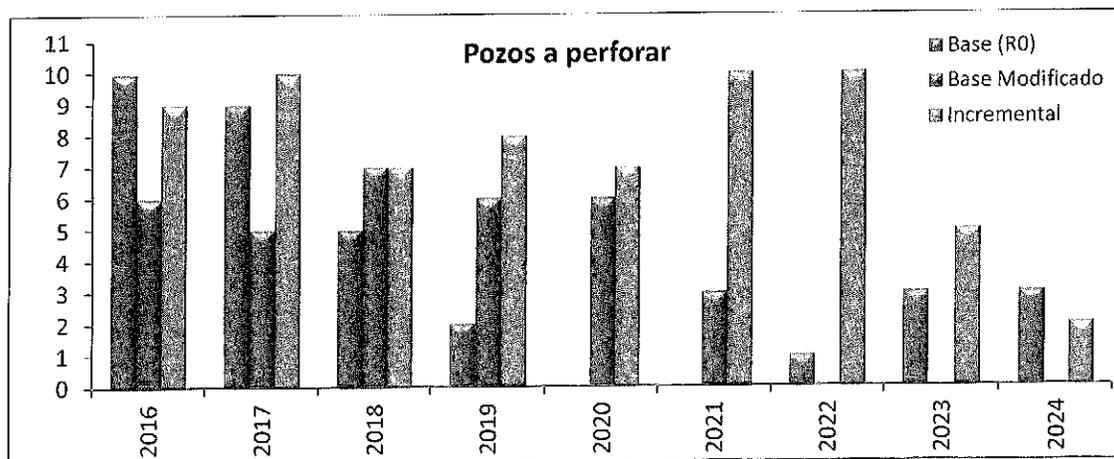


Fig. 11. Comparativo de actividades de perforación para los 3 escenarios (Fuente: CNH con PEP).

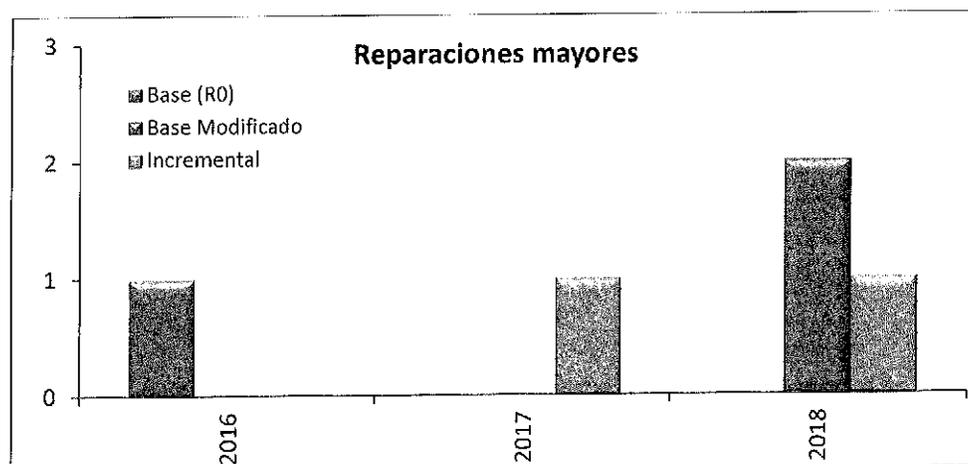


Fig. 12. Reparaciones mayores en el yacimiento BKS (Fuente: PEP).

De las actividades físicas mostradas, se puede comentar que los Escenarios Base Modificado e Incremental incluyen un programa de trabajo adicional respecto al Escenario Base de Ronda Cero, el cual considera, principalmente, un incremento en la perforación de pozos para la agrupación ATU, lo cual se traduce en una mayor recuperación de hidrocarburos en el escenario Incremental en el corto plazo y en el largo plazo.

Respecto a los gastos de operación asociados a cada escenario, en las Tablas 12, 15 y 18 y en la Fig. 13, se puede observar que durante el período de vida del campo, el gasto de operación es mayor en el Escenario incremental para la agrupación con respecto al escenario base Ronda Cero y Base, lo anterior se debe principalmente al incremento de los pozos en operación que se tienen contemplados para este escenario.

ARP

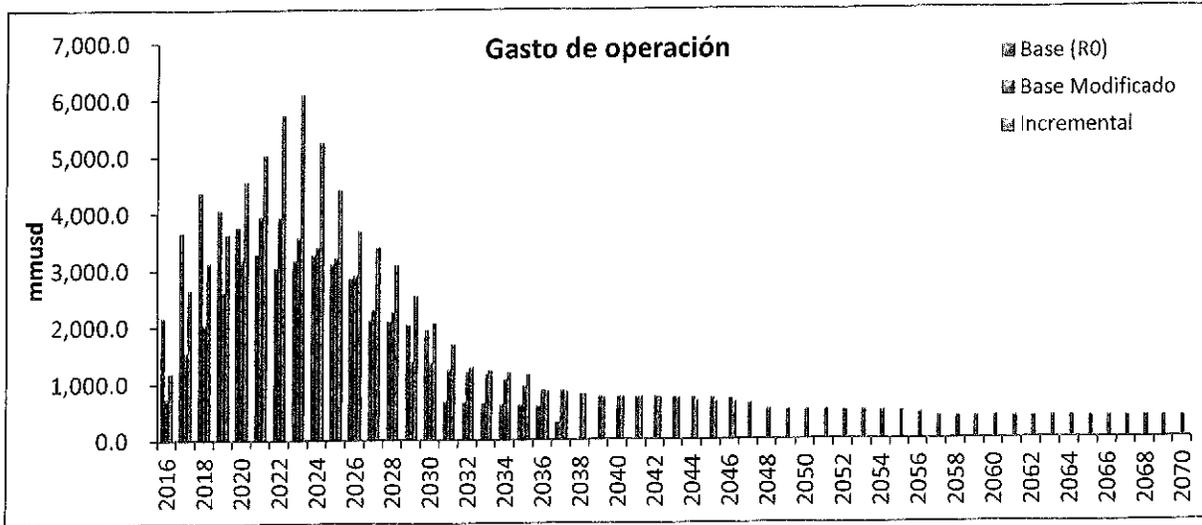


Fig. 13. Comparativo de Gastos de operación de la agrupación para los diferentes escenarios (Fuente: PEP).

La Fig. 14 muestra de forma gráfica el comparativo de los gastos de operación totales en cada uno de los escenarios. En general, se observa que los gastos de operación en el escenario Incremental son mayores debido, en gran medida, a que al existir un incremento en la producción de crudo pesado, es necesario comprar mayores cantidades de crudo ligero para diluir el fluido producido.

