Resultados Trimestrales

PETROPERÚ[1] Informe de Resultados Tercer Trimestre 2026 - 3T26

Lima, Perú, 13 de noviembre, 2026 Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. (OTC: PETRPE) anunció los resultados financieros y operativos para el tercer trimestre ("3T26"), período finalizado el 30 de setiembre de 2026. Para un análisis financiero más completo, consulte los Estados Financieros Intermedios 3T26[2] disponibles en la página web de la Superintendencia de Mercado de Valores del Perú – SMV (www.smv.gob.pe).

Descargo de responsabilidad y referencias aplicables: La información contenida en esta presentación es información general sobre Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. ("PETROPERÚ" o la "Compañía") y no pretende constituir asesoramiento u opiniones legales, fiscales o contables. Esta presentación fue preparada por PETROPERÚ con el propósito de proporcionar cierta información financiera y otra información relevante de la Compañía. PETROPERÚ no se responsabiliza por cualquier error u omisión en dicha información, incluidos sus cálculos. Toda información contenida en esta presentación se refiere a PETROPERÚ, a menos que se indique lo contrario. Ciertos datos en esta presentación se obtuvieron de diversas fuentes externas, y ni PETROPERÚ, ni ninguno de sus afiliados ha verificado dichos datos con fuentes independientes. Esta presentación contiene medidas financieras de las NIIF "Normas Internacionales de Información Financiera" utilizadas por la administración de PETROPERÚ al evaluar los resultados de las operaciones. La administración de PETROPERÚ considera que estas medidas también proporcionan a los usuarios de los estados financieros comparaciones útiles de los resultados actuales de las operaciones con períodos históricos y/o futuros. Las medidas financieras no IFRS no deben interpretarse como más importantes que las comparables medidas NIIF.

PRINCIPALES ASPECTOS

- La **Utilidad Bruta** alcanzó US$ 196MM en el 3T26, representando un incremento superior al 100% interanual frente a la Utilidad Bruta de US$ 49MM registrados en el 3T25. Asimismo, respecto al trimestre pasado, este resultado fue mayor en 16%.
- El **Resultado Operativo** se situó en US$ 125MM, revirtiendo significativamente la Pérdida Operativa de US$ 11MM en el 3T25. Con respecto al trimestre pasado se dio un incremento de 17%.
- El **EBITDA Ajustado[3]** ascendió a US$ 201MM en el 3T26, comparado con el EBITDA Ajustado de US$ 45MM registrado en el 3T25. Asimismo, registró un incremento de 12% respecto a lo reportado en el 2T26.
- La Compañía registró una **Utilidad Neta** de US$ 24MM, revirtiendo la Pérdida Neta de US$ 77MM del 3T25 y la Pérdida Neta de US$ 12MM registrada en el 2T26.
- El **volumen total de ventas** fue de 61 MBDC en el 3T26, lo que representa una disminución de 32% interanual frente a los 90 MBDC del 3T25, y prácticamente estable respecto a los 61 MBDC del 2T26.
- El **Total Ingresos** se incrementó en 20% interanual (equivalente a US$ +172MM) respecto al 3T25, y en 13% (US$ +122MM) en comparación con el 2T26.
- El saldo final de **Caja** cerró en US$ 45MM al final del 3T26, frente a US$ 34MM al cierre del 3T25 y US$ 47MM al cierre del 2T26.
- El **Ciclo de Conversión de Efectivo (CCE)** se ubicó en -28 días al 3T26, frente a -57 días al 3T25. El CCE negativo, evidencia que el financiamiento de proveedores continúa superando el tiempo requerido para monetizar inventarios y cuentas por cobrar.
- La carga de crudo de **la NRT[4]** alcanzó 48.9 MBDC[5] en el 3T26, mientras que la producción neta de combustibles fue de 31.5 MBDC.
- En relación con el **Oleoducto Norperuano (ONP)**, este se mantuvo operativo aunque sin actividad de transporte durante el 3T26. En dicho periodo, se registraron cuatro contingencias en el Tramo II, Km 835+536 (09.07.2026), Km 805+894 (27.07.2026), Km 825+617 (14.08.2026) y Km 806+824 (13.09.2026), todas causadas por Hecho determinante de Terceros.
- En el segmento de **Exploración y Producción (E&P)**:
  - Respecto al Lote 64, la Compañía mantuvo coordinaciones con ProInversión[6] para definir el mecanismo aplicable para la incorporación del nuevo socio y solicitó información sobre las acciones desarrolladas para su implementación.
  - Con relación al Lote 192, el 18.09.2026, Perupetro emitió pronunciamiento favorable a la solicitud de calificación de CHEIRON y, posteriormente, el 20.09.2026, el Directorio de PETROPERÚ aprobó al ganador del proceso de negociación directa.
  - En el 3T26, la producción promedio del Lote Z-69 fue de 3.1 MBDC de petróleo, 4.0 MMpc/D[7] de gas seco asociado, y 0.7 MBDC de líquidos de gas natural.
  - En el Lote X, la producción promedio alcanzó 3.5 MBDC de petróleo y 4.5 MMpc/D de gas natural asociado.

  En conjunto, los activos de E&P generaron un EBITDA de US$ 25.4MM en el 3T26.

---

[1] Petróleos del Perú-PETROPERÚ S.A. (en adelante "PETROPERÚ" o "la Compañía").

[2] Estados Financieros por el periodo del Tercer Trimestre 2026 terminado el 30.09.2026. A menos que se indique lo contrario, todas las cifras son presentadas en dólares americanos y referencias a "Dólares" o "US$". Los estados financieros trimestrales han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el IASB (*International Accounting Standards Board*).

[3] EBITDA es definido como Ingresos Netos más Impuesto a la Renta más Participación de los Trabajadores menos los Ingresos Financieros más el Costo Financiero más Amortización y Depreciación. El EBITDA ajustado se define como: EBITDA menos los Otros Ingresos y Gastos Netos y las diferencias de cambio netas.

[4] Nueva Refinería Talara: Nueva refinería con los más altos estándares tecnológicos y competitividad de la región. Esta modifica íntegramente el esquema antiguo de producción de la antigua refinería, mediante la incorporación de nuevos procesos de refinación, servicios auxiliares y facilidades relacionadas.

[5] MBDC: Miles de Barriles por Día Calendario

[6] La Agencia de Promoción de la Inversión Privada – PROINVERSIÓN es el organismo público adscrito al MEF encargado de estructurar, diseñar y conducir los procesos de promoción de la inversión privada, incluyendo Asociaciones Público-Privadas (APP) y Proyectos en Activos, conforme al marco normativo vigente.

