

Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Opinión Técnica

Solicitud de Migración de las Asignaciones
A-0185-Campo Kunah y A-0271-Campo Piklis
a un Contrato para la Exploración y Extracción

Noviembre 2015

RE
CNH
APP
J
SA

Contenido

CONTENIDO	2
I. INTRODUCCIÓN	3
II. IDENTIFICACIÓN DE LAS ASIGNACIONES A MIGRAR	4
A) DESCRIPCIÓN DE LAS ASIGNACIONES	4
B) UBICACIÓN	4
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.....	14
C) ESCENARIO DE GASTOS, COSTOS E INVERSIONES NECESARIOS PARA UN DESARROLLO EFICIENTE	15
IV. ESCENARIOS DE PRECIOS UTILIZADOS	24
V. CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS DEL ÁREA	26
VI. CALIDAD, CONTENIDO DE AZUFRE Y GRADOS API DE LOS HIDROCARBUROS	31
VII. DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA EXISTENTE DENTRO Y ALREDEDOR DEL ÁREA DE LAS ASIGNACIONES	32
A) INFRAESTRUCTURA DENTRO DE LAS ASIGNACIONES	32
B) INFRAESTRUCTURA ALREDEDOR DE LAS ASIGNACIONES.....	35
VIII. MANIFESTACIÓN DEL INTERÉS DE CELEBRAR ALIANZA O ASOCIACIÓN CON PERSONAS MORALES	37
IX. SENTIDO DE LA OPINIÓN	39

R
W *APD*

44

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 expedieron 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-0185-Campo Kunah y A-0271-Campo Piklis, Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP) envió a la Sener mediante oficio PEP-DDP-SAP-047-2015 con fecha del 31 de agosto de 2015, la solicitud de migración de las Asignaciones de referencia a un contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos, considerando la integración de las dos Asignaciones en un contrato; asimismo, manifiesta el interés en celebrar alianza o asociación con personas morales.

Con fecha 11 de septiembre de 2015, mediante oficio 500.DGCP.602/15, la Sener requirió a PEP información adicional respecto de la solicitud presentada para la migración de las Asignaciones A-0185-Campo Kunah y A-0271-Campo Piklis. Mediante oficio PEP-DDP-SAP-110-2015 de fecha 09 de octubre de 2015, la Subdirección de Administración de Portafolio de PEP hizo entrega de la documentación que le fue requerida por Sener. En consecuencia, mediante oficio 522.DGCP.011/15 recibido en esta Comisión el 16 de octubre de 2015, la Sener solicitó a esta Comisión su opinión técnica respecto de la procedencia de la migración en cita.

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-0185-Campo Kunah y A-0271-Campo Piklis a un solo 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.

Handwritten initials: R, W, and ADP.

Handwritten initials: CA

II. Identificación de las Asignaciones a migrar

a) Descripción de las Asignaciones

Las Asignaciones A-0185-Campo Kunah y A-0271-Campo Piklis fueron otorgadas a Petróleos Mexicanos (en adelante PEP) en el marco de la Ronda Cero, para realizar actividades de extracción de hidrocarburos. Las Asignaciones tienen una vigencia de 20 años contados a partir de la emisión del título de Asignación, los cuales podrán prorrogarse por una ocasión por un periodo adicional de hasta 25 años, previa aprobación de Sener.

El campo Kunah fue descubierto en el año 2012 con la perforación del pozo exploratorio Kunah-1 y se confirmó con el pozo delimitador Kunah-1DL ese mismo año. Este campo es productor de gas húmedo en las formaciones Mioceno Superior (yacimiento MS-1), Mioceno Medio (MM-1) y Mioceno Inferior (MI-1, MI-2 y MI-3), en areniscas depositadas en complejos de canales de talud y piso de cuenca. La permeabilidad de las arenas del Mioceno Superior va desde 100 hasta 1,000 md. Las pruebas de producción realizadas en las formaciones del Mioceno obtuvieron gastos entre 9 y 33 mmpcd.

El campo Piklis fue descubierto en el año 2011 con la perforación del pozo exploratorio Piklis-1, el cual resultó productor de gas húmedo en arenas la formación Mioceno Inferior, con un gasto de 18 mmpcd mediante un aparejo de prueba DST. La perforación del pozo delimitador Piklis-1DL durante el año 2013 probó la continuidad de los yacimientos de gas húmedo del Mioceno Inferior.

El título de Asignación A-0185-Campo Kunah otorga a PEP derechos para realizar actividades de extracción en las formaciones de areniscas del Mioceno Superior-Medio-Inferior. El título de Asignación A-0271-Campo Piklis otorga derechos a PEP para realizar actividades de extracción en las formaciones de areniscas y lutitas de edad Mioceno Superior-Inferior.

Actualmente los campos Kunah y Piklis no se encuentran en producción.

b) Ubicación

El campo Kunah, que corresponde a la Asignación A-0185-Campo Kunah, se localiza en aguas territoriales del Golfo de México a 131 km al noreste del Puerto de Veracruz, su área abarca 21.35 km² y se encuentra en un tirante de agua de 2,146 m, este campo se ubica en el límite Occidental del Cinturón Plegado de Catemaco.

El campo Piklis, que corresponde a la Asignación A-0271-Campo Piklis, se localiza en aguas territoriales del Golfo de México a 103 km al oriente del Puerto de Veracruz, su área abarca 33.92 km² en un tirante de agua de 1,928 m y a 33 km al suroeste del campo Kunah. Ambos campos se encuentran dentro de lo que se conoce como la provincia gasífera del Golfo de México Profundo.

En la Fig. 1 se muestra la ubicación y área de las Asignaciones A-0185-Campo Kunah y A-0271-Campo Piklis.

RE
M
C
APP

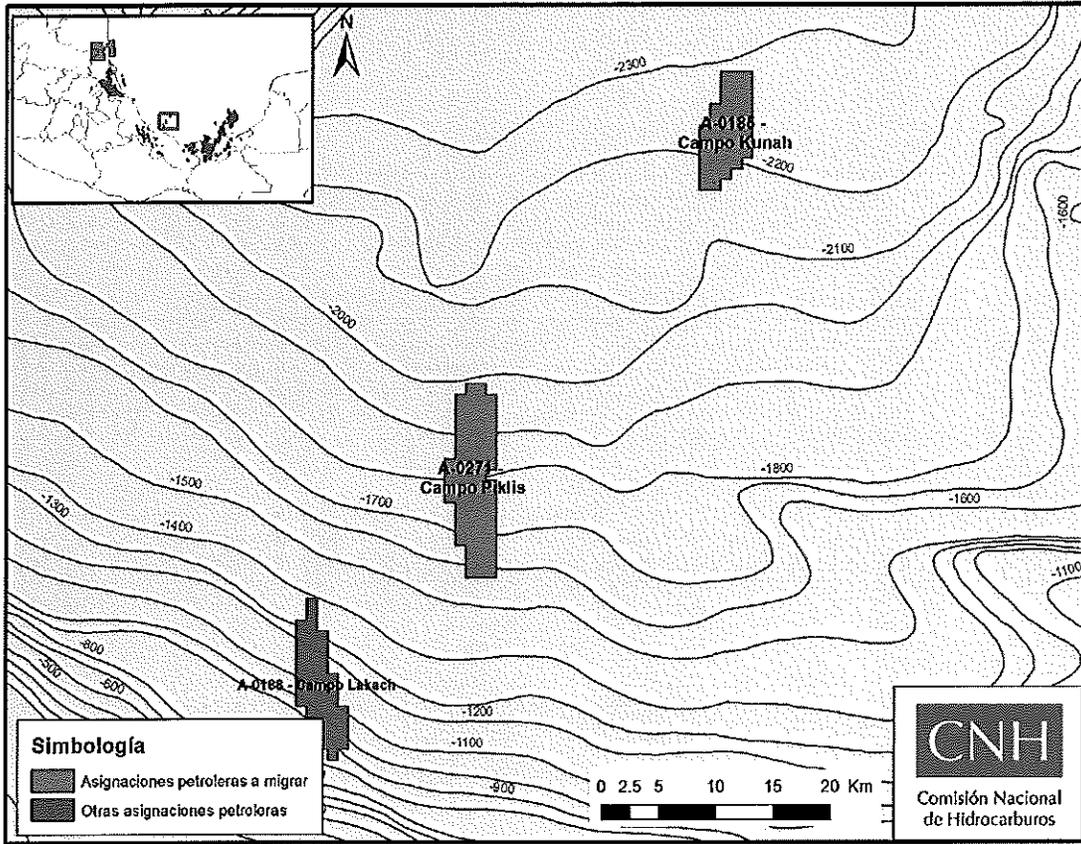


Fig. 1. Ubicación geográfica de las Asignaciones A-0185-Campo Kunah y A-0271-Campo Piklis (Fuente: CNH con datos de PEP).

Handwritten signatures and initials, including 'J', 'FE', 'ADP', and 'OH'.

Handwritten signature or mark.

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

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

a) Producción base e incremental de hidrocarburos

De acuerdo con la información proporcionada por PEP, el proyecto se encuentra en etapa de planeación, por lo que aún no se cuenta con un Modelo Integrado de Activo (MIAC) que integre el modelo de yacimiento acoplado con la productividad de los pozos y la red de distribución, por tal motivo los modelos de yacimiento (balance de materia) generados por PEP para ambos campos se utilizan para determinar las mejores zonas productoras y realizar la localización de los pozos de desarrollo, además les permiten ajustar la distribución de probabilidad del volumen original a partir de la modelación de las propiedades de los yacimientos como porosidad, saturación de fluidos, presión y temperatura del yacimiento, etc. La información generada es considerada por PEP para la calibración de un modelo de declinación exponencial para determinar los pronósticos de producción.

El modelo de declinación exponencial permite asignar distribuciones de probabilidad a las variables con incertidumbre del yacimiento, de los pozos y económicas. Posteriormente, PEP aplica la metodología de simulación Montecarlo muestreando de manera aleatoria alrededor de 10,000 valores de cada una de las distribuciones de probabilidad consideradas, de esta forma se obtienen los pronósticos de producción y la evaluación económica de una forma probabilista.

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

Escenario Base-Ronda Cero

La estrategia de desarrollo de la agrupación de los campos Kunah y Piklis en el Escenario Base considera:

- Perforación y terminación de 12 pozos de desarrollo en Kunah y 10 pozos en Piklis
- Procura e instalación de infraestructura submarina de producción
- Procura e instalación de gasoductos y risers
- Construcción e instalación de un sistema flotante de producción tipo semisumergible para el campo Kunah con capacidad de procesamiento de 600 mmpcd de gas natural
- Ampliación de la planta de acondicionamiento de gas en Lerdo
- Realizar 10 intervenciones menores a pozos
- Taponamiento de 22 pozos y abandono de infraestructura de producción

En este escenario el año de inicio de la producción de gas y condensados es 2023 con una producción inicial de 242 mmpcd y un *plateau* de 600 mmpcd en el campo Kunah y en el año 2026 en el campo Piklis con una producción inicial de 36 mmpcd y un *plateau* de 262 mmpcd. La producción del campo Kunah se considera a partir de 2023, porque antes de dicho año los gasoductos de Lakach a Lerdo no tendrán capacidad para transportar parte de la producción de estos campos.

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

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Kunah								1.45	2.89	3.35	3.25	2.54	1.73
Piklis											0.22	0.95	1.63
Agrupación Kunah-Piklis								1.45	2.89	3.35	3.47	3.49	3.36

	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	Total
Kunah	0.96	0.4										6.1 mmb
Piklis	1.74	1.74	1.74	1.58	1.12	0.62						4.1 mmb
Agrupación Kunah-Piklis	2.7	2.14	1.74	1.58	1.12	0.62						10.2 mmb

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

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

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Kunah								242.5	482.2	559	543.3	424.1	289.2
Piklis											36.3	158.1	248.5
Agrupación Kunah-Piklis								242.5	482.2	559	579.6	582.2	537.7

	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	Total
Kunah	160.3	67.2										1,011.0 mmmpc
Piklis	262	262	261.4	238.3	168.1	93.7						631.3 mmmpc
Agrupación Kunah-Piklis	422.3	329.2	261	238	168	93.7						1,642.3 mmmpc

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

Escenario Base-Modificado

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

- Reducción de precios de los hidrocarburos.
- Reservas actualizadas al 1 de enero 2015.
- Tipo de Cambio de \$14.3 pesos/dólar al primer trimestre de 2015.

Handwritten notes: "4" and "APR." with arrows pointing to the list items.

Handwritten signature.

- Plan de desarrollo acorde con las capacidades financieras y del presupuesto actual de PEMEX para la explotación de los campos.

Se actualiza el Escenario Base con precios de los hidrocarburos variables en el tiempo determinados para estos campos, en donde se tienen menores precios del gas y condensado (respecto a los utilizados en Ronda Cero) que implican menores ingresos.

La estrategia de desarrollo de la agrupación de los campos Kunah y Piklis del Escenario Base Modificado considera:

- Perforación y terminación de 12 pozos de desarrollo en Kunah y 8 pozos en Piklis para la extracción de la reserva 2P.
- Construcción e instalación de un sistema flotante de producción tipo semisumergible para el campo Kunah con capacidad de procesamiento de 600 mmpcd de gas natural.
- Procura e instalación de infraestructura submarina de producción.
- Procura e instalación de gasoductos y risers.
- Ampliación de la planta de acondicionamiento de gas en Lerdo.
- Realizar 10 intervenciones menores a pozos.
- Taponamiento de 20 pozos y abandono de la infraestructura de producción.

En este escenario la producción de gas y condensados del campo Kunah inicia en 2023 con 353 mmpcd, considerando que el *plateau* de producción máximo es de 600 mmpcd debido a la capacidad de procesamiento que se tendrá con el sistema flotante de producción. La declinación del campo Kunah es compensada con la producción del campo Piklis en 2025 con 44 mmpcd y mantener el *plateau* de 600 mmpcd.

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

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Kunah								2.54	3.69	3.54	2.88	1.79	1.48
Piklis										0.25	0.77	1.2	1.25
Agrupación Kunah-Piklis								2.54	3.69	3.79	3.65	2.99	2.73

	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	Total
Kunah	1.07	0.41	0.26	0.1								6.5 mmb
Piklis	1.25	1.25	1.1	0.76	0.34	0.21	0.18					3.1 mmb
Agrupación Kunah-Piklis	2.32	1.66	1.37	0.86	0.34	0.21	0.18					9.6 mmb

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

Handwritten signatures and initials: "PPR", "W", and "Y".