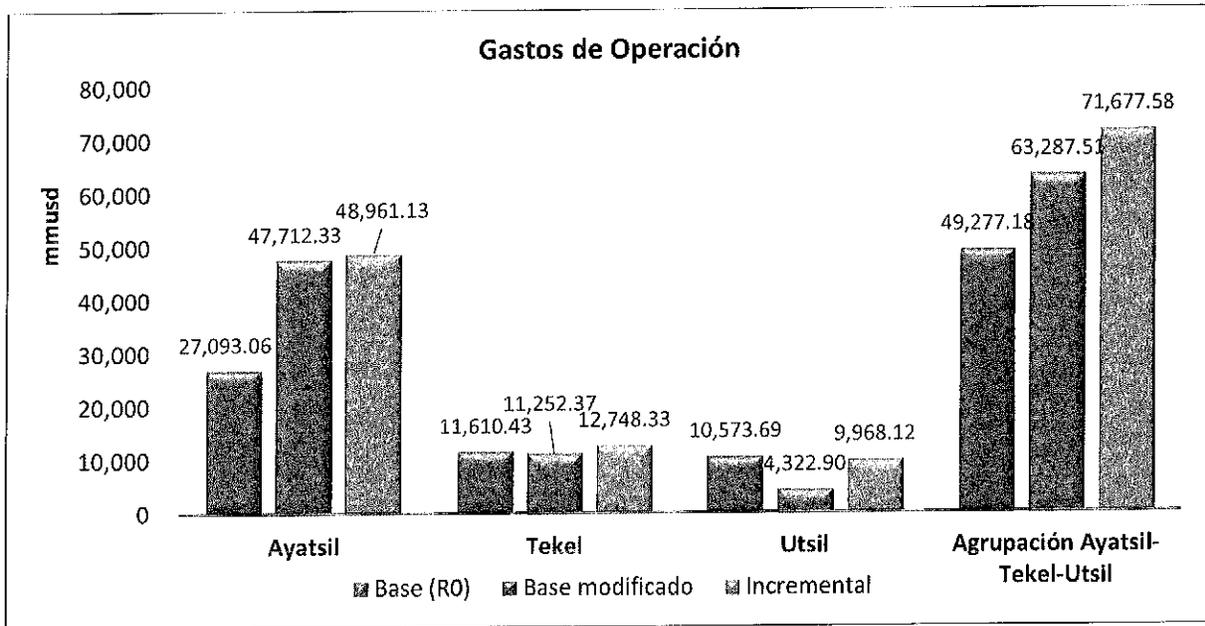


Fig. 14. Comparativo de Gasto total de operación para los diferentes escenarios (Fuente: PEP).

Las Tablas 11, 14 y 17 muestran las inversiones que se tienen consideradas en cada escenario de producción para cada uno de los campos y para su asociación. Se puede observar que la inversión total más elevada en la agrupación Ayatsil, Tekel y Utsil, de donde se destaca el campo Ayatsil con la mayor inversión debido que triplica la cantidad de pozos respecto a los otros dos escenarios, lo cual permite que se recupere una mayor cantidad de hidrocarburos en la agrupación

En las Fig. 15 y 16 se muestran los comparativos de inversiones para los diferentes escenarios considerados. El periodo considerado para calcular la inversión total es a partir del 2016.

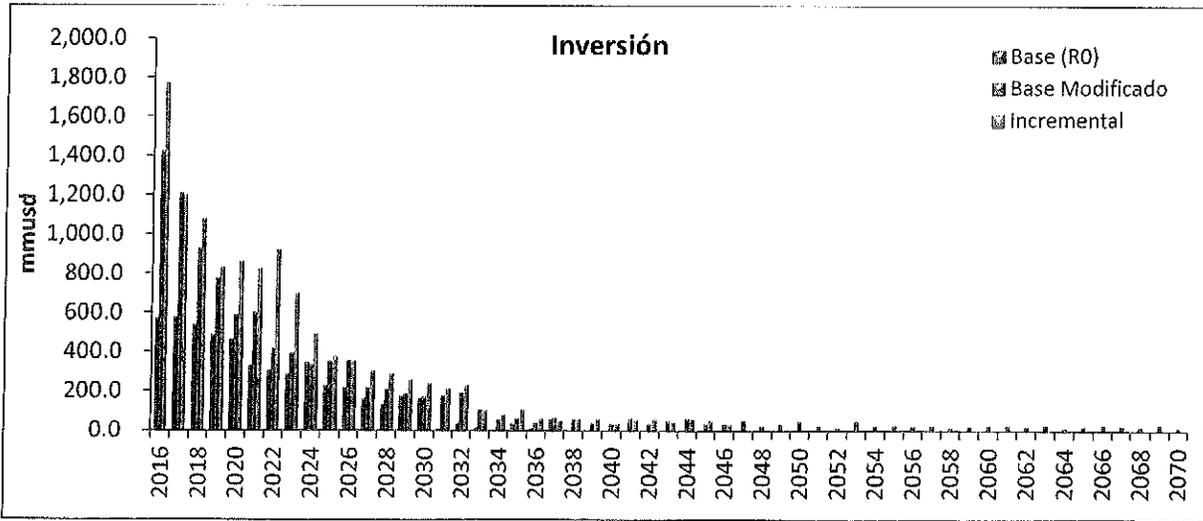


Fig. 15. Comparativo de Inversiones de la asociación para los diferentes escenarios (Fuente: PEP).

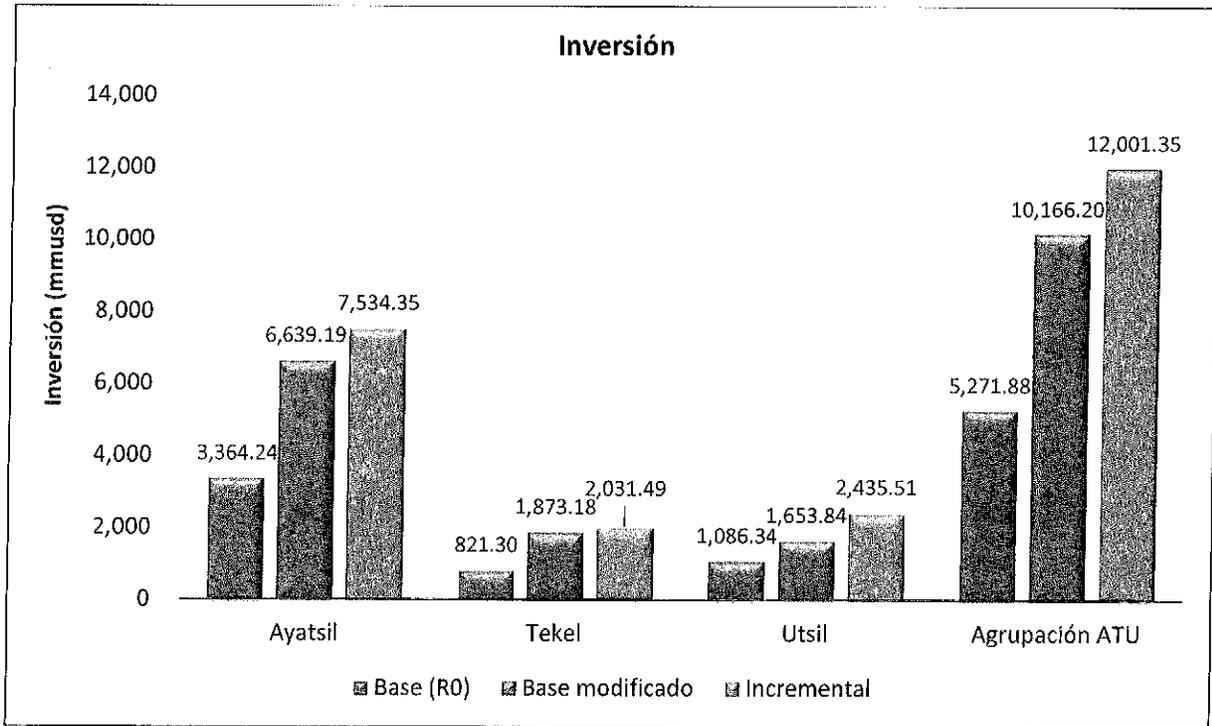


Fig. 16. Comparativo de Inversión total para los diferentes escenarios (Fuente: PEP).