[7] MMpc/D: Millones de pies cúbicos por día.

1. ANÁLISIS

1.1. ENTORNO MACROECONÓMICO

Durante el 3T26, la economía mundial continuó mostrando una capacidad de adaptación mayor a la prevista, pese a un entorno marcado por tensiones geopolíticas, presiones en los mercados energéticos y un elevado nivel de incertidumbre. Tanto la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) como el Fondo Monetario Internacional (FMI) coinciden en que la actividad económica global ha sido sostenida por la fortaleza de la inversión asociada al desarrollo de la inteligencia artificial, así como por la capacidad de los mercados y de los gobiernos para absorber los efectos de sucesivos shocks de oferta.

En su actualización económica de septiembre de 2026, la OCDE proyectó un crecimiento mundial de 2.9% para 2026 y de 3.0% para 2027. El organismo destaca que, si bien la actividad económica se ha moderado respecto de años anteriores, continúa mostrando resiliencia gracias al dinamismo de la inversión tecnológica, condiciones financieras aún favorables y los mecanismos implementados por diversos países para mitigar el impacto del incremento de los precios de la energía. No obstante, advierte que las perspectivas continúan condicionadas por la evolución del conflicto en Medio Oriente, la volatilidad de los mercados energéticos y la persistencia de incertidumbres en materia comercial.

Por su parte, el FMI, en la edición de octubre de 2026 de Perspectivas de la Economía Mundial, estima un crecimiento global de 3.1% para 2026 y de 3.4% para 2027. Según el organismo, la resiliencia observada durante el año ha sido favorecida por la reconfiguración de las cadenas de suministro energético, una mayor producción fuera de las zonas afectadas por conflictos, el uso de inventarios estratégicos y el fuerte impulso de las inversiones vinculadas a la inteligencia artificial. Sin embargo, advierte que la economía mundial sigue expuesta a riesgos asociados a nuevos eventos geopolíticos, restricciones de oferta y mayores presiones sobre los costos de financiamiento.

Para el sector hidrocarburos, el entorno internacional continuó caracterizado por mercados energéticos ajustados y una elevada sensibilidad a los acontecimientos geopolíticos. La OCDE señala que las interrupciones en la producción y exportación de crudo de algunas economías del Golfo, junto con restricciones logísticas en rutas estratégicas de transporte marítimo, impulsaron nuevamente los precios del petróleo y del gas natural durante el año. Asimismo, los inventarios energéticos se mantienen en niveles reducidos en varias regiones, particularmente en Europa, contribuyendo a un escenario de mayor volatilidad en los mercados de energía.

Para el caso peruano, el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP), en su Reporte de Inflación de setiembre de 2026, revisó a la baja su proyección de crecimiento económico para 2026 de 3.4% a 3.2% y para 2027 de 3.2% a 3.0%. Esta revisión incorpora un escenario climático más adverso, considerando la ocurrencia de un Fenómeno El Niño Costero de magnitud extraordinaria, que tendría un impacto más significativo sobre los sectores primarios, especialmente agropecuario, pesca e hidrocarburos. No obstante, la actividad económica continúa siendo respaldada por el dinamismo de la inversión privada, el consumo privado y los sectores no primarios, particularmente servicios, comercio y construcción.

Asimismo, el BCRP destaca que los términos de intercambio permanecen en niveles excepcionalmente favorables, impulsados por los altos precios internacionales de los metales de exportación. Este entorno continúa fortaleciendo la posición externa del país, generando condiciones favorables para la inversión y contribuyendo a sostener el crecimiento económico en un contexto internacional aún caracterizado por elevados niveles de incertidumbre.

En conjunto, el Perú mantiene fundamentos macroeconómicos sólidos, respaldados por una posición externa favorable, amplias reservas internacionales, un sistema financiero estable y una trayectoria gradual de consolidación fiscal. Estos factores continúan diferenciando al país dentro de la región y proporcionan un entorno favorable para el desarrollo de actividades productivas y de inversión de mediano plazo.

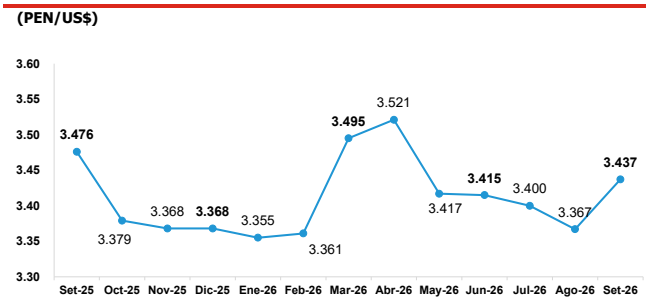
En este contexto, los precios de los combustibles y de diversas materias primas energéticas permanecieron por encima de los niveles registrados un año atrás, favoreciendo los términos de intercambio de los países exportadores de energía, aunque incrementando simultáneamente los riesgos inflacionarios y los costos de producción para las economías importadoras.

En materia de precios, el FMI proyecta que la inflación mundial alcance 4.7% en 2026 antes de moderarse a 4.1% en 2027, reflejando principalmente el efecto del incremento de los precios de la energía y otras materias primas. De manera consistente, la OCDE estima que la inflación de las economías del G20 aumentará de 3.4% en 2025 a 4.1% en 2026, para luego reducirse a 3.6% en 2027. Este escenario ha llevado a numerosos bancos centrales a mantener una postura monetaria prudente, orientada a preservar la estabilidad de precios y evitar que las presiones inflacionarias derivadas de la energía y los alimentos se extiendan al resto de la economía

En el ámbito local, el BCRP revisó al alza su proyección de inflación para 2026 desde 3.8% hasta 4.2%, principalmente como resultado del incremento de los precios de combustibles y transporte, así como de los efectos esperados de los fenómenos climáticos sobre la oferta. No obstante, el Banco Central mantiene la expectativa de que estas presiones sean transitorias y que la inflación converja nuevamente hacia el centro del rango meta durante 2027, apoyada por expectativas inflacionarias que continúan moderándose gradualmente.

Por su parte, el tipo de cambio continuó mostrando un comportamiento favorable durante el 3T26. La fortaleza de los términos de intercambio, la sólida posición externa del país y condiciones financieras ordenadas contribuyeron a sostener la estabilidad del sol frente al dólar estadounidense. Asimismo, el elevado nivel de reservas internacionales y la disponibilidad de instrumentos cambiarios continúan otorgando al BCRP capacidad para mitigar episodios de volatilidad y preservar el adecuado funcionamiento del mercado cambiario.