Handwritten signature.

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
Kunah								352.6	511.6	490.6	399.8	248.5	205.3
Piklis										44.5	137	214.9	223.4
Agrupación Kunah- Piklis								352.6	511.6	535.1	536.8	463.4	428.7

	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	Total	
Kunah	148.2	56.7	36.7	14.5								900.2	mmmpc
Piklis	223.5	223.5	197.1	135.8	61.2	37.6	26.4					556.9	mmmpc
Agrupación Kunah- Piklis	371.7	280.2	233.8	150.3	61.2	37.6	26.4					1,457.10	mmmpc

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

Escenario Incremental

El desarrollo de la agrupación de los campos Kunah y Piklis está planeado en base a la reserva 3P, para esto se requiere:

- Perforación y terminación de 19 pozos en el campo Kunah para la extracción de la reserva 3P y 8 pozos en el campo Piklis (en el campo Piklis la reserva 2P = 3P).
- Construcción e instalación de un sistema flotante de producción tipo semisumergible para el campo Kunah con capacidad de procesamiento de 600 mmppcd de gas natural.
- Procura e instalación de infraestructura submarina de producción.
- Procura e instalación de gasoductos y risers.
- Ampliación planta de acondicionamiento de gas en Lerdo.
- Realizar 13 intervenciones menores a pozos.
- Taponamiento de 27 pozos y abandono de la infraestructura de producción.

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

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Kunah								2.48	3.71	3.86	3.87	3.74	3.2
Piklis												0.1	0.52
Agrupación Kunah-Piklis								2.48	3.71	3.86	3.87	3.84	3.72

Handwritten initials: RR, UM, ADP

Handwritten signature

	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	Total	
Kunah	2.51	1.81	1.44	0.94	0.54	0.29	0.24	0.2				10.5	mmb
Piklis	1.04	1.24	1.25	1.25	1.22	0.92	0.5	0.24	0.17	0.13		3.1	mmb
Agrupación Kunah-Piklis	3.56	3.05	2.69	2.19	1.76	1.21	0.74	0.44	0.17	0.13		13.7	mmb

Tabla 5. Pronósticos de producción de condensado - 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
Kunah								344	515	536	536	518	443
Piklis												18.4	93.5
Agrupación Kunah-Piklis								344	515	536	536	537	537

	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	Total	
Kunah	348	251	199	131	74.9	40.9	32.9	27.5				1,460.7	mmmpc
Piklis	187	222	223	223	218	164	89.4	43.8	29.9	22.9		561.0	mmmpc
Agrupación Kunah-Piklis	535	474	423	354	293	205	122	71.2	29.9	22.9		2,021.7	mmmpc

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

Comparativo de los escenarios de producción

A continuación se presenta el comparativo de los pronósticos de producción de aceite y gas de los distintos escenarios y para las asignaciones separadas y en asociación. En las Fig. 2 y 3 se presenta la comparación de los perfiles de producción de gas y condensado, respectivamente, para los tres escenarios considerados en el campo Kunah. Se observa en el pronóstico de producción de gas del campo Kunah en el escenario Base Ronda 0 que el pico de producción se alcanza durante el 2025 con 559 mmppcd y la reserva 2P se agota en el año 2031. Mientras que con el incremento en las actividades en el escenario Incremental el pico de producción se presenta en los años 2025 y 2026, con un gasto de 536 mmppcd, y la producción se mantiene en declinación por más tiempo hasta la reserva 3P en el año 2037.

De forma general el pronóstico de producción de condensado en el campo Kunah es mayor en el escenario Incremental que en el Base Ronda Cero, además de que la producción se mantiene por más tiempo. En todos los escenarios del campo Kunah se considera que la producción inicie en 2023 debido a que antes de dicho año los gasoductos de Lakach a Lerdo no tendrán la capacidad de transportar la producción de Kunah. PEP considera que esto ayuda en la economía del proyecto porque se espera que para el 2023 se tengan precios más altos para los hidrocarburos que los actuales.

Handwritten initials: SE, Y, APP

Handwritten signature

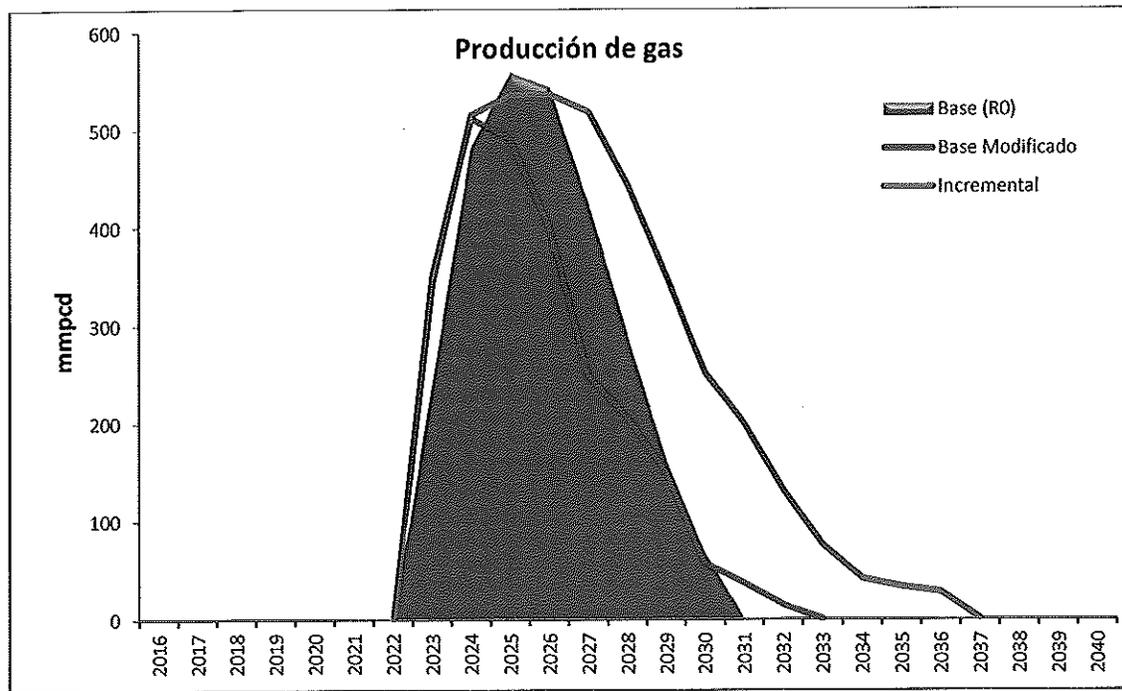


Fig. 2. Perfiles de producción de gas del campo Kunah (Fuente: PEP).

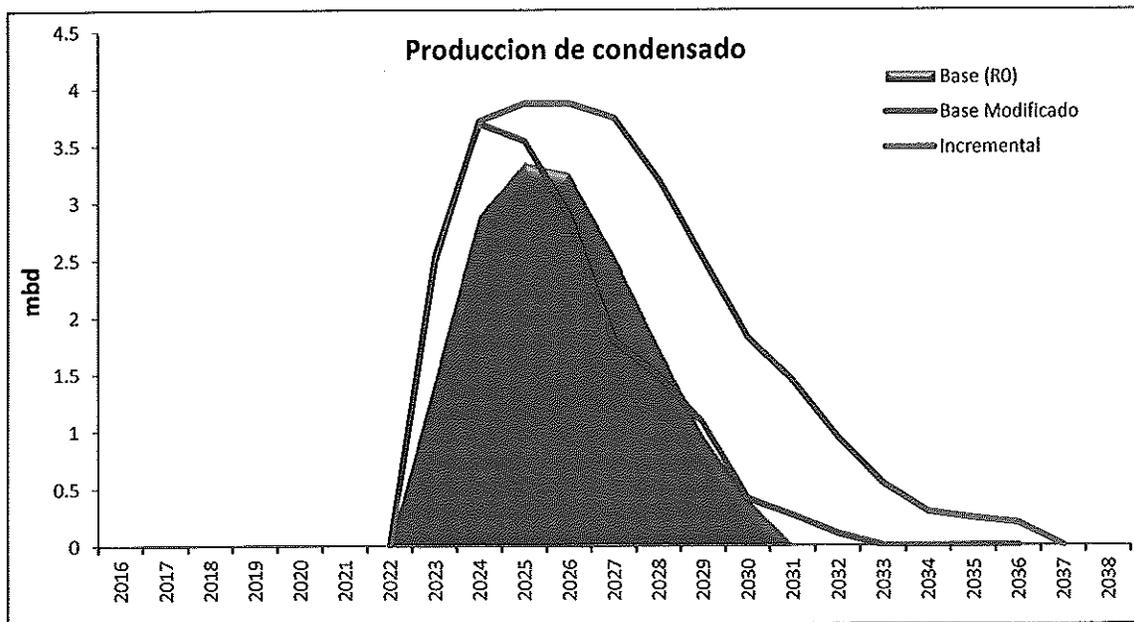


Fig. 3. Perfiles de producción de condensado del campo Kunah (Fuente: PEP).

En las Fig. 4 y 5 se presentan los pronósticos de producción de gas y condensado, respectivamente, para los tres escenarios del campo Piklis. En el escenario Base Modificado disminuyen las actividades físicas con respecto al Escenario Base Ronda Cero, por lo que el pico de producción de gas y condensado disminuye, pero la producción se adelanta un año en el escenario Base Modificado.

Con el escenario incremental se considera una producción en conjunto con el campo Kunah, y debido a que la capacidad de procesamiento del sistema flotante a instalar es de 600 mmpcd, la producción de

Handwritten signatures and initials, including 'LN', 'ABD', and 'J'.

Piklis se plantea comience en el año 2027 cuando inicie la declinación de Kunah. De esta forma se mantiene el plateau de la agrupación por más tiempo.

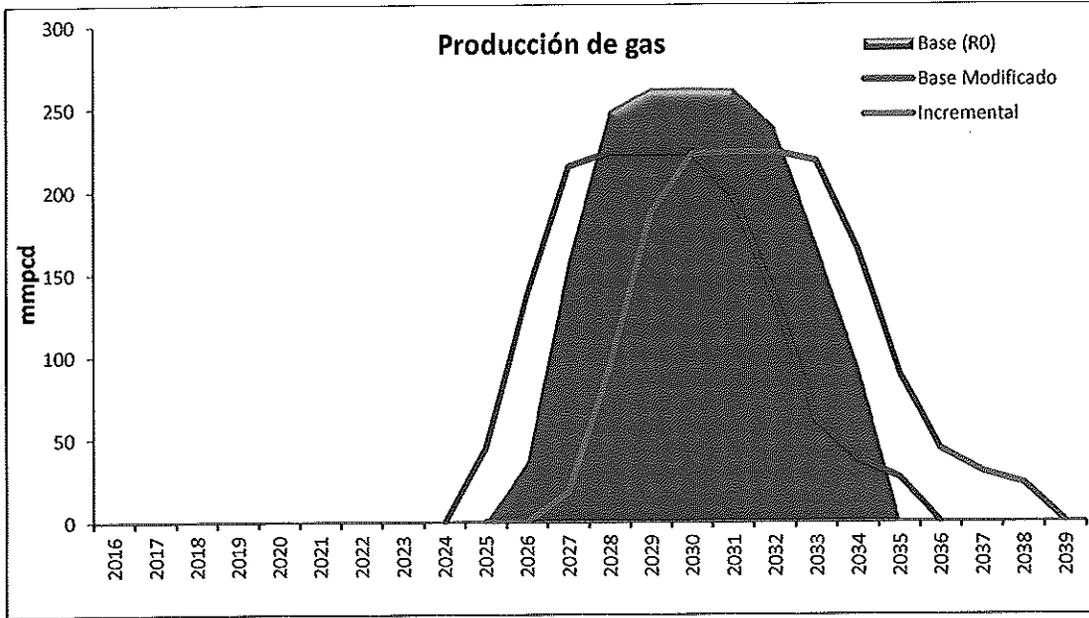


Fig. 4. Perfiles de producción de gas del campo Piklis (Fuente: PEP).

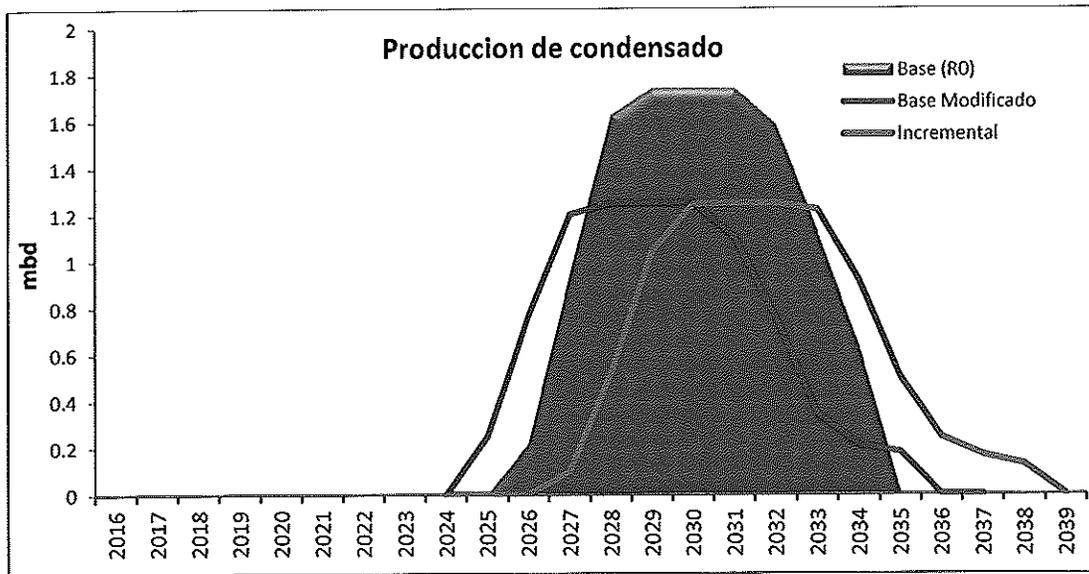


Fig. 5. Perfiles de producción de condensado del campo Piklis (Fuente: PEP).