ARW

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), 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.
- Si el campo es de crudo extrapesado, necesitamos una cuarta referencia para estimar el precio, en este caso, se denomina referencia extrapesado de 11 °API.

La Fig. 17 muestra los comportamientos esperados de los crudos marcadores con respecto a los pronósticos de precios.

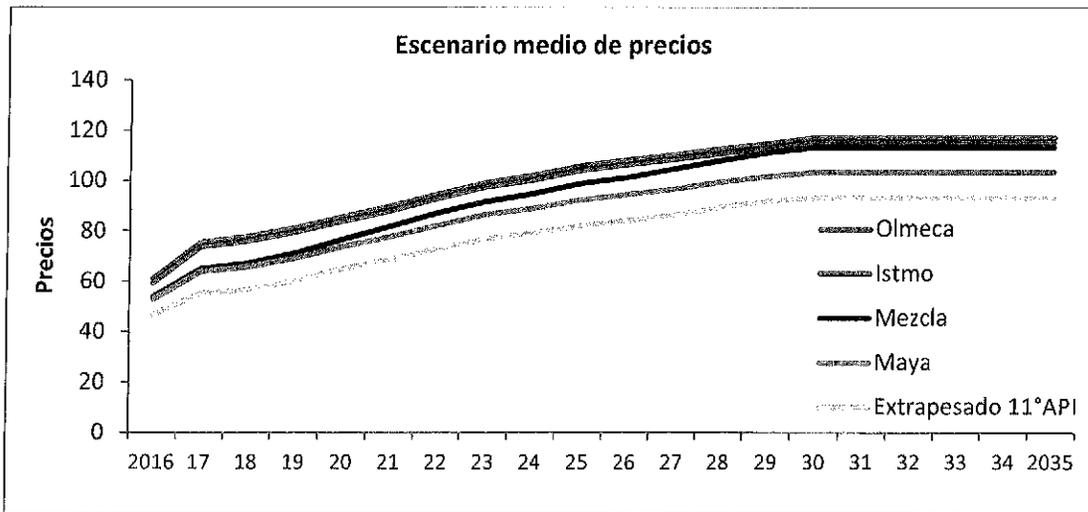


Fig. 17. Precio de la Mezcla Mexicana de Exportación en USD/b (Fuente: PEP).

Por ejemplo, para el campo Ayatsil que tiene una calidad de 11.10 °API, considera los crudos de referencia Extrapesado 11 °API y Maya porque la calidad 11.10 está entre 11 y 22 °API. En este caso, la recta que une dichas referencias tiene por ecuación:

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

El cuál tiene la pendiente $m = \frac{P_2 - P_1}{C_2 - C_1}$; las calidades C_1, C_2 y precios P_1 y P_2 . En este caso tenemos $C_1 = 22$, $C_2 = 11.0$, y para el año 2016 tenemos $P_1 = 46.97$, $P_2 = 52.95$ (en dólares por barril) y $m = 0.5439$. Por lo que:

$$P = (0.5439)(11.10 - 11.0) + 46.97 = 47.02$$

Para el campo Tekel que tiene una calidad de 10.9 °API, considera los crudos de referencia Extrapesado 11 °API y Maya 22 °API. En este caso, la recta que une dichas referencias tiene por ecuación:

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

El cuál tiene la pendiente $m = \frac{P_2 - P_1}{C_2 - C_1}$; las calidades C_1, C_2 y precios P_1 y P_2 . En este caso tenemos $C_1 = 22$, $C_2 = 11.0$, y para el año 2016 tenemos $P_1 = 46.97$, $P_2 = 52.95$ (en dólares por barril) y $m = 0.5439$. Por lo que:

$$P = (0.5439)(10.9 - 11.0) + 46.97 = 46.92$$

Para el campo Utsil que tiene una calidad de 10.2 °API, considera los crudos de referencia Extrapesado 11 °API y Maya 22 °API. En este caso, la recta que une dichas referencias tiene por ecuación:

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

El cuál tiene la pendiente $m = \frac{P_2 - P_1}{C_2 - C_1}$; las calidades C_1, C_2 y precios P_1 y P_2 . En este caso tenemos $C_1 = 22$, $C_2 = 11.0$, y para el año 2016 tenemos $P_1 = 46.97$, $P_2 = 52.95$ (en dólares por barril) y $m = 0.5439$. Por lo que:

$$P = (0.5439)(10.2 - 11.0) + 46.97 = 47.51$$

En la Fig. 18 se presentan los precios calculados del aceite para los campos Ayatsil, Tekel y Utsil.

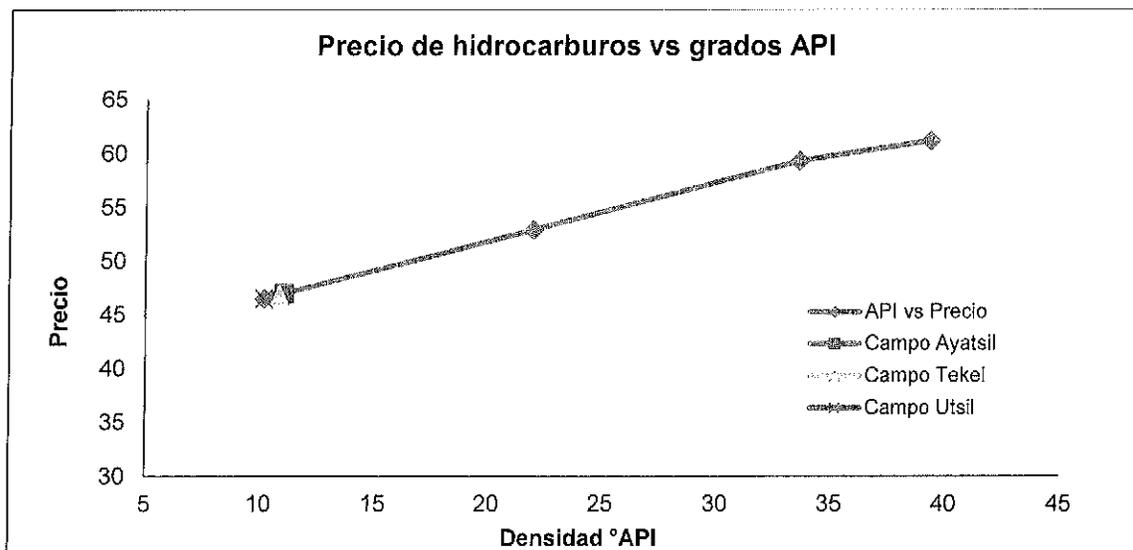


Fig. 18. Precio del aceite en los campos Ayatsil, Tekel y Utsil en USD/b (Fuente: PEP).

Precio del gas a nivel de yacimiento

Para calcular el precio del gas a nivel de yacimiento PEP realizó el siguiente procedimiento:

- Utilizó 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 se hace una correspondencia proporcional y posteriormente, se hace un ajuste por calidad para finalmente obtener el precio a nivel de campo, es decir, se penaliza al precio de referencia multiplicando al factor de proporcionalidad un porcentaje que considera el contaminante CO₂.