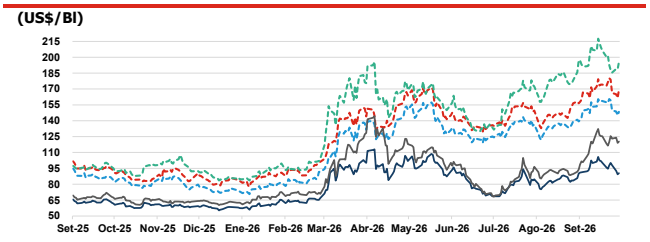
Tipo de Cambio



	3T25	4T25	1T26	2T26	3T26
Tipo de Cambio	3.476	3.368	3.495	3.415	3.437

Fuente: SBS

Precios WTI y Marcadores Internacionales



US$/Bl (Promedio del Periodo)	3T25	4T25	1T26	2T26	3T26
UNL 93	95.9	86.5	105.5	147.4	153.5
UNL 87	88.2	79.4	94.9	135.0	139.8
ULSD	96.8	93.3	117.6	158.1	177.4
WTI	65.3	59.2	72.7	92.8	85.9
BRENT	69.3	63.7	81.5	104.7	96.9

Fuente: Platts

Notas: La Gasolina Regular UNL87 USGC equivale a una gasolina de 92 octanos, y la Gasolina Premium UNL 93 USGC equivale a una gasolina de 98 octanos.

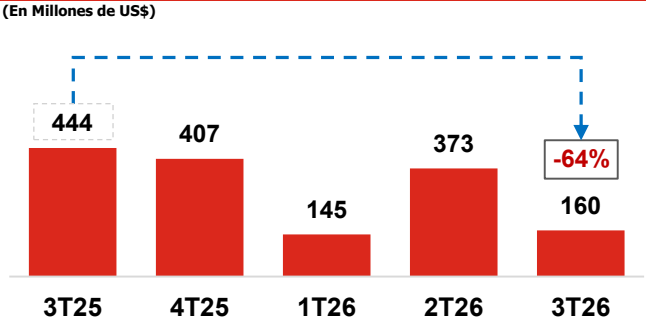
En relación con los precios del petróleo, durante el tercer trimestre de 2026 los marcadores Brent y WTI promediaron US$ 96.9/bl y US$ 85.9/bl, respectivamente, lo que representó una reducción significativa respecto al trimestre previo, sin embargo, los precios presentaron una tendencia al alza desde inicios de julio 2026. De acuerdo con el BCRP, los precios internacionales del petróleo se mantuvieron en niveles elevados y con alta volatilidad durante el período, reflejando principalmente riesgos geopolíticos asociados a Medio Oriente, restricciones de oferta vinculadas al tránsito por el Estrecho de Ormuz y una recuperación de la demanda global. Según el BCRP, estos factores, junto con menores niveles de producción regional y una mayor demanda de China, continuaron sustentando las cotizaciones del crudo por encima de los niveles registrados a inicios de año.

Según la OECD y el FMI, la evolución de los precios internacionales del petróleo durante el trimestre estuvo explicada principalmente por restricciones de oferta derivadas de interrupciones en la producción y exportación de energía, menores inventarios y riesgos geopolíticos en Medio Oriente. Si bien la actividad económica global mantuvo cierto grado de resiliencia, las variaciones recientes del crudo respondieron principalmente a factores de suministro más que a un fortalecimiento significativo de la demanda.

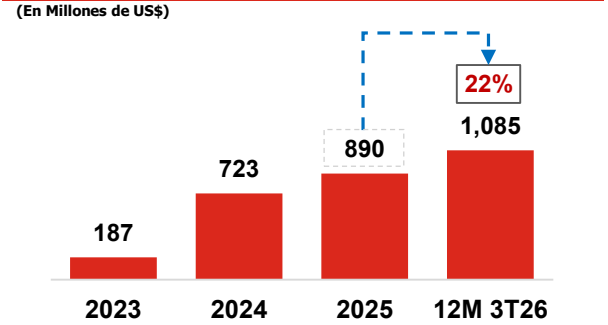
1.2. RESULTADOS FINANCIEROS

1.2.1. ESTADO DE RESULTADOS

Ventas Netas Trimestrales[8]



Ventas Netas Anuales



El Total Ingresos alcanzó US$ 1,032MM en el 3T26, lo que representa un incremento interanual de 20% frente al 3T25 (US$ 860MM), explicada principalmente por el incremento promedio de los precios internacionales con respecto al mismo periodo en el 2025, dado

[8] Ventas Netas: Ventas Total – Compras Totales

que las ventas pasaron de 90 MBDC a 61 MBDC interanual. Adicionalmente, el volumen de compras de crudo y productos se incrementó en 25% respecto al mismo periodo de 2025 (75 MBDC vs. 60 MBDC).

En el mercado local, los volúmenes de ventas registraron una contracción de 26% interanual, mientras que las exportaciones disminuyeron 71% respecto al 3T25. A pesar del menor volumen comercializado, las Ventas Netas del periodo ascendieron a US$ 160MM, sustentadas en un mayor *Crack Spread* a razón de los precios internacionales.

El Margen Bruto mostró una mejora significativa, pasando de 6% en el 3T25 a 19% en el 3T26. Esta mejora responde a los mayores márgenes entre los precios de crudo y productos de acuerdo con la tendencia al alza de los precios internacionales y los menores gastos de operación. Asimismo, la mejora fue favorecida por una mayor valorización de inventarios. Si bien el Costo de Ventas aumentó de US$ 811MM a US$ 836MM, dicho incremento fue significativamente menor que el crecimiento de los ingresos.

En consecuencia, la mejora en la estructura de costos y el incremento en los precios permitió compensar la caída en el volumen de ventas, revertir el margen prácticamente nulo del año previo y generar una Utilidad Bruta de US$ 196MM en el periodo.