En las Fig. 6 y 7 se presentan los pronósticos de producción de gas y condensado, respectivamente, para los tres escenarios de la agrupación Kunah-Piklis. En el pronóstico de producción de gas el pico de producción es mayor en el Escenario Base Ronda Cero, pero en el Escenario Incremental el plateau se mantiene por más tiempo, de los años 2025 al 2029, y la declinación se mantiene por más tiempo, en comparación con los escenarios Base Ronda Cero y Base Modificado. Este comportamiento del pronóstico es consecuencia de la administración agrupada de los campos Kunah y Piklis y por el límite de procesamiento de 600 mmpcd del sistema flotante considerado.

[Handwritten signatures and initials]

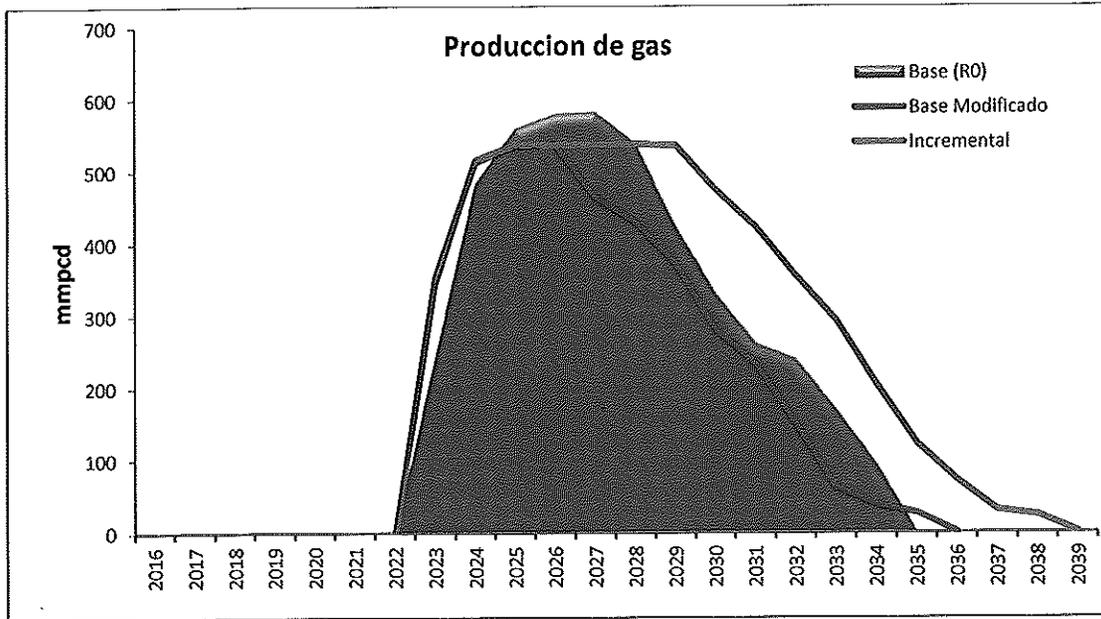


Fig. 6. Perfiles de producción de gas de la agrupación Kunah-Piklis (Fuente: PEP).

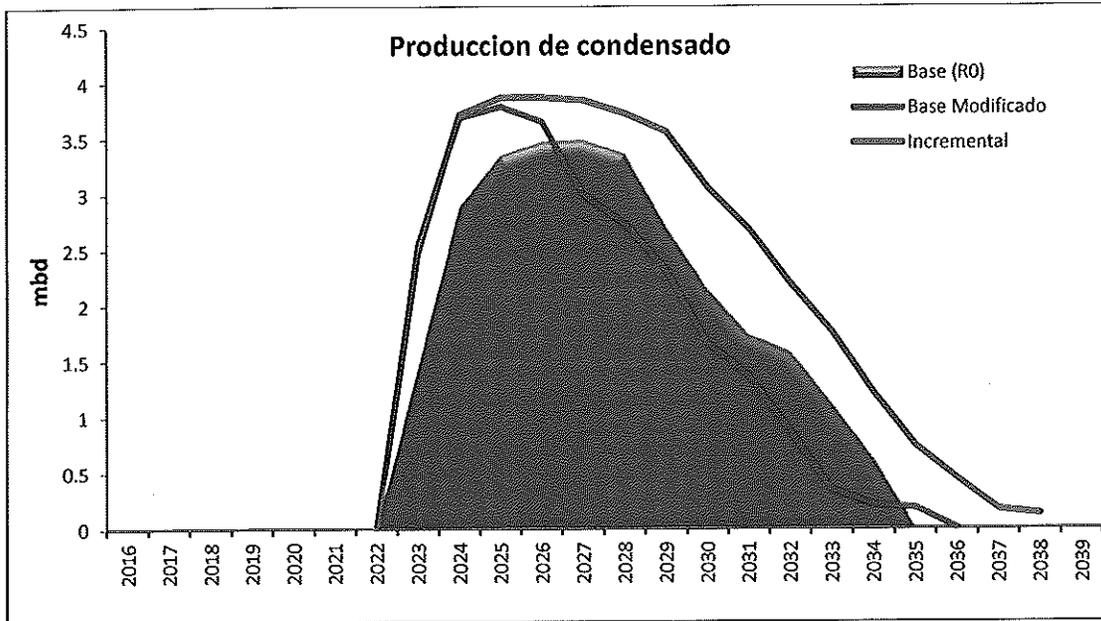


Fig. 7. Perfiles de producción de condensado de la agrupación Kunah-Piklis (Fuente: PEP).

En la Fig. 8 se muestra el comparativo de los volúmenes de hidrocarburos a recuperar considerando los tres escenarios presentados por PEP, para los campos Kunah y Piklis por separado y en agrupación. Los volúmenes acumulados se consideran a partir del 2016.

En el caso de Kunah se observa un incremento en el volumen acumulado del Escenario Incremental con respecto a los otros dos escenarios. Para Piklis el Escenario Incremental considera el desarrollo de toda la reserva 2P que en este caso es igual a la 3P. Para el mismo campo el volumen acumulado del Escenario

Handwritten signatures and initials.

Incremental es ligeramente menor con respecto al Base Ronda Cero, esto se debe a una disminución en la reserva remanente 3P del año 2015 con respecto al año 2014 como consecuencia de los resultados obtenidos en el pozo delimitador Piklis-1DL.

En la agrupación domina el efecto del incremento de la producción del campo Kunah, por lo que se plantea que el volumen acumulado del escenario incremental sea 76.4 mmbpce mayor que el Escenario Base Ronda Cero, y 112.6 mmbpce mayor que el Escenario Base Modificado.

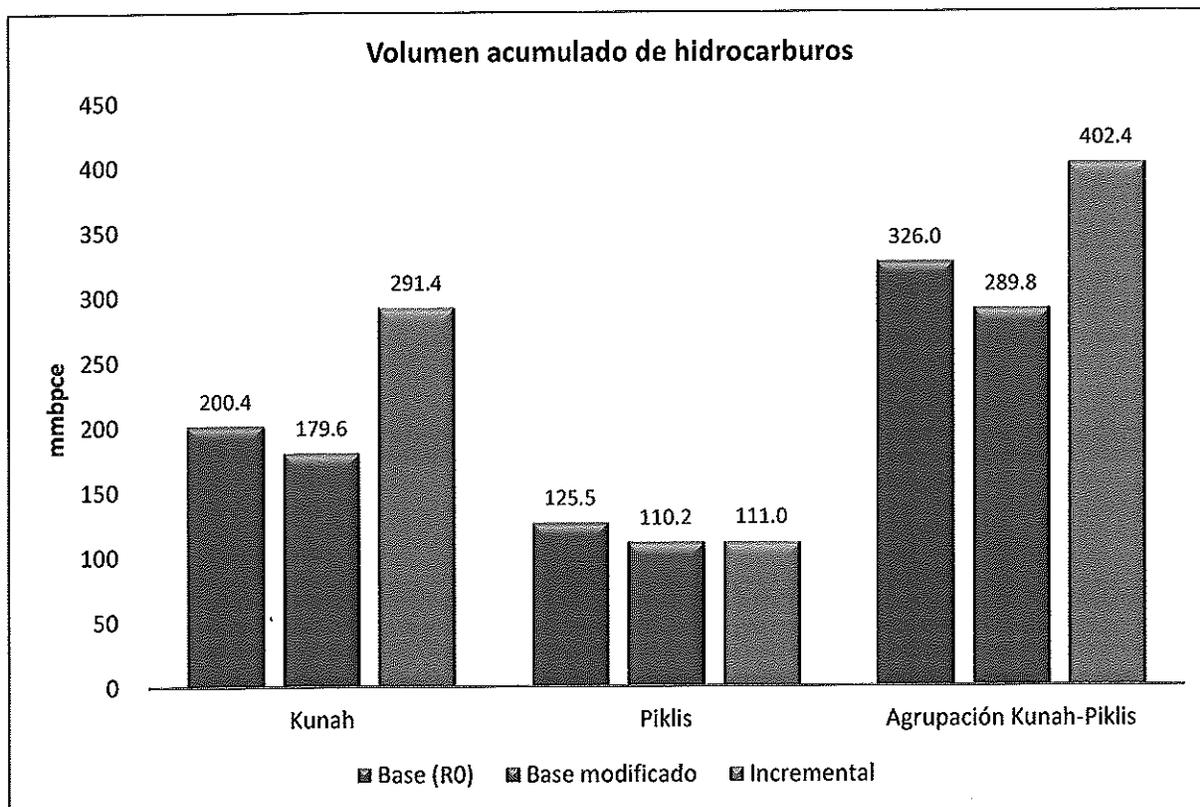


Fig. 8. Comparativo de volúmenes de hidrocarburos a recuperar en los horizontes presentados de los campos Kunah y Piklis, así como su agrupación (Fuente: CNH con datos de PEP).

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
Kunah	0	2,846.00
Piklis	0	1,052.70
Agrupación Kunah-Piklis	0	3,898.70

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

La tabla 8 muestra las reservas remanentes de aceite, gas, condensado y PCE para las diferentes categorías (1P, 2P y 3P) al 1 de enero de 2015.

Handwritten signatures and initials in the bottom right corner of the page.

Campo	Categoría	Aceite	Gas	Condensado	PCE
		mmb	mmmpc	mmb	mmb
Kunah	1P	0.0	0.0	0.0	0.0
	2P	0.0	1037.1	6.7	184.9
	3P	0.0	1677.3	10.8	299.1
Piklis	1P	0.0	0.0	0.0	0.0
	2P	0.0	630.0	3.2	111.4
	3P	0.0	630.0	3.2	111.4
Agrupación Kunah-Piklis	1P	0.0	0.0	0.0	0.0
	2P	0.0	1667.2	0.0	296.3
	3P	0.0	2307.4	0.0	410.5

Tabla 8. Reservas remanentes de aceite, gas y PCE al 1 de enero de 2015 (Fuente: PEP).

Los tres escenarios Base Ronda Cero, Base Modificado e Incremental, no prevén un incremento en la reserva, los dos primeros consideran agotar el total de la reserva 2P, mientras que el Escenario Incremental busca producir la reserva 3P. Sin embargo, el Escenario Incremental permitirá reclasificar las reservas en los campos Kunah y Piklis.

El incremento en las actividades físicas y el acceso a tecnologías de última generación y a procedimientos avanzados del Escenario Incremental permitirán recuperar un mayor volumen de hidrocarburos, lo que significa un incremento en el factor de recuperación de éstos.

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

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

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

Para estimar los gastos de operación programable y no programable de los escenarios, PEP lo realizó con datos aproximados, ya que aún no existe referencia de campos en operación en aguas profundas en México. Adicionalmente consideró la producción en petróleo crudo equivalente, para determinar un costo unitario, dicho costo lo multiplicó por el perfil de producción de cada escenario, generando el perfil correspondiente del gasto de operación.

Respecto a las inversiones, tomando en consideración que el proyecto de desarrollo de los campos Kunah y Piklis está en la etapa de planeación, PEP no tiene definido el concepto de desarrollo del campo ni cuenta con ingeniería básica, en México tampoco existen campos en aguas profundas en desarrollo que puedan utilizarse como referencia, el proyecto de desarrollo Lakach que se encuentra en etapa de ejecución fue el que se utilizó como referencia. Sin embargo, el campo Lakach se localiza en un tirante de agua máximo de 1000 m y los campos Kunah y Piklis se ubican en mayores tirantes de agua; 2146m y 1930 m, respectivamente. Por lo antes mencionado, PEP realizó la estimación de costos de infraestructura con base en Clase IV y V (AACE International RP 18R-97).

FE
W
APP
[Signature]

PEP también utilizó información del dominio público de sistemas submarinos, ductos y sistemas de control; bases de datos de Pemex de costos y tiempos de perforación de pozos exploratorios en aguas profundas en México y costos y tiempos de perforación de los pozos de desarrollo del campo Lakach; asimismo para los escenarios Base Modificado e Incremental utilizó datos de tiempos y costos de infraestructura generados para el campo Kunah.

Para el caso del costeo de pozos, debido a que los primeros pozos perforados en México en Aguas Profundas fueron los del campo Lakach, PEP tomó el promedio de los costos reales de los pozos para determinar el costo aproximado de perforación y el costo programado de terminación de los pozos para determinar el costo final de perforación y terminación de los pozos de los campos Kunah y Piklis.

Tanto en los gastos de operación como en las inversiones, PEP espera que a través de la alianza con un socio, las inversiones y gastos a ejercerse tiendan a reducirse en un 10% en los rubros de plataformas flotantes, sistemas submarinos, ductos e infraestructura de pozos debido a la optimización, integración y simplificación de actividades productivas, para la operación del campo.

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 9 muestra el calendario actividad física del Escenario Base Ronda Cero para los campos Kunah y Piklis.

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Pozos de Desarrollo											
Perforación pozos					2	3	3	3	3	3	3
Terminación pozos					2	3	3	3	3	3	3
Intervenciones pozos									1	1	1
Taponamiento pozos											
Infraestructura											
Gasoductos						2				2	
Ductos ascendentes					4	4				2	
Sistema Flotante							1				
Sistema submarinos y control							1			1	
Ampliación Planta Gas						1					

Concepto	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	TOTAL
Pozos de Desarrollo										
Perforación pozos	2									22
Terminación pozos	2									22
Intervenciones pozos	1	2	1	1	1	1				10
Taponamiento pozos				12					10	22
Infraestructura										
Gasoductos										4
Ductos ascendentes										10
Sistema Flotante										1
Sistema submarinos y control										2
Ampliación Planta Gas										1

Tabla 9. Actividad física - Escenario Base Ronda Cero (Fuente: PEP).