ARR 10

Por ejemplo, para Ayatsil con un poder calorífico de 1,194.59 BTU/Mpc y un 21.01% de H₂S tiene un factor de proporcionalidad de 1.19459. Por tanto, el precio de campo Ayatsil en el año 2016 se calcula por la fórmula

$$P = P_1 * f * (1 - \%H_2S),$$

donde P_1 es el precio del gas natural en el año 2016 (en dólares por millar de pies cúbicos), $f = 1.19459$, y $\%H_2S = 21.01/100$.

$$P = 3.31 * 1.19459 * (1 - 0.2101) = 3.13$$

Para el campo Tekel con un poder calorífico de 988.46 BTU/Mpc y un 22.69% de H₂S tiene un factor de proporcionalidad de 0.988. Por tanto, el precio de campo Tekel en el año 2016 se calcula por la fórmula

$$P = P_1 * f * (1 - \%H_2S),$$

donde P_1 es el precio del gas natural en el año 2016 (en dólares por millar de pies cúbicos), $f = 0.988$, y $\%H_2S = 22.69/100$.

$$P = 3.31 * 0.988 * (1 - 0.2269) = 2.75$$

Para el campo Utsil con un poder calorífico de 901.13 BTU/Mpc y un 26.87% de H₂S tiene un factor de proporcionalidad de 0.90113. Por tanto, el precio de campo Utsil en el año 2016 se calcula por la fórmula

$$P = P_1 * f * (1 - \%H_2S),$$

donde P_1 es el precio del gas natural en el año 2016 (en dólares por millar de pies cúbicos), $f = 0.90113$, y $\%H_2S = 26.87/100$.

$$P = 3.31 * 0.90113 * (1 - 0.2687) = 2.18$$

En la Fig. 19 se muestran los comportamientos esperados de los marcadores de referencia con respecto a los pronósticos de precios.

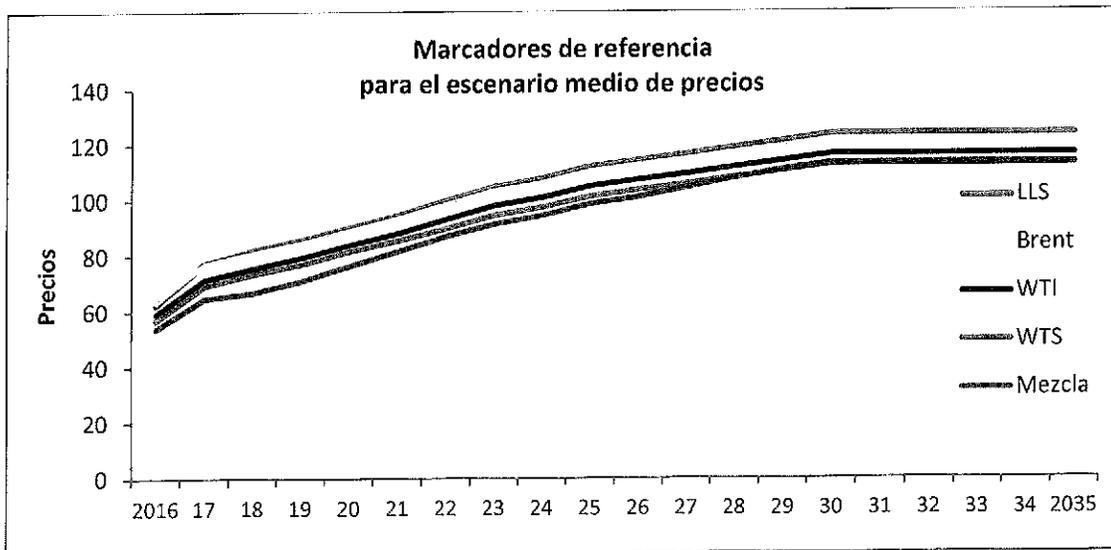


Fig. 19. Marcadores de referencia en USD/barril (Fuente: PEP).

En las Fig. 20 y 21 se muestran los escenarios de precios de aceite y gas, respectivamente, que PEP consideró para cada campo.

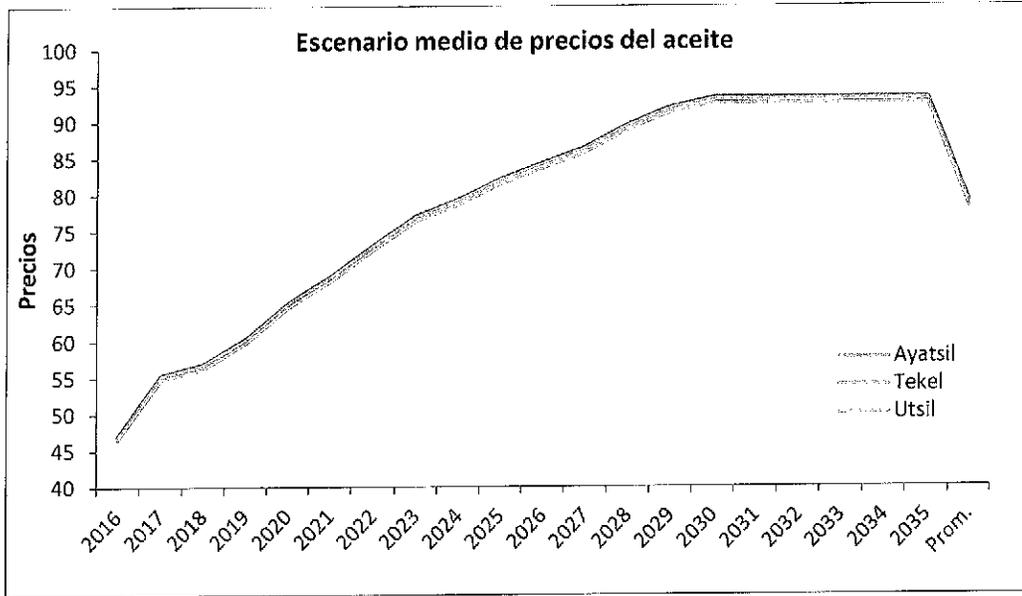


Fig. 20. Precios del aceite para los campos Ayatsil, Tekel y Utsil en USD/barril (Fuente: PEP).

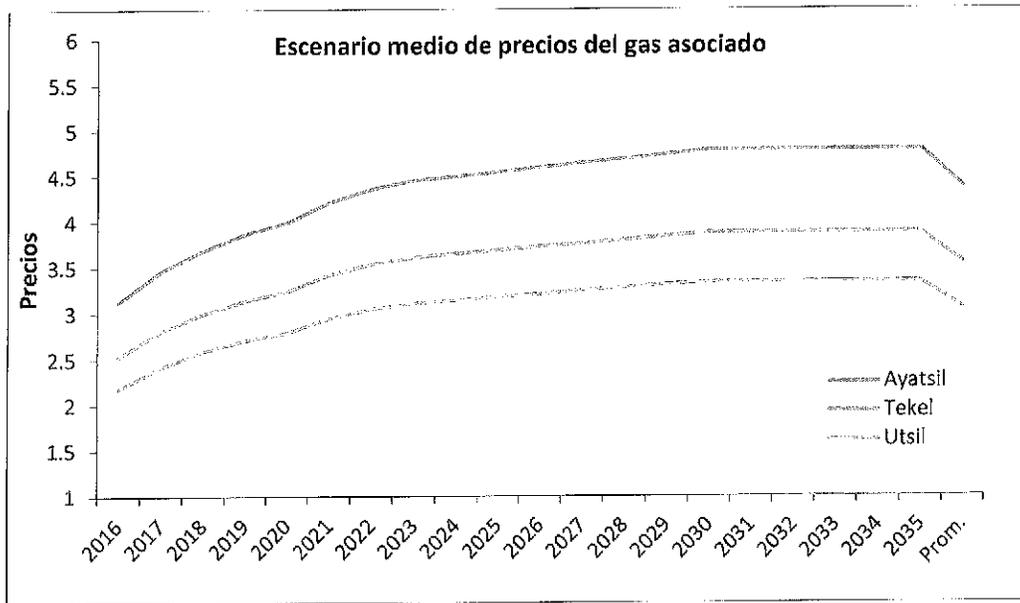


Fig. 21. Precios del gas asociado para los campos Ayatsil, Tekel y Utsil en USD/mpc (Fuente: PEP).