Análisis del Portafolio de Productos:

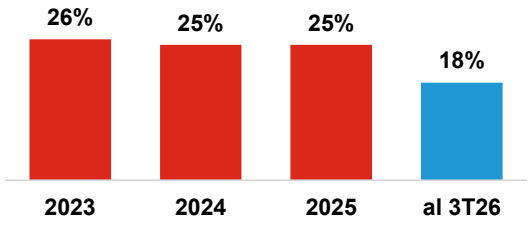
	VENTAS (En Millones de US$)			
VENTAS	**3T25**	**3T26**	**YoY**	**Participación sobre Ventas**
VENTAS LOCALES				
GLP (1)	17	5	-72%	0.5%
Gasolinas/Gasoholes (1)	233	287	24%	28%
Turbo A-1	9	16	77%	2%
Diesel B5 (1) (2)	438	594	36%	59%
Petróleos Industriales (1) (2)	15	19	24%	2%
Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2) (1)	9	6	-25%	1%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido (1)	26	19	-25%	2%
Otros (1) (3)	11	28	+100%	3%
Total Ventas Locales	**757**	**975**	**29%**	**96%**
EXPORTACIONES				
Turbo A-1	46	1	-97%	0.1%
Nafta Virgen	0	15	N.A.	1%
Gasolinas	21	0	N.A.	0%
ULSD	0	21	N.A.	2%
IFO's	18	0	N.A.	0%
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	1	0	N.A.	0%
Otros (4)	3	0	N.A.	0%
Total Ventas Exterior	**89**	**37**	**-58%**	**4%**
Total Ventas Locales y Exportaciones	**846**	**1,012**	**20%**	
Otros Ingresos Operativos(5)	14	19	40%	
TOTAL INGRESOS	**860**	**1,032**	**20%**	

(1) Descuentos Incluidos
(2) Incluye FEPC.
(3) Material de Corte, Solventes, Gasolina de Aviación y Acido Nafténico.
(4) Gasolinas, Asfaltos, IFO's, Ácido Nafténico y crudo.
(5) Incluye tarifas de operación en terminales, transporte de crudo por oleoducto, entre otros.

Durante el 3T26, PETROPERÚ registró Ingresos por Ventas Totales de US$ 1,012MM, lo que representa un incremento interanual de 20% frente al 3T25 (US$ 846MM).

Cabe destacar que, si bien el volumen de ventas locales se contrajo en 26% respecto al mismo periodo del año anterior, el incremento en términos monetarios fue de 29%, evidenciando un efecto compensatorio derivado del entorno de precios al alza en los combustibles, impulsado principalmente por la coyuntura internacional. Este comportamiento permitió atenuar parcialmente el impacto negativo asociado a la menor escala de ventas.

Evolución de la Participación de mercado de PETROPERÚ



*agosto y setiembre 2026 estimados por la Gerencia Corporativa Planeamiento

Al 3T26, la participación de PETROPERÚ en el mercado interno de combustibles líquidos se ubicó en 18%, lo que representa una disminución de 7 puntos porcentuales (p.p.) respecto a 2025, en línea con el menor volumen de ventas en el mercado local registrado en el trimestre frente al mismo periodo de 2025 (57 vs. 78 MBDC).

El Diesel y las Gasolinas/Gasoholes continúan siendo los principales productos comercializados por la Compañía, con participaciones de mercado de aproximadamente 20% y 32%, respectivamente, al 3T26. Al respecto, la información de agosto y setiembre es estimada por la Gerencia Corporativa Planeamiento.

Durante el 3T26, la Compañía continuó ejecutando iniciativas orientadas a recuperar gradualmente volúmenes y participación de mercado, apoyada en la disponibilidad de productos proveniente de la Refinería Talara e importaciones realizadas, manteniendo un enfoque en la generación de márgenes sostenibles. Asimismo, la Compañía aseguró el abastecimiento continuo de combustibles a nivel nacional, fortaleciendo la confiabilidad de suministro para sus clientes. En paralelo, se continuó ejecutando el plan de fortalecimiento de la marca PETROPERÚ y de renovación de la identidad visual de la Red PETROPERÚ, en línea con el presupuesto aprobado para el ejercicio.

Asimismo, se busca consolidar la presencia a nivel nacional a través de la RED PETROPERÚ, que al cierre de setiembre de 2026 contaba con 729 estaciones de servicio, de las cuales 471 ya operan bajo la nueva identidad visual, con cobertura a nivel nacional.

Ingresos por Producto

(En Millones de US$)

	LTM 3T26
INGRESOS LOCALES	
GLP[1]	37
Gasolinas/Gasoholes[1]	1,009
Turbo A-1	52
Diesel B5[1] [2]	1,929
Petróleos Industriales[1] [2]	83
Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2)[1]	21
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido[1]	71
Otros[1] [3]	94
Total Ingresos Locales	**3,296**
EXPORTACIONES	
Turbo A-1	49
Nafta Virgen	15
Gasolinas	21
ULSD	39
IFO's	6
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	17
Diesel 2	0.3
Otros[4]	43
Total Exportaciones	**190**
TOTAL INGRESOS	**3,486**

% Participación del Total Ingresos	
4 Productos	**91%**
Diesel B5[1] [2]	56%
Gasolinas/Gasoholes[1]	30%
Turbo A-1	3%
Petróleos Industriales[1] [2]	2%
2 Productos	**86%**
Diesel B5[1] [2]	56%
Gasolinas/Gasoholes[1]	30%
Ingresos Locales	**95%**
Exportaciones	**5%**

[1] Descuentos Incluidos
[2] Incluye FEPC.
[3] Material de Corte, Solventes, Gasolina de Aviación, Acido Nafténico y crudo.
[4] Gasolinas, Asfaltos, IFO's, Ácido Nafténico y crudo.

Los productos de mayor relevancia en el portafolio de la Compañía, y que han concentrado la mayor contribución a los ingresos durante los últimos doce meses, son el Diesel B5 (incluyendo Diesel B5 S-50) y las Gasolinas/Gasoholes. Estos productos representaron aproximadamente el 56% y 30% de los ingresos por ventas totales, respectivamente, evidenciando su rol clave en la generación de ingresos y en la estrategia comercial de PETROPERÚ.

MERCADO INTERNO

Durante el 3T26, el volumen de ventas de combustibles en el mercado interno registró una contracción de 26% respecto al mismo periodo de 2025. Sin embargo, los Ingresos por Ventas Nacionales ascendieron a US$ 975MM, lo que representa un incremento interanual de 29% frente a los US$ 757MM registrados en el 3T25.

El mayor impacto corresponde a las ventas de gasolinas y Diesel lo que responde principalmente a una menor disponibilidad de productos terminados en la NRT, como consecuencia de restricciones de liquidez que afectaron el abastecimiento oportuno de crudo para el procesamiento, así como a paradas programadas de determinadas unidades por mantenimiento.