La Tabla 10 muestra la inversión del Escenario Base Ronda Cero, usando la paridad 12.9 (pesos/USD).

Handwritten notes and signatures: "APP", "FE", "VH", and a signature.

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Kunah	0	0	0	0	741.5	1008.5	553.0	536.0	334.5	220.4	196.4
Piklis	0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	403.8	560.0	386.3
Agrupación Kunah-Piklis	0	0	0	0	741.5	1008.5	553.0	536.0	738.3	780.4	582.7

	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Total (mmUSD)
Kunah	164.0	129.3	81.9	175.7						4141.20
Piklis	299.1	112.2	130.9	150.2	202.7	190.0	61.2	54.6	100.8	2651.80
Agrupación Kunah-Piklis	463.1	241.6	212.8	325.9	202.7	190.0	61.2	54.6	100.8	6793.00

Tabla 10. Inversión - Escenario Base Ronda Cero en mmUSD (Fuente: PEP).

La Tabla 11 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
Kunah								38.9	60.5	60.6	54.6
Piklis											35.3
Agrupación Kunah-Piklis	0	0	0	0	0	0	0	38.9	60.5	60.6	89.9

	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Total (mmUSD)
Kunah	42.1	32.0	24.8	19.4					333.1
Piklis	55.0	55.1	49.6	38.3	29.1	22.6	17.7	13.5	316.3
Agrupación Kunah-Piklis	97.1	87.1	74.5	57.7	29.1	22.6	17.7	13.5	649.3

Tabla 11. Gastos de operación - Escenario Base Ronda Cero en mmUSD (Fuente: PEP).

Escenario Base-Modificado

La Tabla 12 muestra el calendario actividad física del Escenario Base Modificado.

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Pozos de Desarrollo											
Perforación pozos					2	3	3	3	3	3	3
Terminación pozos					2	3	3	3	3	3	3
Intervenciones pozos											1
Taponamiento pozos											
Infraestructura											
Gasoductos							2		2		
Ductos ascendentes								8	2		
Sistema Flotante							1				
Sistema submarinos y control								1	1		
Ampliación Planta Gas							1				

Handwritten notes and signatures: "R", "V", "Y", "ANDP.", and a signature.

Concepto	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	TOTAL
Pozos de Desarrollo											
Perforación pozos											20
Terminación pozos											20
Intervenciones pozos	1	1	2	2	1	1	1				10
Taponamiento pozos										20	20
Infraestructura											
Gasoductos											4
Ductos ascendentes											10
Sistema Flotante											1
Sistema submarinos y control											2
Ampliación Planta Gas											1

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

La Tabla 13 muestra la inversión del Escenario Base Modificado, usando la paridad 14.3 (pesos/USD).

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Kunah	3.9	3.9	3.9	3.9	367.0	866.1	866.1	755.3	416.4	242.1	223.4
Piklis	4.4	4.4	4.4	4.4	0.0	0.0	0.0	190.4	541.1	463.4	502.4
Agrupación Kunah- Piklis	8.3	8.3	8.3	8.3	367	866.1	866.1	945.7	957.5	705.5	725.8

	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Total (mmUSD)
Kunah	166.8	150.3	127.1	79.5	47.3	30.3	3.3	2.0	1.5	4359.8
Piklis	122.2	130.9	161.1	188.0	189.7	187.6	66.6	42.5	40.6	2844.0
Agrupación Kunah- Piklis	288.92	281.26	288.14	267.49	237.01	217.93	69.81	44.43	42.10	7203.9

Tabla 13. Inversión - Escenario Base Modificado en mmUSD (Fuente: PEP).

La Tabla 14 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
Kunah								35.1	54.6	54.7	49.2
Piklis										23.8	23.8
Agrupación Kunah-Piklis								35.1	54.6	78.5	73.0

	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	Total (mmUSD)
Kunah	38.0	28.9	22.4	17.5	17.5	17.5				335.5
Piklis	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	261.5
Agrupación Kunah-Piklis	61.8	52.7	46.2	41.3	41.3	41.3	23.8	23.8	23.8	597.1

Tabla 14. Gastos de operación - Escenario Base Modificado en mmUSD (Fuente: PEP).

Escenario Incremental

La Tabla 15 muestra el calendario actividad física del Escenario Incremental.

Concepto	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Pozos de Desarrollo												
Perforación pozos					2	3	3	3	3	3	3	3
Terminación pozos					2	3	3	3	3	3	3	3
Intervenciones pozos											1	1
Taponamiento pozos												
Infraestructura												
Gasoductos							2				2	
Ductos ascendentes								12			2	
Sistema Flotante							1					
Sistema. submarinos y control								1			1	
Ampliación Planta Gas							1					

Concepto	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	TOTAL
Pozos de Desarrollo													
Perforación pozos	3	1											27
Terminación pozos	3	1											27
Intervenciones pozos	1	1	1	2	2	2	1	1					13
Taponamiento pozos										12	7	8	27
Infraestructura													
Gasoductos													4
Ductos ascendentes													14
Sistema Flotante													1
Sistema submarinos y control													2
Ampliación Planta Gas													1

Tabla 15. Actividad física - Escenario Incremental (Fuente: PEP).

La Tabla 16 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
Kunah	4.4	4.4	4.4	4.4	376.1	846.4	846.4	716.2	642.3	628.4	522.5	263.2
Piklis	4.4	4.4	4.4	4.4	0.0	0.0	0.7	9.3	13.6	172.6	356.7	402.3
Agrupación Kunah- Piklis	8.8	8.8	8.8	8.8	376.1	846.4	847.1	725.5	655.9	801.0	879.1	665.5
	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	Total (mmUSD)
Kunah	233.5	195.8	162.3	144.2	117.0	61.7	30.7	27.2	27.4	1.6	1.2	5861.8
Piklis	432.1	217.3	111.5	138.8	151.6	83.3	75.7	61.5	30.5	39.6	37.8	2352.7
Agrupación Kunah- Piklis	665.6	413.1	273.9	283.0	268.6	145.1	106.5	88.7	57.8	41.3	39.1	8214.4

Tabla 16. Inversión - Escenario Incremental en mmUSD (Fuente: PEP).

La Tabla 17 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
Kunah								35.1	54.6	54.7	49.2	38.0
Piklis												23.8
Agrupación Kunah-Piklis								35.1	54.6	54.7	49.2	61.8

	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	Total (mmUSD)
Kunah	28.9	22.4	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5			405.7
Piklis	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	23.8	285.3
Agrupación Kunah-Piklis	52.7	46.2	41.3	41.3	41.3	41.3	41.3	41.3	41.3	23.8	23.8	691.0

Tabla 17. Gastos de operación - Escenario Incremental en mmUSD (Fuente: PEP).

Comparativo de escenarios

En esta sección se presenta el comparativo de metas físicas y de gastos de operación e inversiones para los tres escenarios presentados por PEP. En las Fig. 9 y 10 se presentan el comparativo de la perforación de pozos de desarrollo y de las intervenciones a pozos correspondientes a los tres escenarios para la agrupación de los campos Kunah y Piklis.

Se observa que en el Escenario Incremental se proyecta la perforación de un mayor número de pozos que en los otros escenarios, especialmente en el campo Kunah. Con respecto a las intervenciones a pozos también se observa un mayor número de actividades en el Escenario Incremental que en los escenarios Baso Ronda Cero y Base Modificado.

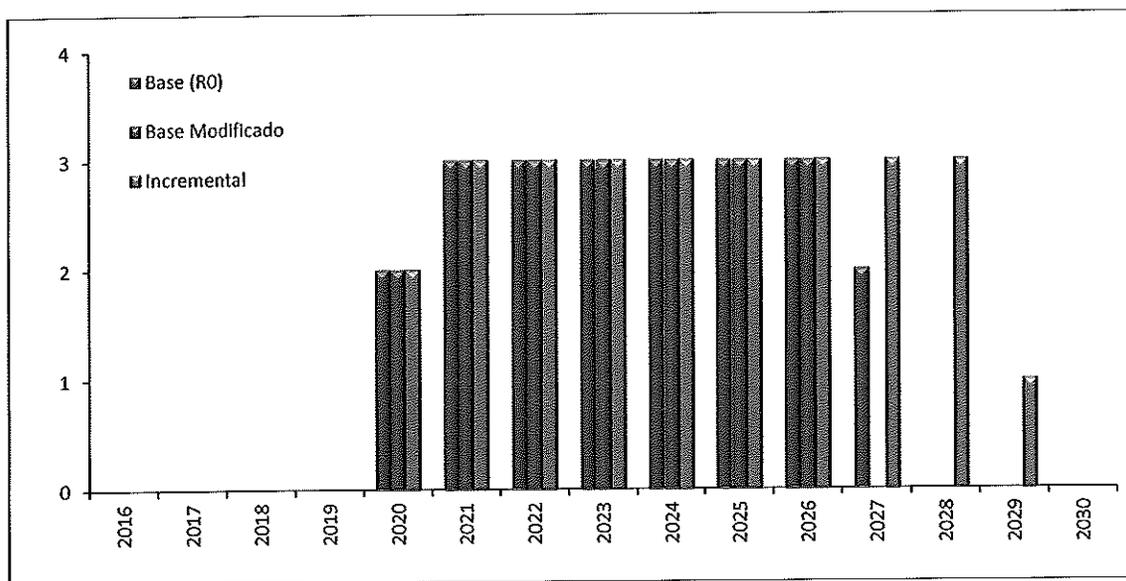


Fig. 9. Comparativo de actividades de perforación para los 3 escenarios (Fuente: PEP)

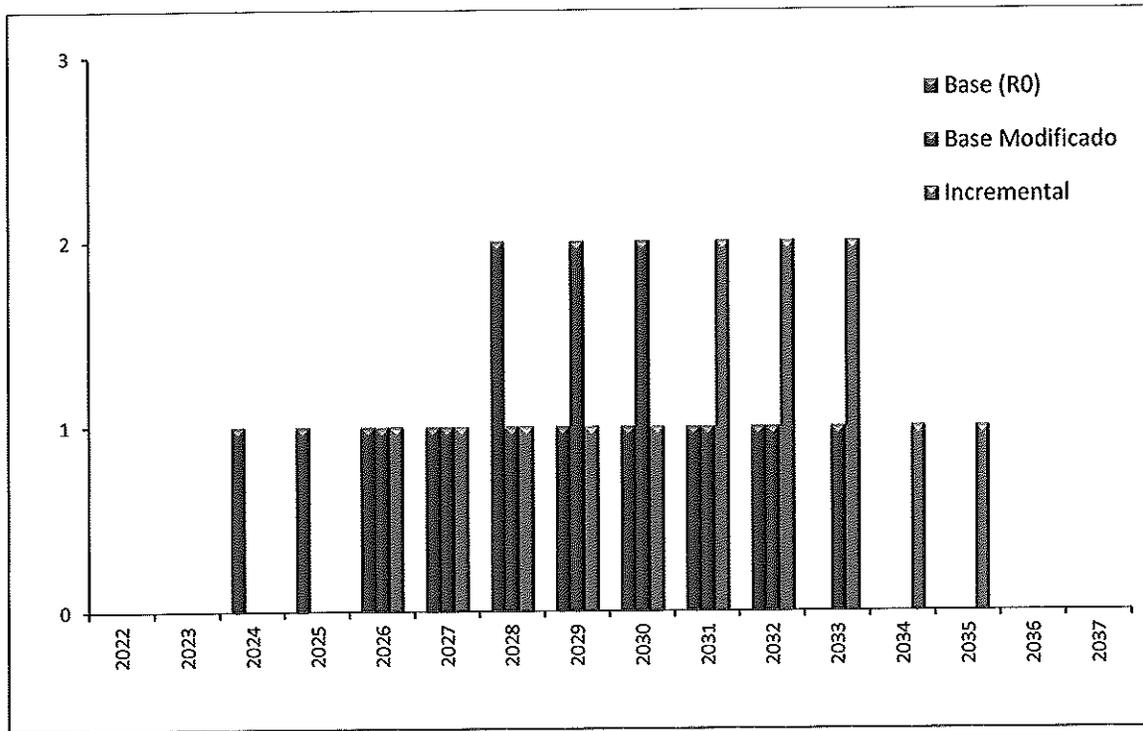


Fig. 10. Comparativo de actividades de intervenciones a pozos (Fuente: PEP)

En las tablas 11, 14 y 17 se muestra el gasto de operación anualizado para los campos Kunah y Piklis por separado y en agrupación. En la Fig. 11 se presentan los gastos de operación de la agrupación de los campos Kunah y Piklis, se observa que en el Escenario Incremental los gastos se distribuyen de una forma más uniforme en el periodo del 2023 al 2038, lo que indica una administración de los campos a en un horizonte más amplio.

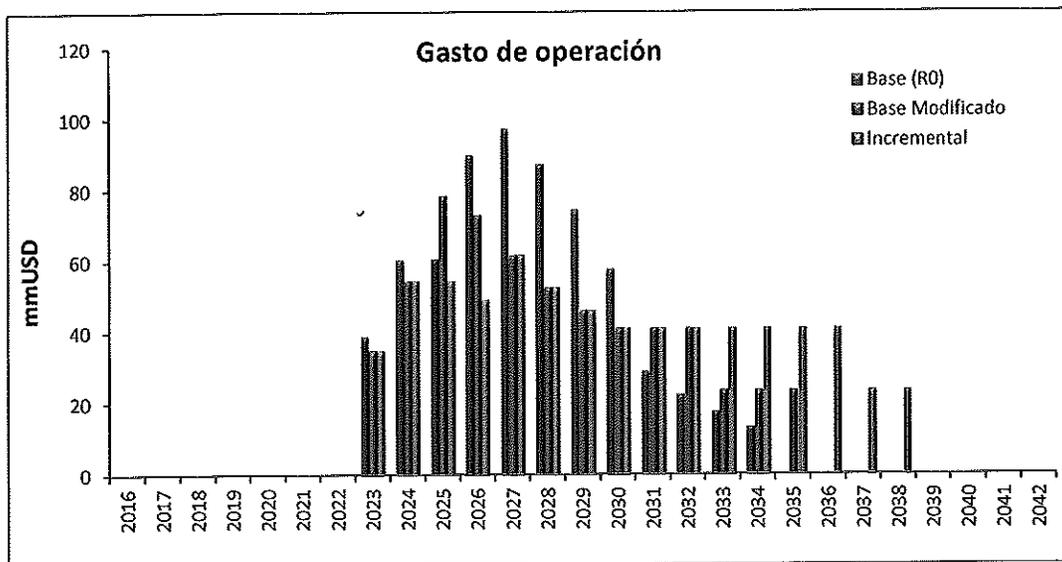


Fig. 11. Comparativo de Gastos de operación de la agrupación para los diferentes escenarios (Fuente: PEP)

En la Fig. 12 se presenta el gasto total de operación para los campos Kunah y Piklis por separado y en agrupación. El gasto total del campo Kunah aumenta en el Escenario Incremental debido principalmente

Handwritten signatures and initials:
 [Signature]
 [Signature]
 [Signature]
 [Signature]

a las al incremento en las actividades de desarrollo; mientras que en el campo Piklis el gasto de operación total en el Escenario incremental es menor que en el Base Ronda Cero. En la agrupación de los campos Kunah y Piklis, el gasto de operación del escenario incremental es 41.7 mmUSD mayor que en el Escenario Base Ronda Cero, y 93.9 mmUSD mayor que el Escenario Base Modificado.