APP

V. Características geológicas del área

Los campos Ayatsil, Tekel y Utsil se localizan en aguas territoriales del Golfo de México frente a las costas de Campeche entre 130 y 135 km al NW de Cd. del Carmen, Campeche. El Play productor corresponde a las brechas dolomitizadas y fracturadas del Cretácico Superior.

El campo Ayatsil se encuentra conformado por tres anticlinales del tipo pop-up que presentan fallamiento inverso con direcciones opuestas a lo largo de sus ejes principales, la estructura más al norte está orientada NW-SE y es la que tiene mayor relieve, la estructura del centro, con dirección preferencial casi W-E es una estructura amplia, mientras que la estructura al sur con dirección NE-SW tiene menor relieve y es más amplia. El cambio de dirección en sus ejes principales convergen en la porción Este de las tres estructuras que al parecer es debido a un proceso transpresivo.

El campo Tekel es una estructura anticlinal de tipo pop-up con fallamiento inverso a lo largo de sus flancos con direcciones opuestas, es la que presenta mayor relieve del conjunto de estructuras cercanas, teniendo cierre natural en su porción Poniente y contra falla inversa en la porción Este.

El campo Utsil, también corresponde es una estructura tipo pop-up de forma alargada, orientada E-W que se encuentra afectada por fallamiento inverso en sus flancos N, S y con cierre contra sal en la parte E, mientras que en la porción W presenta una parte cierre natural y otra por fallamiento inverso. Se encuentra separado del Campo Tekel por un sinclinal.

En la Fig. 22 se muestra la configuración estructural de los campos Ayatsil, Tekel y Utsil, así como una sección sísmica representativa de dichos campos y su interpretación estructural.

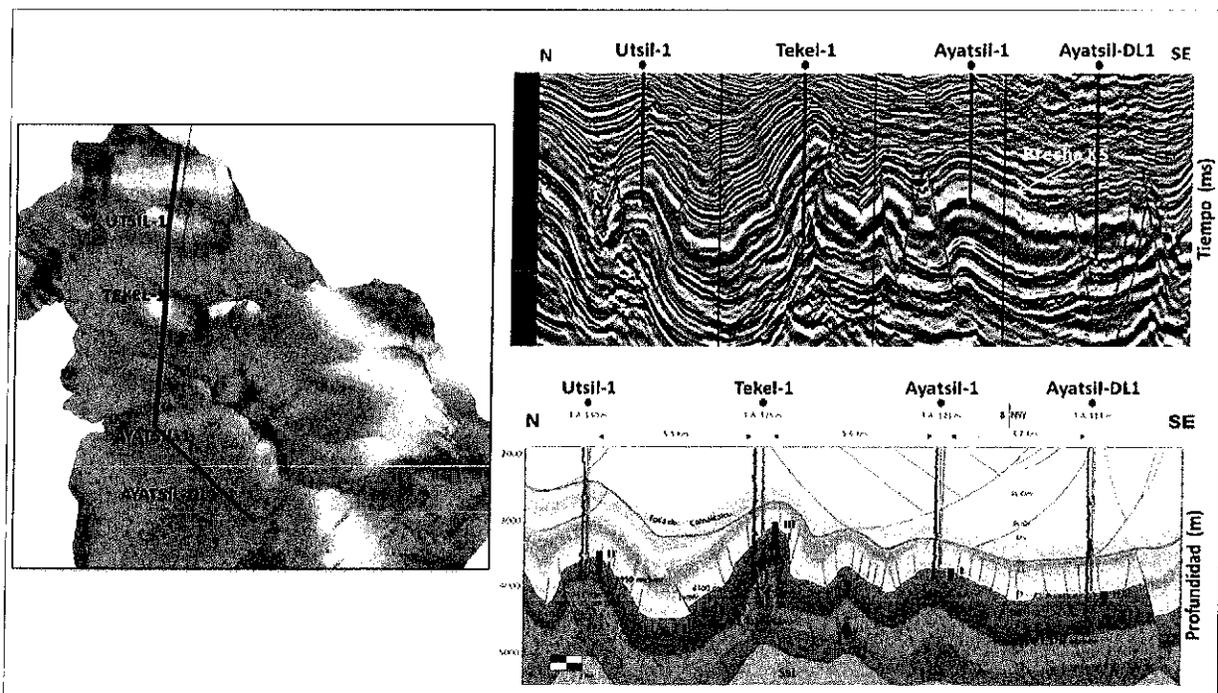


Fig. 22. Configuración estructural y sección representativa de los campos Ayatsil, Tekel y Utsil (Fuente: PEP).

La columna estratigráfica representativa regionalmente de las condiciones geológicas de los campos se muestra en la Fig. 23, y puede dividirse en tres sistemas principales que son equivalentes con los periodos Jurásico, Cretácico y Terciario. El sistema Jurásico está representado principalmente por rocas carbonatadas que se intercalan con mudstone arcilloso y lutitas calcáreas. El Cretácico está representado por rocas carbonatadas parcialmente dolomitizadas y brechas calcáreas naturalmente fracturadas, mientras que en el Terciario predominan los sedimentos finos que forman lutitas bentoníticas y mudstone arcilloso con algunas intercalaciones de calizas.

Periodo	Edad	Litología	REGISTROS							Descripción
			GR	RT	RR	OB	NPHI	PEF		
Terciario	Plioceno								Secuencia de limos-arcillas, arenas carbonatadas.	
	Mioceno									
	Oligoceno								Eoceno-Paleoceno presencia de intervalos calcáreos de ambientes submarinos.	
	Eoceno									
	Paleoceno									
Cretácico	Superior								Brecha sedimentaria mudstone-wackestone, dolomitizada, estilolitas, pedernal, fracturas, buen yacimiento.	
	Medio									
	Inferior								Mudstone-Wackestone de litoclastos, dolomitizado, fracturas, escasas.	
Jurásico	Tithoniano								Mudstone arcilloso	
	Kimmeridgiense								Packstone-Grainstone de oolitas y pellets. Packstone-Wackestone de bioclastos. Mudstone con intercalaciones de lutitas calcáreas.	
Oxfordiano								Arenas eólicas, playa estratificación cruzada, planar, granos uniformes.		

Fig. 23. Columna estratigráfica de los campos Ayatsil, Tekel y Utsil (Fuente: PEP).