Las ventas en el mercado interno se canalizan a través del Canal Directo, que atiende a los segmentos Retail e Industrial, y del Canal Mayorista, siendo el primero el de mayor contribución en términos de volumen y valor.

MERCADO EXTERNO

En el mercado externo, el volumen de exportaciones alcanzó 4 MBDC en el 3T26, lo que representa una reducción de 71% respecto al mismo periodo de 2025. Esta reducción se explica porque en el mismo periodo del 2025, se exportó Turbo A1, Gasolinas e IFOs, productos que siguen sin exportarse en el 2026 a fin de priorizar las ventas locales.

CADENA DE SUMINISTRO

En el 3T26, se registraron 118 días acumulados de cierre de puertos en el litoral peruano, frente a 249 días en el mismo periodo de 2025, lo que representa una reducción de 53%. Este indicador considera la sumatoria de días de cierre por cada puerto, incluyendo aquellos asociados a trabajos de mantenimiento.

Durante el periodo, la operación de la NRT fue la más influenciada por restricciones logísticas temporales derivadas de cierres de puertos ocasionados por condiciones marítimas adversas. El muelle de carga líquida estuvo cerrado 37.4 días, mientras que el terminal submarino multiboyas estuvo cerrado 21.1 días. Al margen de ello, las operaciones continuaron gestionándose bajo los estándares de seguridad y confiabilidad operativa de la Compañía.

COMPRAS

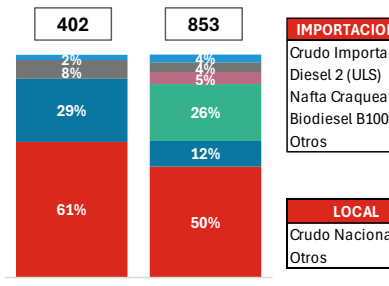
Compras

(Millones de US$)

IMPORTACIONES	3T25
Crudo Importado	245
Diesel 2 (ULS)	0
Nafta Craqueada	0
Biodiesel B100	33
Otros	6
	284

LOCAL	3T25
Crudo Nacional	115
Otros	3
	118

TOTAL MMUS$	402



IMPORTACIONES	3T26
Crudo Importado	424
Diesel 2 (ULS)	218
Nafta Craqueada	46
Biodiesel B100	37
Otros	16
	740

LOCAL	3T26
Crudo Nacional	98
Otros	14
	112

TOTAL MMUS$	853

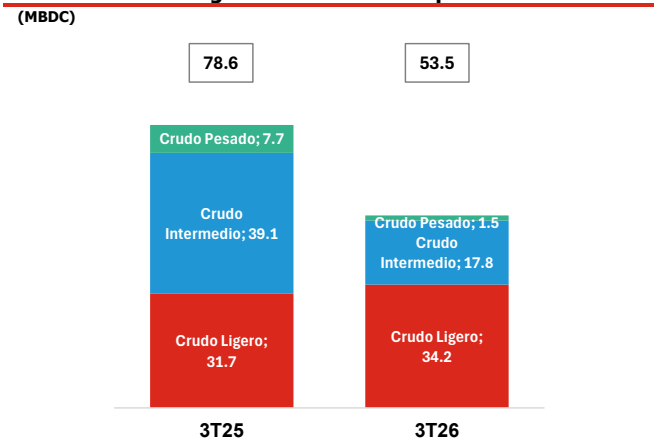
- Crudo Importado
- Crudo Nacional
- GLP
- Diesel 2 (Ultra Low Sulphur)
- Nafta Craqueada
- Biodiésel B100 (1)
- Otros Productos (2)

(1) Insumo para la formulación de Diesel B5
(2) Incluye HOGBS, Gasolina de Aviación, Condensado de Gas Natural, Alcohol Carburante y Turbo A1

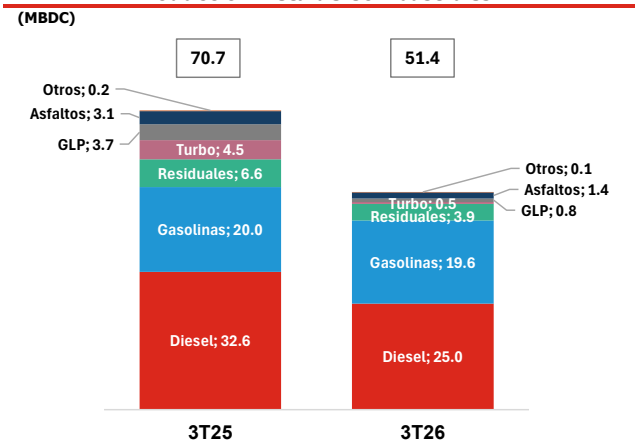
El crudo procesado por la Compañía proviene tanto del mercado local como del internacional. El abastecimiento local se origina principalmente en la región noroeste del país, destacando Talara, y se adquiere bajo esquemas basados en canastas de precios promedio de petróleo. En términos de volumen, el crudo de origen nacional, incluyendo el correspondiente al Noroeste, representó el 22% del total de compras de crudo durante el 3T26. Durante el 3T26, las compras de crudo totalizaron 53 MBDC frente a 56 MBDC en el 3T25.

En relación con la adquisición de productos refinados, los volúmenes importados representaron el 87% del total de compras de dichos productos durante el 3T26. En ese periodo, la Compañía adquirió 22 MBDC de productos, frente a 4 MBDC registrados en el 3T25.

Carga de Crudo de Petroperú



Producción Neta de Combustibles*



*Corresponde a la producción neta de productos terminados para su comercialización. No contempla la producción de productos intermedios.

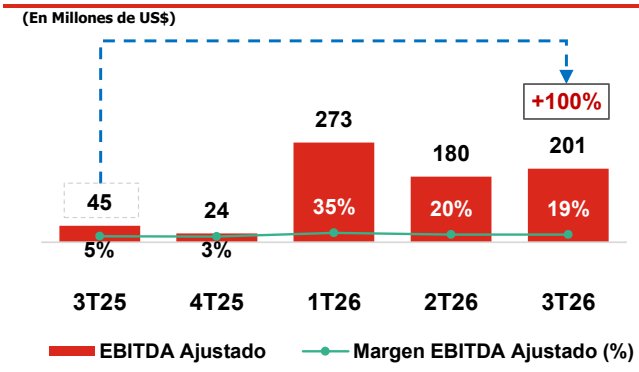
Durante el 3T26, la carga de crudo procesada disminuyó 32% respecto al 3T25, debido principalmente a ajustes operativos implementados para reducir la producción de residuales durante la parada programada de la Unidad Flexicoking (FCK) por su Primera Inspección General. Como resultado, la mezcla de crudos procesados registró una mayor participación de crudos ligeros y una menor participación de crudos intermedios y pesados frente al mismo periodo del año anterior. Esta estrategia permitió adecuar las operaciones de refinación a las condiciones operativas del trimestre.