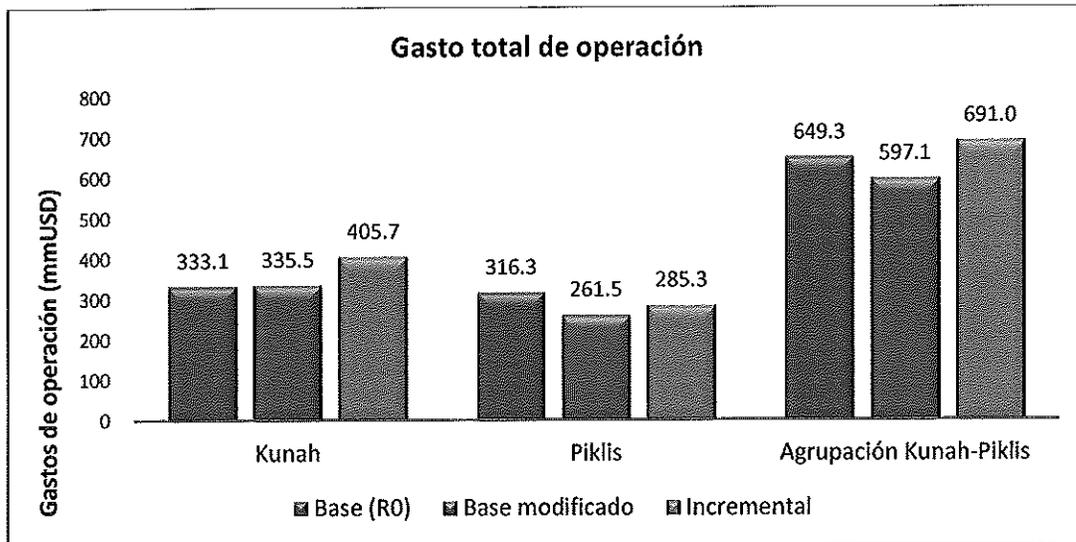


Fig. 12. Comparativo de Gasto total de operación para los diferentes escenarios (Fuente: PEP)

Las Tablas 10, 13 y 16 muestran las inversiones correspondientes a cada uno de los escenarios presentados por PEP. En la Fig. 13 y 14 se muestran de forma gráfica la distribución de las inversiones de la agrupación y el total de las inversiones por campo y para la agrupación, respectivamente. Los escenarios Base Modificado e Incremental presentan inversiones en los años 2016 al 2019 debido a las actividades de evaluación propuestas por PEP, las cuales no se consideraron en el Escenario Base Ronda Cero.

El Escenario Incremental del campo Kunah presenta la mayor inversión total debido principalmente al mayor número de pozos por perforar en comparación con los otros escenarios. Las inversiones del Escenario Incremental del campo Piklis son menores que los otros escenarios debido a la disminución de actividades físicas. En la agrupación de los campos Kunah y Piklis, las mayores inversiones se presentan en el Escenario incremental, con una diferencia de 1,414.4 mmUSD con respecto al Escenario base Ronda Cero y 1,010.6 mmUSD con respecto al Escenario Base Modificado.

Handwritten notes:
 P
 W
 AEP
 Y

Handwritten signature

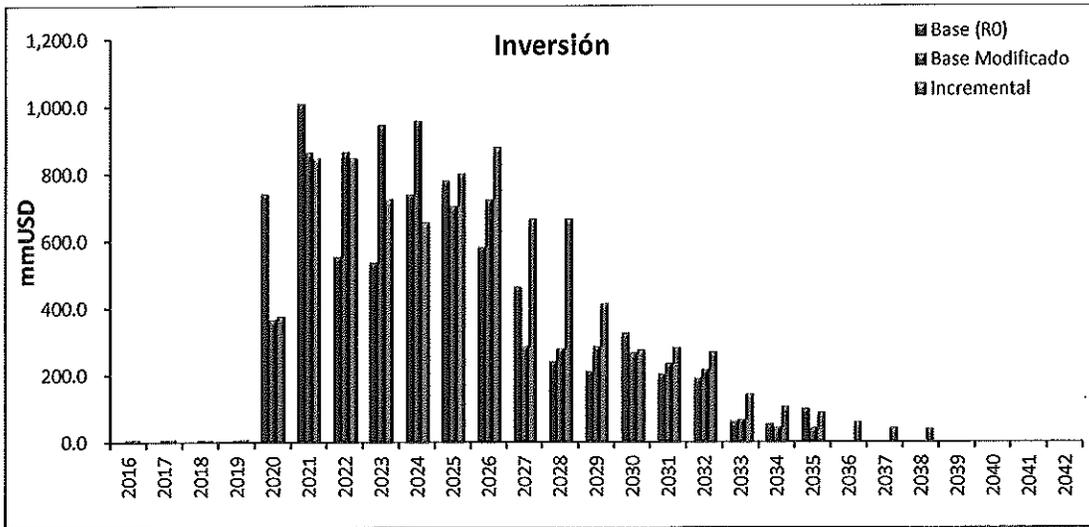


Fig. 13. Comparativo de Inversiones de la asociación para los diferentes escenarios (Fuente: PEP).

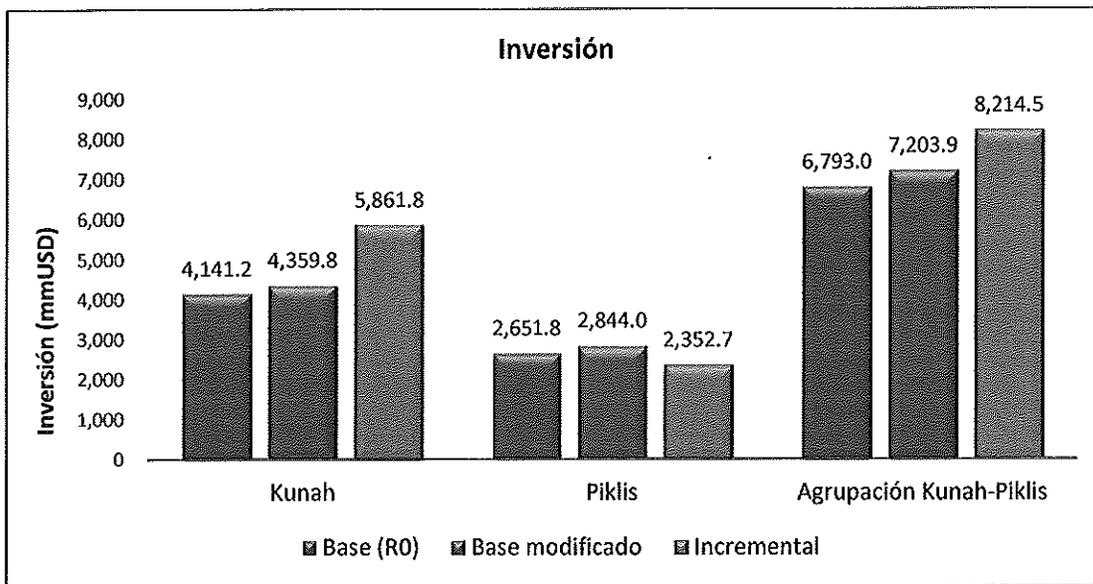


Fig. 14. Comparativo de Inversión total para los diferentes escenarios (Fuente: PEP).

Handwritten notes: "R", "M", "APP", and a large "4" with a checkmark.

Handwritten signature or initials.

IV. Escenarios de precios utilizados

Precio del gas a nivel de campo

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

- Utiliza el precio del gas natural como precio de referencia cuyo poder calorífico es de 1000 BTU (por sus siglas en inglés, British Thermal Unit)
- Dependiendo del poder calorífico del campo se hace una correspondencia proporcional y posteriormente, se hace un ajuste por calidad para finalmente obtener el precio 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 gas del campo Kunah con un poder calorífico de 1,046 BTU/pc y un 0.21% de CO₂ tiene un factor de proporcionalidad de 1.046, por tanto, el precio del gas de Kunah 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), $f = 1.046$, y $\%CO_2 = 0.21/100$.

$$P = 3.36 * 1.046 * (1 - 0.0021) = 3.51 \text{ USD/ millar de pie cúbico}$$

El precio de exportación de los condensados dulces, equivalente al promedio de las cotizaciones de cierre que reporta el New York Mercantile Exchange (NYMEX) para el contrato de futuros del crudo ligero (CLc1) correspondiente al primer mes (first month out) durante el mes de entrega del condensado, más la constante de las condiciones de mercado (PEP o PMI informará su valor), en USD/b.

La Fig. 15 muestran los comportamientos esperados de los crudos marcadores con respecto a los pronósticos de precios.

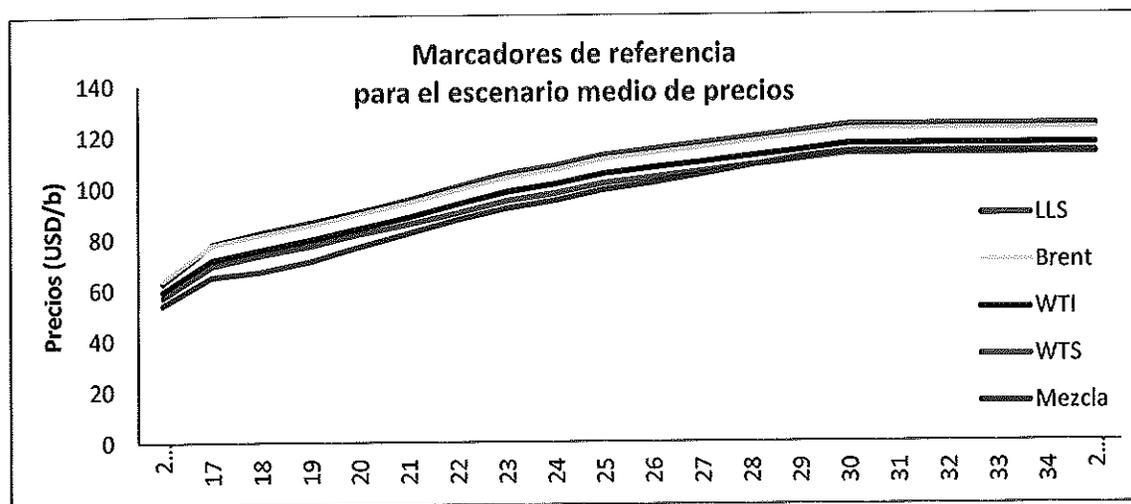


Fig. 15. Marcadores de referencia, USD/barril (Fuente: PEP).

PEP consideró los siguientes escenarios de precios del condensado y del gas para la evaluación de las asignaciones, se consideraron los precios a nivel de yacimiento para la evaluación económica de las asignaciones (Fig. 16 y 17). Los precios se encuentran referenciados al escenario medio del segundo trimestre de 2015.

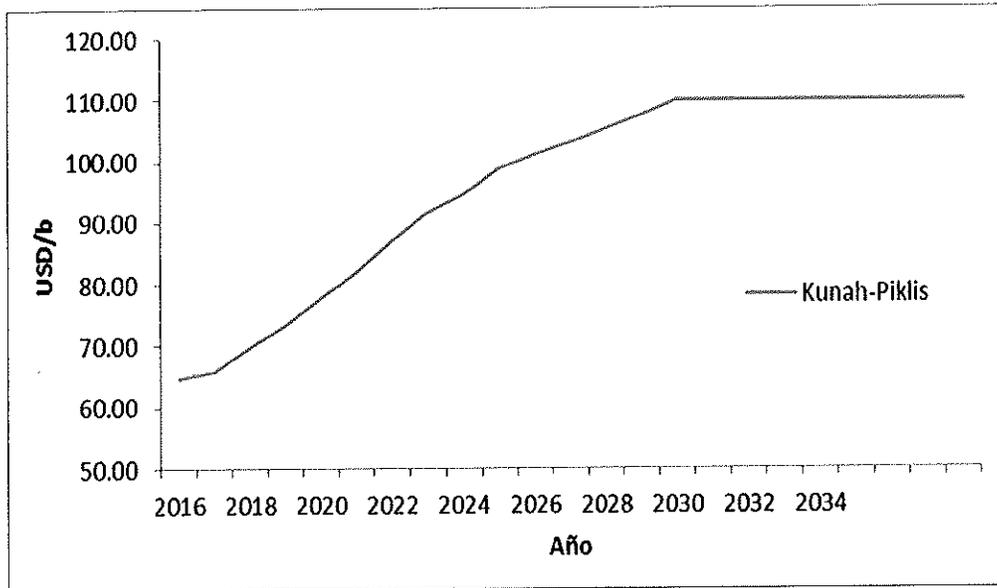


Fig. 16. Precios del condensado, USD/b (Fuente: PEP).