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

Los campos Ayatsil, Tekel y Utsil corresponden con yacimientos bajo-saturados, productores de crudo pesado con un alto grado de viscosidad y alto contenido de H_2S y CO_2 . Ninguno de los campos cuenta con gas no asociado o condensados. A continuación se describen las características de los hidrocarburos en cada campo.

El aceite producido en el campo Ayatsil es pesado con una densidad de 11.1 °API. El gas natural producido tiene un poder calorífico de 1,194.59 BTU/pc, con impurezas de 21.01 y 16.18 % Mol de H_2S y CO_2 , respectivamente.

El aceite producido en el campo Tekel es pesado con una densidad de 10.9 °API. El gas natural producido tiene un poder calorífico de 988.46 BTU/pc, con impurezas de 22.69 y 23.64 % Mol de H_2S y CO_2 , respectivamente.

El aceite producido en el campo Utsil es pesado con una densidad de 10.2 °API. El gas natural producido tiene un poder calorífico de 901.13 BTU/pc, con impurezas de 26.87 y 24.88 % Mol de H_2S y CO_2 , respectivamente.

ARR. J

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

a) Infraestructura dentro de las Asignaciones

La infraestructura de producción instalada en las Asignaciones A-0032-M-Campo Ayatsil, A-0327-M-Campo Tekel y A-0361-M-Campo Utsil está conformada por 6 plataformas de perforación y 1 plataforma de generación eléctrica/habitacional, así como 18 ductos que en su conjunto tendrán una longitud total de 197 km y un barco de procesamiento (FPSO) Ayatsil-Tekel.

En las tablas 19, 20 y 21 se presentan las características de las plataformas, ductos y sistema flotante de producción, respectivamente, instalados y futuros dentro de las asignaciones.

Infraestructura	Nombre	Características	Capacidad Instalada	Fecha de Instalación
Plataformas	PP-Ayatsil-A	(Octápodo)	12,950 Tons. y 15 conductores	2015
	PP-Ayatsil-B	(Octápodo)	12,104 Tons. y 15 conductores	2014
	PP-Ayatsil-C	(Octápodo)	13,111 Tons. y 15 conductores	2016
	PP-Ayatsil-D	(Octápodo)	11,901 Tons. y 15 conductores	2015
	PP-Tekel-A	(Octápodo)	12,901 Tons Y 15 conductores	2016
	PP-Utsil-A	(Octápodo)	12,950 Tons. y 15 conductores	2018
	PG/HA-Utsil-A	(Octápodo)	Turbogenerador principal y de respaldo y módulo habitacional con capacidad para 100 personas.	2018

Tabla 19. Plataformas instaladas y futuras en los campos Ayatsil, Tekel y Utsil (Fuente: PEP).

Infraestructura	Nombre	Capacidad instalada	Fecha de Instalación
Ductos	Ogd. de 16" x 5.0 km de PP-Ayatsil-C a PLEM-2 de FPSO (L-1).		2016
	Ogd. de 16" x 8.3 km de PP-Ayatsil-B a PLEM-1 de FPSO (L-2).		2014
	Ogd. de 16" x 4.5 km de PP-Ayatsil-D a PLEM-1 de FPSO (L-3).		2015
	Ogd. de 20" x 6.8 km de PP-Ayatsil-A a PLEM-1 de FPSO (L-4).		2015
	Ogd. de 16" x 5.7 km de PP-Tekel-A a PLEM-2 de FPSO (L-5).		2016
	Gsd. de 12" x 16.2 km de PP-Zaap-C a PLEM-1 de FPSO (L-6).		2017
	Old. de 20" x 46.0 km de CP-Akal-J a valv. de fondo perdido (L-7).		2014
	Old. de 8" x 1.5 km de disparo submarino en L-7 a PP-Ayatsil-B (L-8).		2014
	Old. de 12" x 1.5 km de disparo submarino en L-7 a PP-Ayatsil-A (L-9).		2015
	Old. de 8" x 1.5 km de disparo submarino en L-7 a PP-Ayatsil-C (L-10).		2010
	Old. de 8" x 2.8 km de PP-Ayatsil-A a PP-Ayatsil-D (L-11).		2015
	Old. de 20" x 3.8 km de valv. de fondo perdido a PP-Tekel-A (L-12).		2016
	Ogd. de 20" x 17.0 km de PLEM-1 de FPSO a PP-Maloob-A (L-14).		2014
	Gsd. de 8" x 12.8 km de PLEM-1 de FPSO a PP-Maloob-A (L-15).		2017
	Old. de 30" x 42.2 km de PLEM-1 a CP-Akal-L (L-16).		2017
	Ogd. de 16" x 6.4 km de PP-Utsil-A a PP-Tekel-A (L-UT-1).		2018
	Old. de 10" x 6.4 km de PP-Tekel-A a PP-Utsil-A (L-UT-2).		2018
	Gsd. de 12" x 10.1 km de interconexión sub. con L-6 a PP-Utsil-A (L-UT-3).		2018

Tabla 20. Ductos instalados y futuros en los campos Ayatsil, Tekel y Utsil (Fuente: PEP).

Infraestructura	Características	Capacidad Instalada	Fecha de Instalación
Sistemas flotantes de producción	FPSO	300 MBPD en 21° API y 180 MBPD de 16° API de capacidad de procesamiento	2018

Tabla 21. Sistema flotante de producción para las asignaciones Ayatsil, Tekel y Utsil (Fuente: PEP).

En la Fig. 24 se presenta un diagrama de la infraestructura actual y futura para las asignaciones A-0032-M-Campo Ayatsil, A-0327-M-Campo Tekel y A-0361-M-Campo Utsil