En línea con lo anterior, la carga de crudo procesada en la Nueva Refinería Talara (NRT) alcanzó 48.9 MBDC durante el 3T26, en comparación con 66.8 MBDC en el 3T25. Como resultado, la producción neta de combustibles de la NRT ascendió a 31.5 MBDC, registrando una reducción interanual de 41%.

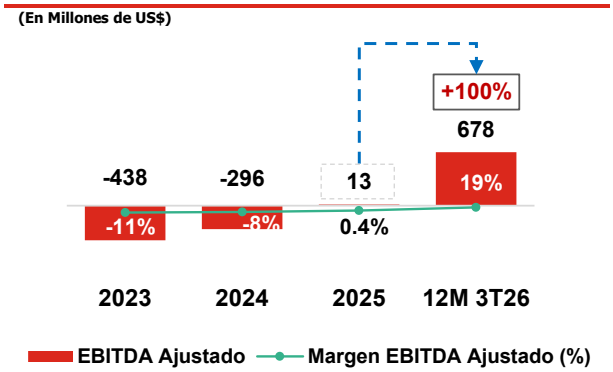
La producción del 3T26 continuó viéndose afectada por la menor disponibilidad de crudo para procesamiento, actividades programadas de mantenimiento y restricciones temporales en el abastecimiento vinculadas a interrupciones logísticas ocasionadas por condiciones marítimas adversas. A pesar de estos factores, la Compañía mantuvo el enfoque en la continuidad operativa, priorizando la seguridad y confiabilidad de sus operaciones y activos.

EBITDA

EBITDA Ajustado y Margen de EBITDA Ajustado Trimestral



EBITDA Ajustado y Margen de EBITDA Ajustado Anual



PETROPERÚ registró un EBITDA Ajustado de US$ 201MM en el 3T26, en comparación con US$ 45MM en el 3T25. Este desempeño se explica principalmente por la significativa mejora en la Utilidad Bruta, que ascendió a US$ 196MM en el 3T26, frente a US$ 49MM en el mismo periodo del año anterior. En consecuencia, el Margen Bruto alcanzó 19% en el 3T26, comparado con 6% en el 3T25.

Tal como se ha mencionado previamente, durante el 3T26 la mejora en la rentabilidad responde principalmente al entorno favorable de precios internacionales de crudo y derivados, lo que permitió mayores márgenes en las ventas y una valorización positiva de inventarios de productos terminados.

Los gastos operativos por unidad de negocio son los siguientes:

OPEX: Gastos Operativos

(En Miles de US$)

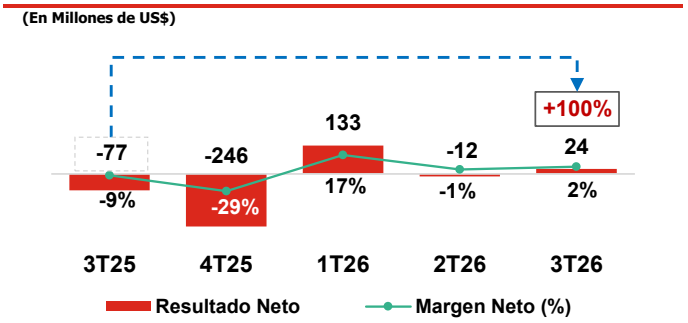
Unidad de Negocio	Ejecutado a set25	Ejecutado a set26
Refinación	412,418	374,808
Exploracion y Producción	166,869	111,003
Distribución & Comercialización	116,175	53,811
Transporte a través ONP	42,600	34,604
Otros	50,216	66,985
Total	788,278	641,211

La información presentada en la tabla anterior no incluye la participación de los trabajadores. Asimismo, el rubro "Otros" agrupa principalmente los gastos de Oficina Principal y de las Unidades Alquiladas.

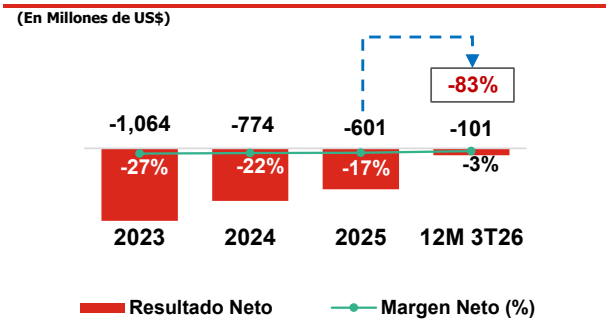
La unidad de Refinación continúa siendo el principal componente de los gastos operativos de la Compañía, representando el 58% del total en el 3T26 (52% en el 3T25), explicado principalmente por la operación de la NRT. No obstante, en términos absolutos, los gastos operativos de esta unidad se han reducido respecto al mismo periodo del año anterior, en línea con el menor nivel de actividad registrado durante el trimestre. Por su parte, el segmento de Exploración y Producción representó el 17% de los gastos operativos en el 3T26.

Finalmente, la unidad de Distribución y Comercialización concentró el 8% de los gastos operativos, asociados principalmente a la operación de Plantas de Abastecimiento y Tanques de Almacenamiento a nivel nacional, entre otros activos logísticos.