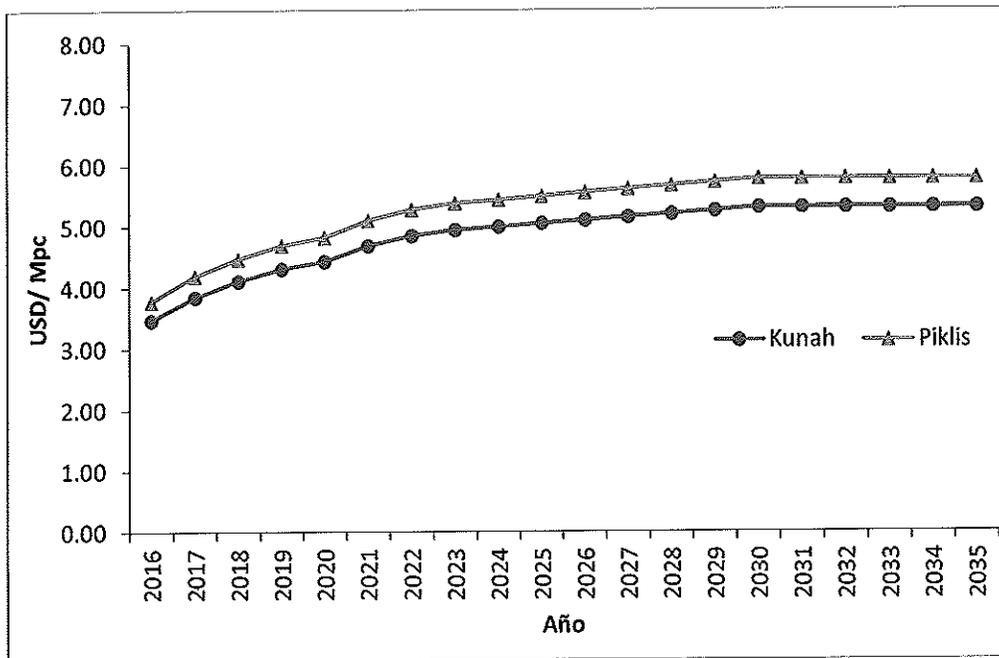


Fig. 17. Precios del gas, USD/Mpc (Fuente: PEP).

Handwritten notes and signatures: 'M', 'ADP', and a signature.

Handwritten signature.

V. Características geológicas del área

Campo Kunah

La estructura de Kunah se localiza en el límite Occidental del Cinturón Plegado de Catemaco y corresponde a un anticlinal con dirección Noreste-Suroeste; se generó durante el Mioceno Tardío-Pleistoceno a consecuencia de la interrelación de la contracción debida al evento Chiapaneco y los esfuerzos compresivos por gravedad de las Cordilleras Mexicanas.

El campo Kunah se descubrió en el año 2012 con la perforación del pozo exploratorio Kunah-1 y se confirmó con el pozo delimitador Kunah-1DL ese mismo año. Se tiene una trampa en un anticlinal asimétrico alargado con dirección NE-SO. La columna de hidrocarburos se encontró en las formaciones Mioceno Superior (MS-1), Mioceno Medio (MM-1) y Mioceno Inferior (MI-1, MI-2, MI-3), que corresponden a roca almacén constituida por areniscas depositadas en un ambiente de cuencas en complejo de canales en los abanicos submarinos localizados en la base de un extenso talud y el piso de cuenca; el sello lo conforman secuencias arcillosas intercaladas con areniscas de Mioceno Superior, Medio e Inferior; como roca generadora se identificó la presencia de rocas arcillosas del Jurásico Superior Tithoniano.

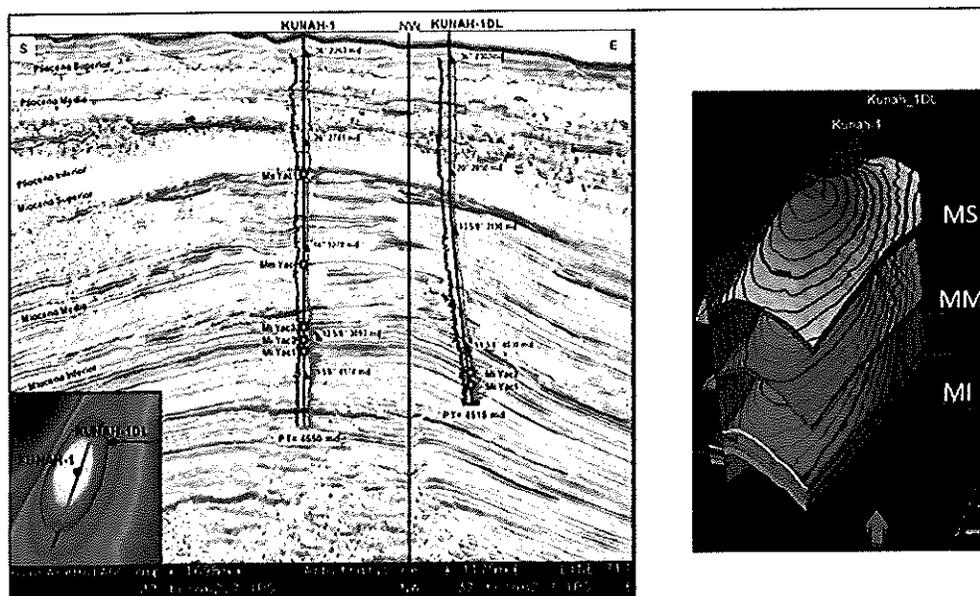


Fig.18 Sección sísmica del pozo Kunah-1 y Kunah-1DL (Fuente: PEP).

La columna estratigráfica del campo Kunah está constituida por rocas siliciclásticas que van desde el Oligoceno Superior hasta el Reciente, los yacimientos se encuentran delimitados hacia la parte oeste contra falla inversa y los límites verticales y horizontales de los mismos fueron establecidos por medio del empleo de atributos sísmicos en concordancia con las estructuras y confirmados mediante la toma de información con probadores dinámicos de formación con toma de muestras y gradientes de presión y la consecuente identificación de los contactos gas/agua.

Geológicamente la estructura que presenta mejores características petrofísicas es el Mioceno Superior, con valores de permeabilidad absoluta que van desde 100 a 1,000 md, se cuenta con dos núcleos convencionales de 18 m cada uno, que cubren todo el yacimiento en el pozo Kunah-1.

Las estructuras presentan poco echado lateral y sin fallas geológicas, con excepción del Mioceno Superior que tiene tres fallas geológicas normales.

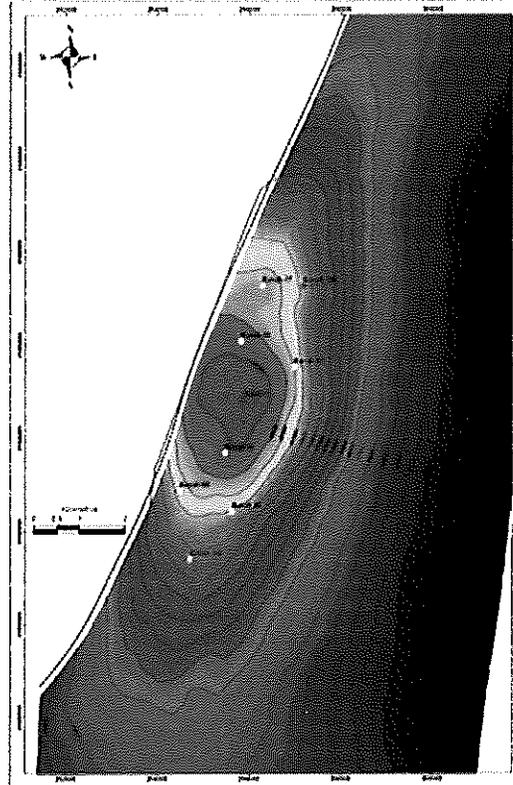


Fig. 19. Cima estructural Mioceno Inferior Yacimiento 1, campo Kunah (Fuente: PEP).

El Mioceno Inferior (3,827 a 4,103 m) es la formación que tiene el mayor volumen de hidrocarburos y la mejor zona, está integrado por tres paquetes principales: Mioceno Inferior Yacimiento 1 (3,997-4,103 m), MI-2 (3,908-3,937 m) y MI-3 (3,827-3,900 m); el paquete inferior está formado por areniscas de cuarzo y líticos de grano fino a grueso, moderadamente clasificados e intercalaciones de lutitas. El intermedio se compone de areniscas de cuarzo y líticos de grano fino a muy grueso, de regular a pobremente clasificados y con intercalaciones de lutitas. El paquete superior lo constituyen areniscas de grano fino a medio, de regular a pobremente clasificados e intercalaciones de lutitas y bentonitas.

El Mioceno Medio (3,323 a 3,340 m) está formado principalmente por lutitas de color gris claro y verdoso, bentoníticas, parcialmente arenosas y calcáreas, con intercalaciones de areniscas de cuarzo, de grano fino a medio, bien clasificados, ligeramente arcillosas y es el que tiene menor volumen de hidrocarburos.

El Mioceno Superior (2,845 a 2,890 m) está representado por las siguientes zonas; la superior (MS-1_Sup) de 2,845 a 2,857 m, está constituido de intercalaciones de lutitas gris claro y verdoso, parcialmente arenosas y limolíticas; la parte inferior (MS-1_Inf) de 2,857 a 2,890 m, formada por areniscas de cuarzo con grano fino a medio, moderadamente clasificados y sin arcilla, con intercalaciones de lutita hacia la base. La Fig. 20 muestra una sección estratigráfica de Kunah.

Handwritten initials and marks, including a large 'W' and several scribbles.

Handwritten signature or mark.

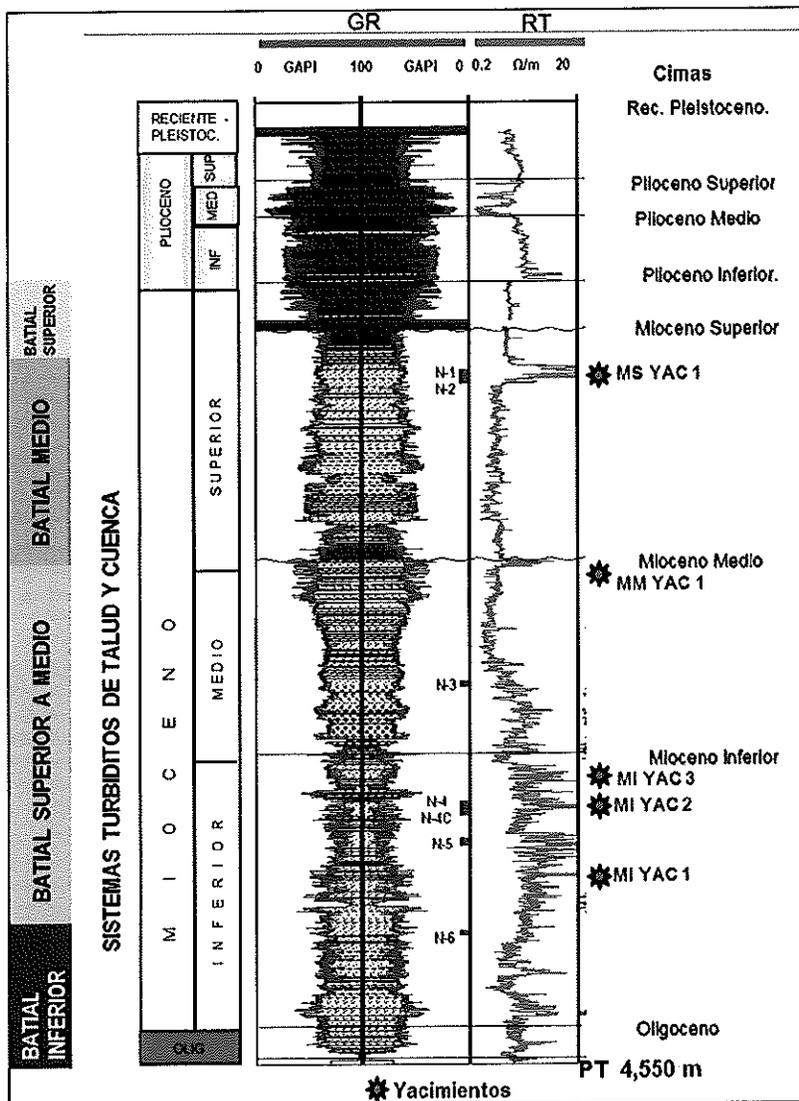


Fig.20. Sección estratigráfica de Kunah (Fuente: PEP).

Campo Piklis

El campo Piklis se ubica en la porción sur de la provincia geológica Cordilleras Mexicanas, muy cerca del área donde converge con la provincia Cinturón Plegado de Catemaco. Es una estructura anticlinal con flancos simétricos, es decir, no existe una vergencia preferencial de los esfuerzos y es la última y más grande estructura del límite sur de la provincia de las Cordilleras Mexicanas; como consecuencia de esta condición, se presenta como una estructura sepultada y con mayor desarrollo de espesores en las unidades del Mioceno Medio, Superior y Plioceno Inferior, las cuales se adelgazan y acuñan contra los flancos. Los yacimientos del Mioceno Inferior son correlacionables estratigráficamente con los del campo Lakach, mismo que se ubica a 29 km.

Handwritten notes:
 E Y ADP
 W

Handwritten signature:

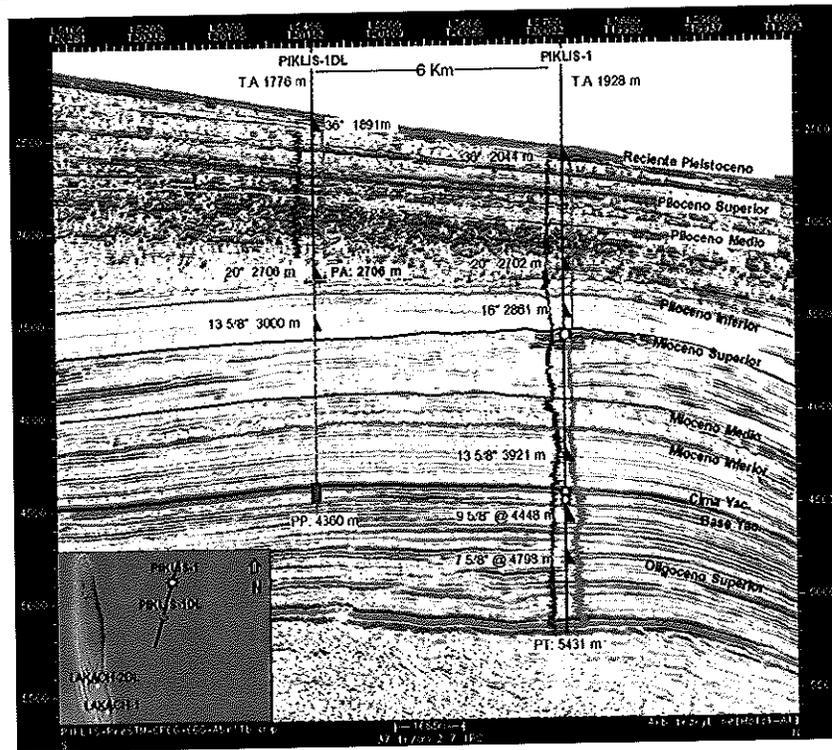


Fig. 21. Sección sísmica del pozo Piklis-1 y Piklis-1DL (Fuente: PEP).