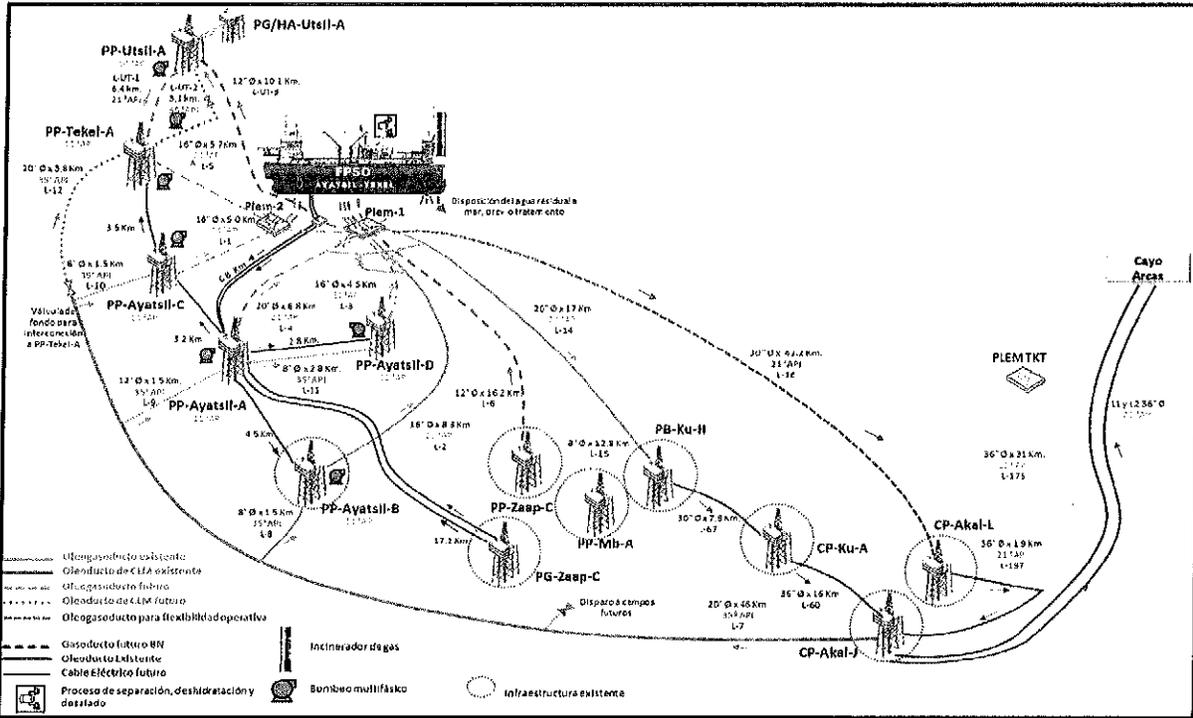


Fig. 24. Infraestructura actual y futura para las asignaciones A-0032-M-Campo Ayatsil, A-0327-M-Campo Tekel y A-0361-M-Campo Utsil (Fuente: PEP).

Debido a la poca energía con la que cuentan los yacimientos en estos campos, PEP considera la instalación del Bombeo Electrocentrífugo (BEC) como sistema artificial de producción en una configuración de BEC Dual; es decir, dos equipos BEC instalados en el mismo pozo, mismos que operan uno como respaldo del otro.

El sistema de medición en los campos Ayatsil, Tekel y Utsil considera los siguientes puntos de medición:

- Medición en la plataforma de producción PB-Akal-J3
- Medidores multifásicos en las plataformas PP-Ayatsil-A/B/C/D, PP-Tekel-A, PP-Utsil-A
- Medición en la plataforma de producción PB-Ku-H
- Medidor en FPSO Ayatsil-Tekel

APP JP

b) Infraestructura alrededor de las Asignaciones

Los campos Ayatsil, Tekel y Utsil están interconectados entre sí, con infraestructura del Proyecto Ku Maloob Zaap (PP-Maloob-A, PP-Zaap-C, PB-Ku-H) e infraestructura del Proyecto Cantarell (CP-Akal-J y el CP-Akal-L), lo cual permite aprovechar y compartir la infraestructura de producción disponible. En la Fig. 25 se muestra la infraestructura disponible alrededor de las asignaciones.

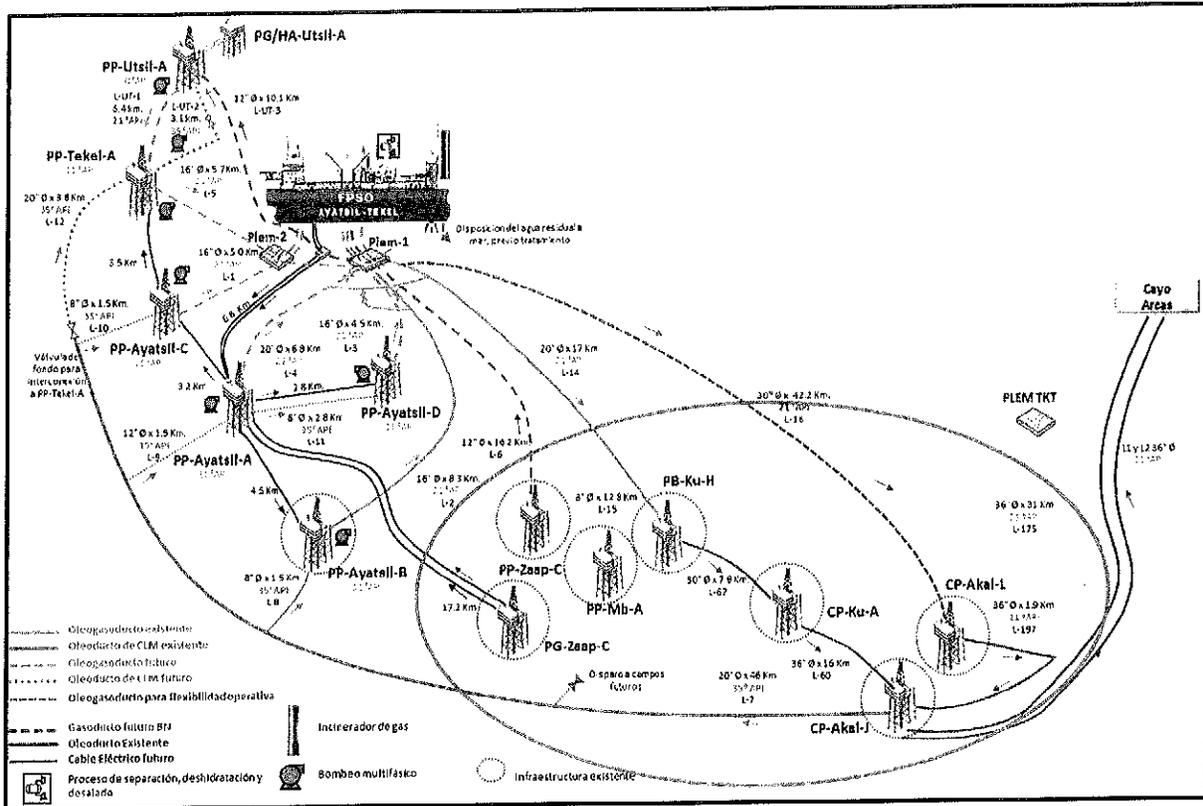


Fig. 25. Infraestructura alrededor de las asignaciones A-0032-M-Campo Ayatsil, A-0327-M-Campo Tekel y A-0361-M-Campo Utsil (Fuente: PEP).

ARR 8

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) y agrupando las asignaciones A-0032-M-Campo Ayatsil, A-0327-M-Campo Tekel y A-0361-M-Campo Utsil en un solo contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos, se resume en los siguientes beneficios:

- Generar y adquirir habilidades de ingeniería en cuanto a la experiencia de desarrollo y explotación de campos de crudo extrapesado. Así como de disponer por parte del socio de técnicas y equipos de última generación para la perforación y terminación de pozos no convencionales y multilaterales, que permitan optimizar la producción de hidrocarburos, bajo un esquema de rentabilidad de bajo costo y alta productividad, así como técnicas de administración para estos yacimientos de crudo extrapesados; permitiendo obtener un máximo de producción.
- Disposición e Implementación de procesos de recuperación secundaria y/o mejorada, tales como inyección de fluidos al yacimiento para el reemplazo de éstos por el aceite de la matriz; tecnología para reducir la movilidad del agua; mejoramiento de la calidad de hidrocarburo ($^{\circ}$ API), reducción de viscosidad de los hidrocarburos, entre otros; aplicables en campos de crudo extrapesado, que permitan un incremento importante en el factor de recuperación de hidrocarburos, maximizando la rentabilidad del proyecto.
- Contar con la tecnología y las técnicas desarrolladas en cuanto al diseño, instalación y operación del Bombeo Electrocentrífugo Dual (BEC-Dual) como sistema artificial de producción, el cual es vital para el desarrollo en la producción de campos de crudo extrapesado, mejorando con ello la rentabilidad del proyecto en función de una disminución de costos, por ejemplo, reemplazo de los equipos sin necesidad de equipo de reparación/perforación; extensión de la vida útil de este sistema artificial, cumpliendo con las metas de producción pronosticados para este tipo de proyectos, generando mayor rentabilidad y menor incertidumbre en los indicadores económicos.
- Brindar mecanismos y prácticas operativas de mayor eficiencia y seguridad en cuanto al mezclado de crudos extrapesados (con crudos ligeros), para su manejo, transporte y entrega; además de contar con productos químicos de alta ingeniería para garantizar y mejorar el aseguramiento de flujo en el manejo de los crudos extrapesados, de altas viscosidades y alto contenido de H₂S y de CO₂ (26.8 y 24.8% mol, respectivamente). Así como contar con tecnología de mejoramiento de crudo en instalaciones costa afuera (incremento de $^{\circ}$ API del crudo y reducción de la viscosidad).
- Ofrecer tecnologías de última generación en instalaciones de generación eléctrica, procesos de separación, deshidratación de crudo, acondicionamiento de aceite y gas, medición de hidrocarburos, tratamiento de aguas producidas, control de la calidad del crudo en puntos de custodia. Asimismo, asegurar la confiabilidad operativa del suministro eléctrico.
- Disposición expedita de una Unidad Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO, por sus siglas en inglés), en condiciones para procesar crudo de bajo grado API a través de mezclas con aceites ligeros, que permita mejorar la calidad del mismo y lograr la comercialización en condiciones más favorables para el desarrollo de proyectos de crudos extrapesados aumentando su rentabilidad.
- Proporcionar recursos financieros, técnicos y tecnológicos para el desarrollo de los proyectos.

Los aspectos que motivan a PEP para la integración de las Asignaciones A-0032-M-Campo Ayatsil, A-0327-M-Campo Tekel y A-0361-M-Campo Utsil en un solo contrato son los siguientes:

Los campos Ayatsil, Tekel y Utsil, presentan fluidos con condiciones críticas de densidad (°API) y alta viscosidad. Sus densidades de fluido varían entre 10 y 11 °API, presentan un alto contenido de H₂S y CO₂, haciéndolos altamente corrosivos. Por tal motivo para el aseguramiento de flujo por altas viscosidades del crudo extrapesado, PEP considera la dilución in situ con crudo ligero marino (CLM, con una calidad de 35 °API) para el transporte de la producción de las plataformas periféricas, hasta alcanzar una densidad del aceite de 21 °API, así como el acondicionamiento de aceite extrapesado, como separación, deshidratación y desalado.

PEP tiene contemplado la selección de materiales resistentes a la corrosión en equipos de proceso para el manejo de gas amargo con alto contenido de H₂S y CO₂ en estos campos.

Debido a la poca energía con la que cuentan los yacimientos en estos campos, PEP considera la instalación del Bombeo Electrocentrífugo (BEC) como sistema artificial de producción en una configuración de BEC Dual; es decir, dos equipos BEC instalados en el mismo pozo, mismos que operan uno como respaldo del otro.

Para el desarrollo de los campos, manejo y proceso de la producción, PEP prevé contar con una Unidad Flotante de Producción (FPSO) como centro de proceso.

El mejor esquema que PEP plantea para la explotación de los tres campos Ayatsil, Tekel y Utsil, es considerar dicha explotación como una agrupación en lugar de hacerlo cada campo por separado. PEP ha identificado la factibilidad de la integración ya que los tres campos comparten características similares tanto en sus condiciones de yacimiento, como en las características del aceite extrapesado (baja densidad API y alta viscosidad, así como un alto contenido de H₂S y CO₂).

La visualización del esquema de desarrollo es el mismo para los tres campos, y derivado de la relativa cercanía entre yacimientos (5 km. aproximadamente entre ellos), se hace factible que la estrategia de explotación de los tres campos se realice compartiendo infraestructura, además de aprovechar la existente infraestructura del Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap y Cantarell (APKMZ y APC), teniendo así una eficiencia de infraestructura en la agrupación, permitiendo una mayor rentabilidad del proyecto integral en comparación a ser desarrollado de manera independiente. Lo anterior, representa beneficios en términos de menores inversiones derivado que se tendría una economía de escala, toda vez que no se tiene que erogar en estructuras de transporte y explotación de los hidrocarburos exclusivos para cada campo.

APP JP

IX. Sentido de la Opinión

Derivado del análisis de la información remitida por la Sener en términos de la solicitud de migración presentada por PEP ante esa Secretaría, así como su respectiva actualización mediante el oficio PEP-DDP-SAP-051-2015, dentro de la que se incluyen los escenarios de Extracción Base Ronda Cero, Escenario Base-Modificado y Escenario Incremental, esta Comisión opina que técnicamente resulta conveniente para la Nación la migración de las Asignaciones A-0032-M-Campo Ayatsil, A-0327-M-Campo Tekel y A-0361-M-Campo Utsil a un solo 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 las Asignaciones a migrar;

La documentación presentada por PEP es consistente con las Asignaciones A-0032-M-Campo Ayatsil, A-0327-M-Campo Tekel y A-0361-M-Campo Utsil 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, principalmente de actividades adicionales de perforación de pozos y al adelanto de las mismas. 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 Ayatsil, Tekel y Utsil no cuentan con la presencia de gas natural no asociado y condensados.

b. La incorporación de Reservas adicionales;

Considerando que las Asignaciones A-0032-M-Campo Ayatsil, A-0327-M-Campo Tekel y A-0361-M-Campo Utsil 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 la asignación permitiera actividades de exploración.

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

De acuerdo a la información presentada por PEP, las inversiones del Escenario Incremental para la Agrupación Ayatsil, Tekel y Utsil son mayores con respecto al Escenario Base Ronda

Cero y al Escenario Base Modificado, debido a la mayor actividad física del Escenario Incremental, principalmente perforación de pozos de desarrollo en el campo Ayatsil.

Los gastos de operación correspondientes al Escenario Incremental de la Agrupación Ayatsil, Tekel y Utsil son mayores con respecto a los escenarios Base Ronda Cero y Base modificado. Lo anterior se debe a la mayor cantidad de pozos que se encontrarán en operación y que permitirán que se incremente la producción, haciendo necesario la compra de una mayor cantidad de crudo ligero para mezclar el aceite pesado que se produce en los campos.

Tal y como lo menciona PEP, es de esperarse que con la agrupación de las asignaciones a un solo contrato se observe un beneficio por economía de escala, el cual deberá verse plasmado en el plan de desarrollo 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 Ayatsil, Tekel y Utsil 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 Ayatsil, Tekel y Utsil cuentan con infraestructura propia, instalada y por instalar, al igual que con infraestructura compartida entre ellos y con los Activos Ku Maloob Zaap y Cantarell para producir los hidrocarburos y para transportar la producción. En este sentido la agrupación de las Asignaciones A-0032-M-Campo Ayatsil, A-0327-M-Campo Tekel y A-0361-M-Campo Utsil parece adecuada porque permitirá la optimización en el uso y construcción de la infraestructura.

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.

APP JP

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

Elaboró:



ING. ALFONSO REYES PIMENTEL

Director General Adjunto de Dictámenes de
Extracción

Revisó:



ING. ALFONSO REYES PIMENTEL

Director General Adjunto de Dictámenes de
Extracción

Autorizó:



ING. GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ

Director General de Dictámenes de Extracción