Resultado Neto y Margen Neto Trimestral



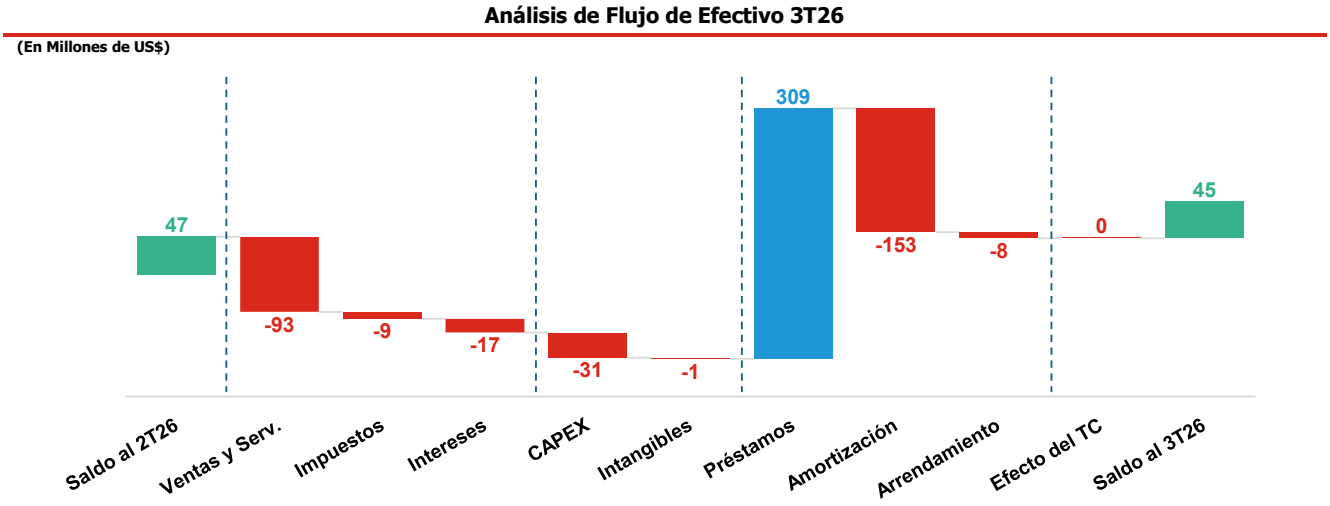
Resultado Neto y Margen Neto Anual



La Compañía registró una Utilidad Neta de US$ 24MM en el 3T26, frente a una Pérdida Neta de US$ 77MM en el 3T25. La mejora del resultado respondió principalmente a un entorno más favorable para el negocio de refinación, caracterizado por mayores márgenes y un *Crack Spread* superior al del mismo período del año anterior, así como por efectos positivos asociados a la valorización y realización de inventarios. Asimismo, contribuyeron al resultado menores gastos operativos y una mayor generación de resultados en los Lotes X y Z-69.

No obstante, estos factores fueron parcialmente contrarrestados por menores volúmenes de producción y ventas de combustibles, una menor contribución del Oleoducto Norperuano y un efecto tributario desfavorable asociado al Impuesto a la Renta e Impuesto a la Renta Diferido.

1.2.2. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO



PETROPERÚ registró un saldo de efectivo de US$ 45MM al cierre del 3T26, por encima de los US$ 34MM del 3T25 y por debajo de los US$ 47MM reportados al cierre del 2T26. En el periodo 3T26 el flujo de efectivo neto total fue US$ -2MM.

La Compañía continúa gestionando activamente su posición de liquidez mediante medidas de optimización del capital de trabajo, gestión disciplinada de la caja, negociaciones con proveedores y coordinación continua con instituciones financieras y partes relacionadas.

En el 3T26, el flujo de efectivo proveniente de actividades de operación ascendió a US$ -118MM reflejando principalmente requerimientos de capital de trabajo asociados a inventarios, cuentas por pagar y otros pasivos operativos. No obstante, los mayores márgenes comerciales derivados del entorno favorable de precios internacionales contribuyeron positivamente a la generación operativa del periodo.

Por su parte, el Flujo de Efectivo de Actividades de Inversión fue de US$ -33MM en el 3T26, mostrando una mayor salida de caja respecto a los US$ 25MM registrados tanto en el 3T25 como en el 2T26. Este flujo corresponde principalmente a inversiones corrientes asociadas a proyectos en curso, así como a gastos en intangibles vinculados al mantenimiento de sistemas tecnológicos y actualización de licencias, entre otros.

Finalmente, el Flujo de Efectivo de Actividades de Financiamiento registró un ingreso de US$ 149MM en el 3T26, en comparación con US$ 405MM en el 3T25 y US$ -99MM en el 2T26. Esta variación se explica principalmente por la obtención de nuevos financiamientos con instituciones bancarias de corto plazo y principalmente el financiamiento de US$ 217MM derivado del crédito puentes en el marco de D.U. N° 003-2026 y el pago de obligaciones financieras por US$ 153MM.

1.2.3. ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Al cierre del 3T26, el Activo Total se mantuvo estable en US$ 10,054MM, en comparación con US$ 10,031MM al cierre del 3T25. El incremento de US$ 296MM en existencias, asociado principalmente a la mayor valorización de inventarios por el alza de los precios internacionales de los combustibles, fue compensado por una reducción de US$ 262MM en otras cuentas por cobrar de corto y largo plazo, principalmente por un menor saldo de crédito fiscal por IGV de largo plazo y menores anticipos a proveedores. Adicionalmente, la cuenta de Propiedad, Planta y Equipo disminuyó en US$ 86MM debido a la depreciación y amortización de los activos, principalmente, de la Nueva Refinería Talara.

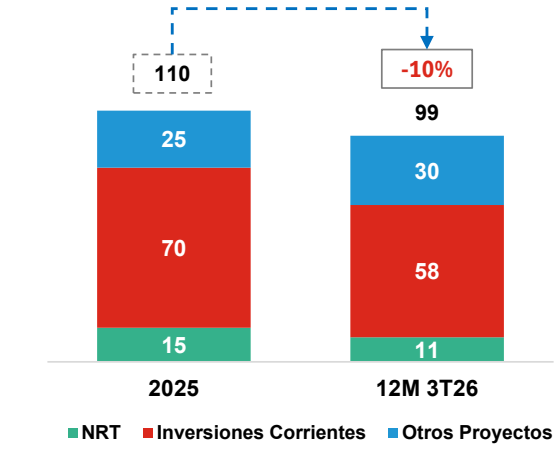
Por su parte, el Pasivo Total aumentó en US$ 124MM (+2%) respecto al 3T25, principalmente por el incremento de los pasivos corrientes asociado a la utilización parcial del crédito puente y a mayores tributos por pagar. Este aumento fue parcialmente compensado por la reducción de los pasivos no corrientes, producto del pago de dos cuotas del financiamiento respaldado por CESCE, por aproximadamente US$ 144MM, realizado durante los últimos doce meses.