La columna estratigráfica del pozo Piklis-1 está constituida por rocas siliciclásticas que van desde el Oligoceno Medio hasta el Reciente, depositadas por sistemas turbidíticos en ambientes de cuenca y base de talud, el pozo atravesó las columnas geológicas del Plioceno, Mioceno Superior, Mioceno Medio, Mioceno Inferior y el Oligoceno.

El Mioceno Inferior corresponde a la roca almacén donde se encuentran los yacimientos productores del campo Piklis y está integrado por cuatro paquetes principales. El primero de ellos está formado por lutitas gris verdoso a claro, ligeramente calcáreo en partes arenoso y bentonítico, con delgadas intercalaciones de areniscas gris claro de cuarzo, feldespatos y líticos. El segundo paquete está constituido principalmente por areniscas de cuarzo, feldespatos y líticos, de grano fino a medio a nivel de yacimiento, las facies de la roca almacén se interpretaron como de canal y desborde distal. El tercer y cuarto paquete se constituye de intercalaciones de areniscas gris claro de cuarzo, de grano fino, moderadamente clasificado, no consolidada, arcillosa, con porosidad primaria intergranular de 10-15 % y cementante calcáreo. La Fig. 22 muestra una columna geológica del pozo Piklis-1.

RE
Y
APP
W

[Handwritten signature]

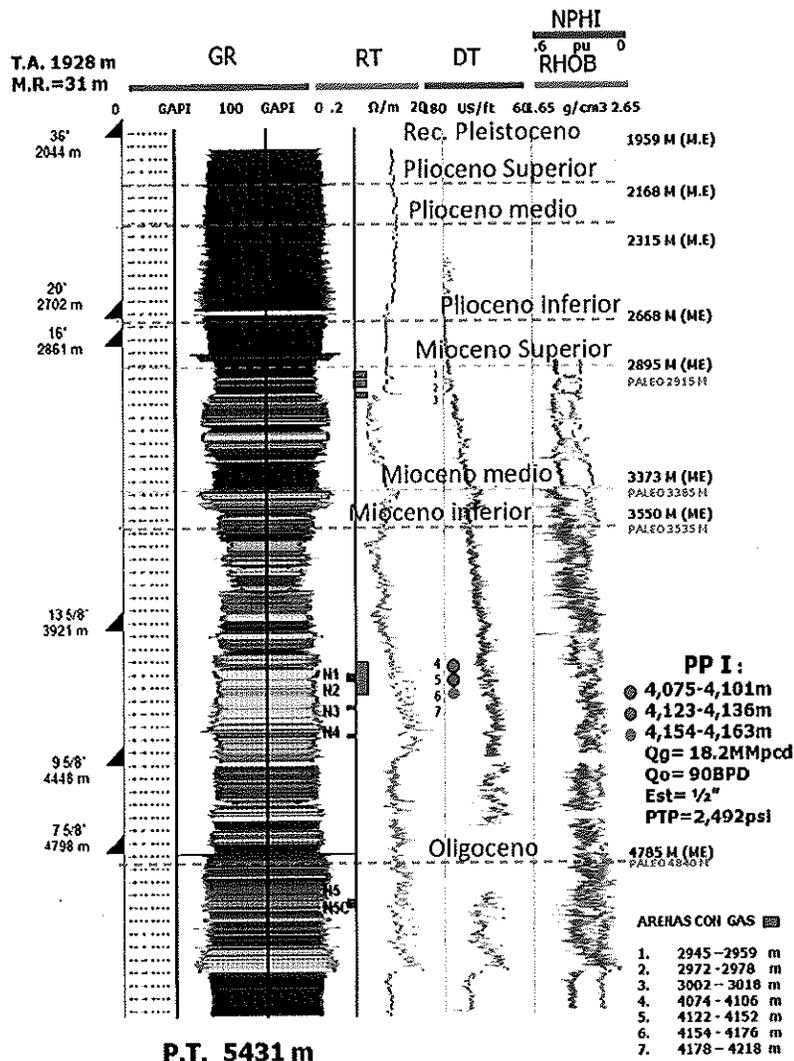


Fig.22. Columna geológica del pozo Piklis-1 (Fuente: PEP).

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

El hidrocarburo producido en el campo Kunah corresponde a Gas natural no asociado y Condensado. El gas natural no asociado tiene un poder calorífico de 1,046.41 BTU/pc, y no presenta impurezas. Mientras que el Condensado tiene una densidad de 41 °API.

El hidrocarburo producido en el campo Piklis corresponde a Gas natural no asociado y Condensado. El gas natural no asociado tiene un poder calorífico de 1,139.21 BTU/pc, con impurezas de 0.01% mol de CO₂. Mientras que el Condensado tiene una densidad de 39.7 °API, con impurezas de 0.03%.

R
W
APP
Y

[Handwritten signature]

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

a) Infraestructura dentro de las Asignaciones

Como se mencionó anteriormente y de acuerdo a la información presentada por PEP, el proyecto de desarrollo de los campos Kunah y Piklis se encuentra en la etapa inicial de planeación mediante el proceso FEL y no cuenta con infraestructura de producción. Solo existe en ambos campos un pozo descubridor y un pozo delimitador.

El proyecto de desarrollo de los campos Kunah y Piklis está en etapa de planeación y considera hacer sinergia con el proyecto Lakach a fin de aprovechar la infraestructura de este último. Al declinar la producción del campo Lakach a menos de 200 MMpcd dejará disponible un ducto, el cual podrá ser utilizado para transportar parte de la producción de los campos Kunah y Piklis, de esta manera se requerirá construir e instalar dos gasoductos, uno de 65 km de longitud del sistema flotante tipo semisumergible en el campo Kunah a la interconexión con los gasoductos Lakach-Lerdo y un segundo gasoducto de 130 km de longitud de la semisumergible a la estación de gas en Lerdo. El proyecto Kunah-Piklis en sinergia con Lakach requiere de 195 Km de gasoducto y sin sinergia con Lakach requiere 260 km de gasoductos.

Escenario Base

En este escenario el proyecto considera la perforación y terminación de 22 pozos de desarrollo; la procura, construcción e instalación de un sistema flotante de producción tipo semisumergible; la procura e instalación de la infraestructura submarina de producción; la procura, construcción e instalación de dos gasoductos incluyendo sus ductos ascendentes para transportar la producción del campo Piklis a la semisumergible y dos gasoductos de la semisumergible a Lerdo; así como la ampliación de la planta de acondicionamiento de gas en Lerdo, observar Tabla 18 y Tabla 19.

Infraestructura	Cantidad
Perforación y terminación de pozos de desarrollo.	12
Líneas de descarga submarinas de tubería flexible.	12
Umbilicales para control de árboles.	12
Cabezales de recolección submarinos (Manifolds).	3
Sistema de control submarino en el campo.	1
Umbilicales de control de la semisumergible a los equipos submarinos de recolección.	6
Risers (SCR) de producción en tirante de agua 2,146 m.	6
Sistema flotante de producción tipo Semisumergible que instalará en el campo Kunah, con planta de proceso de gas en su cubierta de 600 MMPCD de capacidad.	1
Risers de exportación en tirante de agua 2,146 m.	2
Ducto de exportación de 65 km de longitud del campo Kunah al campo Lakach.	1
Ducto de exportación de 130 km de longitud del campo Kunah a Lerdo.	1
Ampliación de la estación de acondicionamiento de gas Lakach, con la adición de 2 trenes de 100 MMPCD cada uno.	1

Tabla 18. Infraestructura Futura de Escenario Base en el campo Kunah (Fuente: PEP).

Handwritten signatures and initials: *YR*, *W*, and *APP*.

Handwritten signature.

Infraestructura	Cantidad
Campo Piklis	
Perforación y terminación de pozos de desarrollo.	10
Líneas de descarga submarinas de tubería flexible.	10
Umbilicales para control de árboles.	10
Sistema de control submarino en el campo.	1
Umbilical de control e inyección de MEG de 35 km hacia la semisumergible.	1
Gasoducto de transporte de 35 km del campo Piklis a la semisumergible.	2
Risers de producción (SCR) en la semisumergible en tirante de agua de 2,146 m.	2

Tabla 19. Infraestructura Futura de Escenario Base en el campo Piklis (Fuente: PEP).

Escenario Base Modificado

En este escenario el proyecto considera la perforación y terminación de 20 pozos de desarrollo; la procura, construcción e instalación de un sistema flotante de producción tipo semisumergible; la procura e instalación de la infraestructura submarina de producción; la procura, construcción e instalación de dos gasoductos incluyendo sus ductos ascendentes para transportar la producción del campo Piklis a la semisumergible y dos gasoductos de la semisumergible a Lerdo; así como la ampliación de la planta de acondicionamiento de gas en Lerdo, observar Tabla 20 y Tabla 21.

Infraestructura	Cantidad
Campo Kunah	
Perforación y terminación de pozos de desarrollo.	12
Líneas de descarga submarinas de tubería flexible.	12
Umbilicales para control de árboles.	12
Cabezales de recolección submarinos (Manifolds).	3
Sistema de control submarino en el campo.	1
Umbilicales de control de la semisumergible a los equipos submarinos de recolección.	6
Risers (SCR) de producción en tirante de agua 2,146 m.	6
Sistema flotante de producción tipo Semisumergible que instalará en el campo Kunah, con planta de proceso de gas en su cubierta de 600 MMPCD de capacidad.	1
Risers de exportación en tirante de agua 2,146 m.	2
Ducto de exportación de 65 km de longitud del campo Kunah al campo Lakach.	1
Ducto de exportación de 130 km de longitud del campo Kunah a Lerdo.	1
Ampliación de la estación de acondicionamiento de gas Lakach, con la adición de 2 trenes de 100 MMPCD cada uno.	1

Tabla 20. Infraestructura Futura del Escenario Base modificado en el campo Kunah (Fuente: PEP).

Infraestructura	Cantidad
Campo Piklis	
Perforación y terminación de pozos de desarrollo.	8
Líneas de descarga submarinas de tubería flexible.	8
Umbilicales para control de árboles.	8
Sistema de control submarino en el campo.	1
Umbilical de control e inyección de MEG de 35 km hacia la semisumergible.	1
Gasoducto de transporte de 35 km del campo Piklis a la semisumergible.	2
Risers de producción (SCR) en la semisumergible en tirante de agua de 2,146 m.	2

Tabla 21. Infraestructura Futura del Escenario Base Modificado en el campo Piklis (Fuente: PEP).

Handwritten initials: ER, LW, and DDP.

Handwritten signature.

Escenario Incremental

En este escenario el proyecto considera la perforación y terminación de 27 pozos de desarrollo; la procura, construcción e instalación de un sistema flotante de producción tipo semisumergible; la procura e instalación de la infraestructura submarina de producción; la procura, construcción e instalación de dos gasoductos incluyendo sus ductos ascendentes para transportar la producción del campo Piklis a la semisumergible y dos gasoductos de la semisumergible a Lerdo; así como la ampliación de la planta de acondicionamiento de gas en Lerdo, observar Tabla 22 y Tabla 23.

Infraestructura	Cantidad
Campo Kunah	
Perforación y terminación de pozos de desarrollo.	19
Líneas de descarga submarinas de tubería flexible.	19
Umbilicales para control de árboles.	19
Cabezales de recolección submarinos (Manifolds).	5
Sistema de control submarino en el campo.	1
Umbilicales de control de la semisumergible a los equipos submarinos de recolección.	10
Risers (SCR) de producción en tirante de agua 2,146 m.	10
Sistema flotante de producción tipo Semisumergible que instalará en el campo Kunah, con planta de proceso de gas en su cubierta de 600 MMpcd de capacidad.	1
Risers de exportación en tirante de agua 2,146 m.	2
Ducto de exportación de 65 km de longitud del campo Kunah al campo Lakach.	1
Ducto de exportación de 130 km de longitud del campo Kunah a Lerdo.	1
Ampliación de la estación de acondicionamiento de gas Lakach, con la adición de 2 trenes de 100 MMpcd cada uno.	1

Tabla 22. Infraestructura Futura del Escenario Incremental en el campo Kunah (Fuente: PEP).

Infraestructura	Cantidad
Campo Piklis	
Perforación y terminación de pozos de desarrollo.	8
Líneas de descarga submarinas de tubería flexible.	8
Umbilicales para control de árboles.	8
Sistema de control submarino en el campo.	1
Umbilical de control e inyección de MEG de 35 km hacia la semisumergible.	1
Gasoducto de transporte de 35 km del campo Piklis a la semisumergible.	2
Risers de producción (SCR) en la semisumergible en tirante de agua de 2,146 m.	2

Tabla 23. Infraestructura Futura del Escenario Incremental en el campo Piklis (Fuente: PEP).

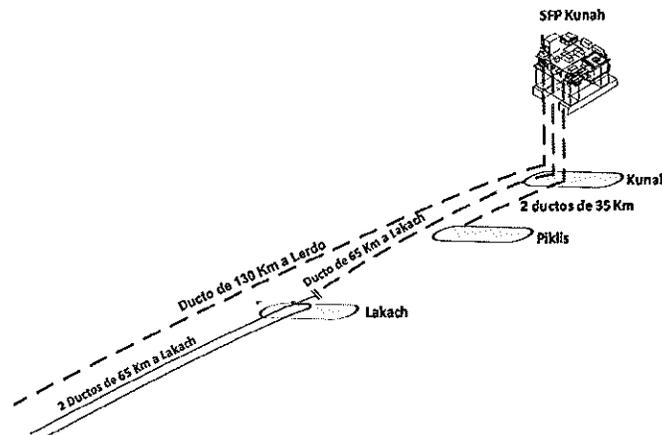


Fig.23 Infraestructura futura del campo Piklis de los tres escenarios (Fuente: PEP).

El esquema de desarrollo presentado por PEP para el manejo de hidrocarburos (gas y condensados) del proyecto Kunah-Piklis contempla que la producción de las instalaciones submarinas fluya hacia la plataforma flotante tipo semisumergible donde llegará a un sistema de trampa de diablos. En la cubierta de la semisumergible se realizará una separación de primera etapa para separar gas y líquidos (separadores bifásicos) y posteriormente en una segunda etapa de separación para remover el agua de los condensados (separador trifásico) y enviar a recuperación el monoetilenglicol y a tratamiento el agua congénita. Los condensados separados serán reinyectados a la corriente de gas para su transporte por los ductos principales a la Estación de Acondicionamiento de Gas como se presenta en la Fig. 24.

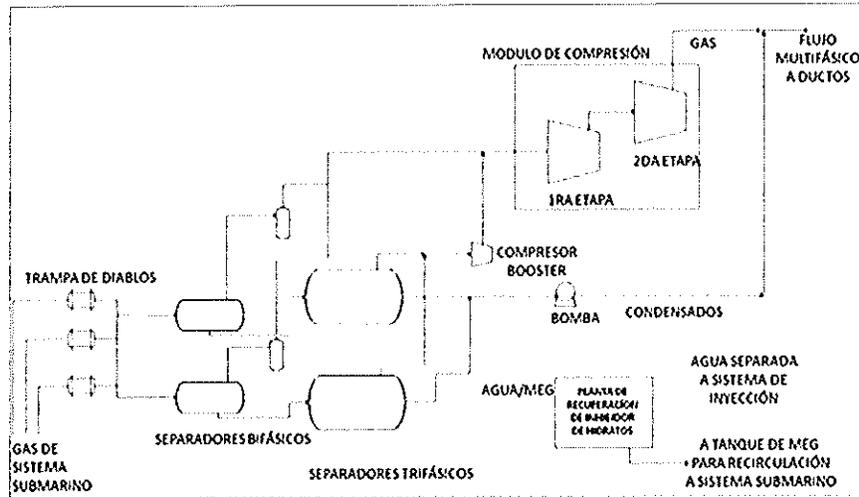


Fig.24 Representación esquemática del proceso en la cubierta de la plataforma (Fuente: PEP).

b) Infraestructura alrededor de las Asignaciones

El proyecto Lakach está en etapa de ejecución y contará con la infraestructura submarina y terrestre que se muestra en la Tabla 24. La sinergia con Lakach consiste en utilizar un gasoducto de 18 pulgadas del campo Lakach a Lerdo cuando éste quede libre por declinación de la producción de Lakach, para transportar la producción proveniente de la semisumergible, asimismo, se ampliará la estación de acondicionamiento de gas Lakach en Lerdo de Tejada, Veracruz.

Infraestructura	Cantidad
Submarina	
Pozos de desarrollo (incluye un pozo delimitador).	7
Cabezales de recolección submarinos (Manifolds).	2
Sistema de control submarino.	1
Umbilical de control e inyección de MEG desde Lerdo de 65 km.	1
Gasoductos de transporte de 18 pulgadas de diámetro y 65 km de longitud de Lakach a Lerdo.	2
En la costa	
Planta de Monoetilenglicol (MEG).	1
Estación de recolección (ERGL).	1
Sistema de control submarino.	1
Estación de acondicionamiento de gas Lakach (EAGL) con capacidad de proceso de gas de 400 MMPCD.	1

Tabla 24. Infraestructura futura en el campo Lakach (Fuente: PEP).

Handwritten signatures and initials: RY, APP, and other illegible marks.

Dentro de las asignaciones no existen sistemas o instalaciones de medición y aprovechamiento de gas. En el plan de desarrollo de los campos Kunah y Piklis se considera la instalación de la infraestructura de producción, asimismo, se planea la medición de la producción (gas y condensados) en diferentes puntos como se muestra en la Fig. 25.

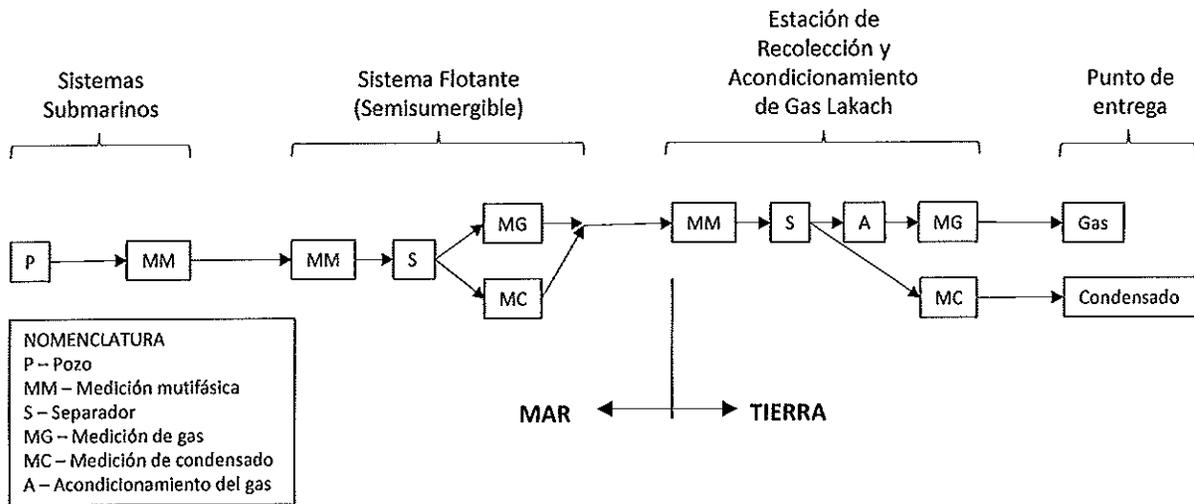


Fig.25. Esquema simplificado de los puntos de medición de hidrocarburos de los campos Kunah y Piklis (Fuente: PEP).

* Las asignaciones actualmente no cuenta con punto de medición dentro del área; sin embargo se tiene contemplado realizar conversaciones con el futuro socio de PEP para instalar dicho sistema de medición, en función del acuerdo de operación conjunta y del contrato para la exploración y extracción".

RR
 WW
 APP
 J

AA

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

El interés de PEP por extraer hidrocarburos en asociación con personas morales (socio) en las asignaciones A-0185-Campo Kunah y A-0271-Campo Piklis en sus diferentes yacimientos es de carácter financiero y técnico. Los beneficios que espera PEP son los siguientes:

- Contar con los recursos financieros de un socio, necesarios para el desarrollo de estos campos.
- Compartir y adquirir del socio nuevas habilidades técnicas en cuanto al diseño, instalación y operación de los sistemas submarinos de producción en aguas profundas.
- Compartir y adquirir del socio nuevas habilidades técnicas de diseño, instalación y operación de sistemas flotantes de producción tipo semi-sumergible con equipo de proceso de gas en cubierta y permanentemente anclados en aguas profundas expuestos a condiciones meteorológicas y oceanográficas extremas.
- Adquirir del socio las filosofías de operación de sistemas de transporte tipo Tie-back a sistema flotante, en este proyecto el aseguramiento de la producción es fundamental, ya que la producción se transporta por ductos submarinos en aguas profundas; por el tipo de fluido (gas y agua principalmente) y las condiciones del medio es probable la formación de hidratos de metano y en consecuencia existe el riesgo de bloqueo del ducto.
- Derivado de lo anterior y a reserva de que estudios más detallados indiquen otra recomendación, es indispensable aplicar una filosofía de operación que utilice la inyección continua o periódica de inhibidor de hidratos como medida de aseguramiento de la producción.
- La probabilidad de bloqueo de un gasoducto es baja, pero las consecuencias pueden ser altas. Por tanto, debe actuarse oportunamente para evitar la inhabilitación del gasoducto, a fin realizar estas actividades el operador debe tener experiencia y contar con la tecnología para deshacer el bloqueo rápidamente en caso de presentarse.
- Debido a las altas inversiones necesarias para el desarrollo de estos campos, es conveniente la asociación a fin de obtener mejores precios y tiempos de entrega de los equipos y sistemas de producción y con ello mejorar la viabilidad técnica y económica del proyecto.
- Compartir con el socio el riesgo tecnológico, operativo y financiero relacionado con la explotación de los campos Kunah y Piklis.
- Por medio de la asociación se busca mejorar la eficiencia de la perforación y terminación de pozos; reduciendo los costos y tiempos de esta actividad.

Los aspectos que motivan a PEP para la integración de las Asignaciones A-0185-Campo Kunah y A-0271-Campo Piklis en un solo contrato son los siguientes:

- La ubicación geográfica de ambas asignaciones es favorable para su desarrollo integrado, especialmente para las instalaciones de producción.

- Los campos Kunah y Piklis presentan características geológicas y de yacimiento similares que permiten homologación en la aplicación de tecnologías y procesos de desarrollo y extracción, así como de transporte de hidrocarburos.
- Se considera el manejo conjunto e integral de la producción de las asignaciones correspondientes a los campos Kunah y Piklis, en sinergia con el proyecto Lakach a fin de aprovechar eficientemente la infraestructura es este último. Esto apoyará en la restitución y mantenimiento de producción del área Golfo Sur.
- La estrategia de desarrollo conjunto de los campo Kunah y Piklis permitirá obtener una mayor rentabilidad del proyecto debido a optimización de costos y economía de escala en aspectos como producción, inversiones y gastos de operación, en comparación con el desarrollo independiente de cada uno de dichos campos.
- Los precios actuales de los hidrocarburos que imperan en los mercados, hacen más conveniente el desarrollo y explotación en agrupación, buscando economía de escala, sinergias en los sistemas de producción, abatir costos y optimizar la infraestructura.

SW *APP.*

SW

IX. Sentido de la Opinión

Se analizó 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-110-2015 ante la misma Secretaría, dentro de la que se incluyen los escenarios de Extracción Base de Ronda Cero, Escenario Base-Modificado y Escenario Incremental, conforme a lo siguiente:

El escenario Base Ronda Cero fue presentado por PEP de acuerdo con las reservas certificadas al 1 de enero de 2014, las cuales reflejan la situación de la industria para ese momento. El Escenario Base Modificado así como el Escenario Incremental se sustentan con las reservas certificadas al 1 de enero de 2015, en el caso del campo Piklis, las reservas certificadas al 1 de enero de 2015 sufrieron una reducción debida, principalmente, al resultado obtenido en el pozo delimitador Piklis-1DL por lo que para este caso, el volumen a recuperar que señala PEP en ambos escenarios es menor que el del Escenario Base Ronda Cero.

No obstante, el Escenario Incremental busca recuperar volúmenes de hidrocarburos mayores que el Escenario Base Modificado, mediante la migración de las Asignaciones A-0185-Campo Kunah y A-0271-Campo Piklis a un solo Contrato para la Exploración y Extracción. Por tanto, considerando la agrupación de ambas Asignaciones, se observa un incremento en el volumen a recuperar del Escenario Incremental respecto a los Escenario Base y Base Modificado.

Por lo anterior, esta Comisión opina que técnicamente resulta conveniente para la Nación la migración de la agrupación de las Asignaciones A-0185-Campo Kunah y A-0271-Campo Piklis 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 petroleras A-0185-Campo Kunah y A-0271-Campo Piklis otorgadas por la Secretaria 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 Gas Natural no Asociado y condensados;

Para el campo Kunah existe un incremento en el volumen acumulado de hidrocarburos en el periodo establecido para en el Escenario Incremental en comparación con el Escenario Base Ronda Cero; esto es el resultado del aumento de las actividades de perforación, terminación e intervención a pozos. En el campo Piklis el volumen acumulado de hidrocarburos disminuye en el Escenario Incremental en comparación con el Escenario Base Ronda Cero, esto se debe a la disminución de reservas al 1 de enero del 2015 con respecto a las del 1 de enero del 2014.

La agrupación y administración conjunta de los campos Kunah y Piklis permitirá lograr una producción de gas y condensado con un *plateau* más duradero y una declinación menos pronunciada, asimismo, dicha agrupación presenta un volumen de hidrocarburos a recuperar, en el escenario incremental, mayor que en los escenarios base y base modificado. No obstante, el programa de desarrollo presentado por PEP está sujeto a

optimización, lo que deberá verse reflejado en el plan que presente éste o en su caso el que presente de manera conjunta con su posible socio, posterior a la firma del contrato.

b. La incorporación de Reservas adicionales;

Considerando que las asignaciones A-0185-Campo Kunah y A-0271-Campo Piklis 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;

De acuerdo a la información presentada por PEP, la inversión total correspondiente al Escenario Incremental del campo Kunah, es mayor que la correspondiente al Escenario Base Ronda Cero, esto se debe a la perforación de más pozos de desarrollo y a la construcción de más infraestructura. Para el campo Piklis la inversión total en el Escenario Incremental es menor con respecto al Escenario Base Ronda Cero, debido a la perforación de un menor número de pozos de desarrollo. En la agrupación de los campos Kunah y Piklis la inversión total del Escenario Incremental es mayor que la correspondiente del Escenario Base Ronda Cero.

El gasto de operación total del Escenario Incremental para el campo Kunah es mayor con respecto al Escenario Base Ronda Cero del mismo campo, esto debido al incremento de la producción. Mientras que en el campo Piklis el gasto total del Escenario Incremental es menor en comparación con el Escenario Base Ronda Cero. En agrupación el Escenario Incremental presenta un mayor gasto de operación total con respecto al Escenario Base Ronda Cero.

Se considera que la agrupación de las asignaciones permitirá la optimización de las inversiones y gastos de operación. Sin embargo, se debe trabajar constantemente en la optimización del costo total.

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, y caracterización 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.

Handwritten initials and signatures: W, SR, Y, ADQ.

Handwritten signature.

- VI. **La descripción de la infraestructura existente dentro y alrededor del Área de las Asignaciones;**
El proyecto de desarrollo de los campos Kunah y Piklis está en etapa de planeación y considera hacer sinergia con el proyecto Lakach a fin de aprovechar la infraestructura de este último. Se sugiere considerar el límite de responsabilidad que se deberá asumir respecto a la infraestructura que se compartirá con el proyecto Lakach.

Así mismo, se recomienda vigilar que las actividades relacionadas con la medición de hidrocarburos, 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 la agrupación de los campos en la cual se desea trabajar.

Elaboró:



ING. ELVIS EDWARD FRAGOSO RIVERA
Director de Área

Elaboró:



ING. MAURO JAIR TORRES AGUIRRE
Subdirector de Área

Elaboró:



ING. ALMA YURIDIA GAONA ALBARRÁN
Director de Área

Revisó:



ING. ALFONSO REYES PIMENTEL
Director General Adjunto de Dictámenes de Extracción

Autorizó:



ING. ULISES NERI FLORES
Titular de la Unidad Técnica de Extracción