Respecto a las inversiones, el CAPEX acumulado de los últimos doce meses al 3T26 ascendió a US$ 99MM, lo que representa una reducción de 10% frente a los US$ 110MM ejecutados en el 2025. Las inversiones corrientes de los últimos doce meses al 3T26 concentraron el 58% del CAPEX total (US$ 58MM), principalmente en las operaciones de la Nueva Refinería Talara, ONP y cadena de suministro, que en conjunto representaron aproximadamente US$ 52MM de inversión durante los últimos doce meses al 3T26.

Resultados Trimestrales

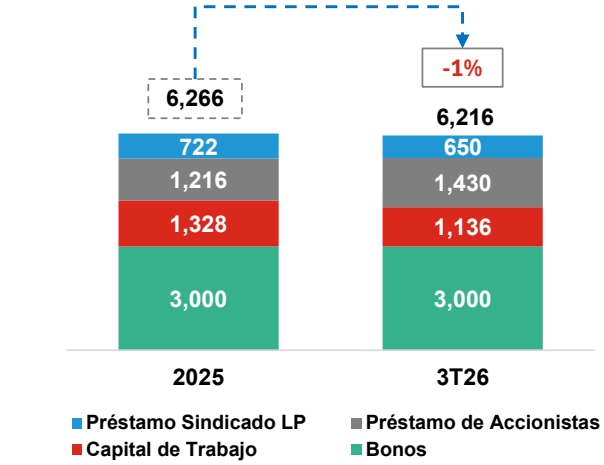
CAPEX

(En Millones de US$)



Deuda Pendiente

(En Millones de US$)



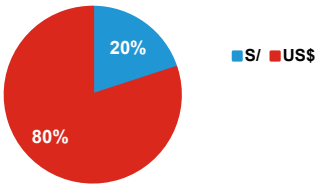
Al cierre del 3T26, la Deuda Total de la Compañía continuaba denominada en 80% en dólares estadounidenses y 20% en soles. La porción en moneda local comprende deuda de corto plazo destinada a capital de trabajo, financiamiento de largo plazo con garantía del Gobierno a través del Banco de la Nación y el financiamiento otorgado por el accionista asociados a Documentos Cancelatorios, en el marco de lo establecido en el Decreto de Urgencia (D.U.) N° 013-2024.

La estructura de la Deuda Total estuvo compuesta por 48% en bonos, 18% en financiamiento de capital de trabajo, 10% en préstamos sindicados de largo plazo con garantía CESCE y 23% en financiamiento del accionista y relacionadas. Asimismo, al 30.09.2026, la Compañía había amortizado US$ 650MM del crédito sindicado con garantía CESCE, equivalente al 50% del monto originalmente desembolsado de US$ 1,300MM.

Respecto a las emisiones de bonos, la duración modificada estimada asciende a 4.81 años para el bono con vencimiento a 15 años y a 10.27 años para el bono con vencimiento a 30 años. Cabe destacar que estos instrumentos no contemplan *Covenants* financieros restrictivos, más allá de las obligaciones periódicas de reporte de información financiera, ni cuentan con garantías específicas asociadas.

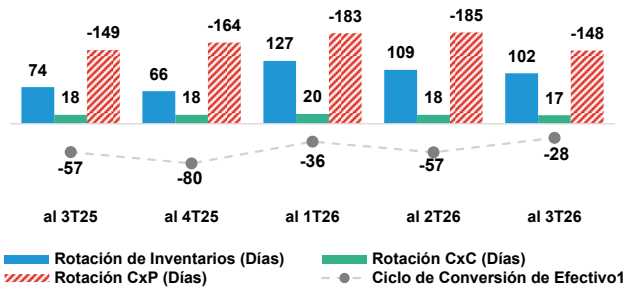
Composición de la Deuda por Tipo

3T26



	MMS/ (Expresado en MMUS$)	MMUS$
Capital de Trabajo	1,096	40
Partes Relacionadas	145	1,284
Préstamo Sindicado LP		650
Bonos		3,000
TOTAL	1,241	4,974

Ciclo de Conversión de Efectivo



[1] Rotación de Inventarios + Rotación de Cuentas por Cobrar – Rotación de Cuentas por Pagar

Al cierre de setiembre de 2026, el Ciclo de Conversión de Efectivo (CCE) pasó de -57 días al 3T25, a -28 días. La variación estuvo asociada principalmente a una reducción de los días de financiamiento de proveedores (Cuentas por pagar) de 149 a 148 días y por un incremento en los días de inventario de 74 a 102 días, parcialmente compensado por una ligera reducción en los días de cobranza (Cuentas por Cobrar) de 18 a 17 días. A pesar de ello, la Compañía mantuvo un CCE negativo, evidenciando que el financiamiento de proveedores continúa superando el tiempo requerido para monetizar inventarios y cuentas por cobrar.

Finalmente, al cierre de setiembre de 2026, el Patrimonio Neto ascendió a US$ 1,975MM, registrando una reducción de 5% (US$ 101MM) respecto a setiembre de 2025. Esta variación refleja principalmente el impacto de las pérdidas acumuladas de períodos anteriores, incluyendo la pérdida neta de US$ 246MM registrada en el 4T25. Si bien la utilidad neta obtenida al 30.09.2026 contribuyó a reducir parcialmente el saldo acumulado de pérdidas, su efecto aún no fue suficiente para revertir el impacto patrimonial de los resultados negativos previos.

1.2.4. INDICADORES FINANCIEROS

Indicadores

	2023	2024	2025	LTM 3T26	3T25	2T26	3T26	YoY	QoQ
Pasivo / Patrimonio	5.2	3.1	4.4	4.1	3.8	4.2	4.1	7%	-2%
Deuda Financiera / Activos	62%	56%	62%	64%	64%	62%	64%	1pp	2.3pp
Capital de Trabajo	-3,542	-1,900	-2,296	-1,366	-1,347	-1,427	-1,366	-1%	4%
Ratio de Liquidez	0.3x	0.4x	0.3x	0.5x	0.5x	0.5x	0.5x	7%	3%

Nota: La Deuda Financiera incluye financiamientos de Corto Plazo por US$ 40MM, intereses de corto y largo plazo por US$ 55MM, corto plazo del financiamiento CESCE por US$ 144MM (1 cuotas), la ejecución de las garantías del MEF para honrar la deuda con proveedores más intereses por un total de US$ 947MM y la deuda con partes relacionadas por US$ 217MM. Además, la deuda de largo plazo incluye, principalmente, el financiamiento con bonos y CESCE y sus intereses, el financiamiento del Banco de la Nación por US$ 1,096MM, la deuda por Documentos Cancelatorios más sus intereses y la asunción del MEF de la cuota de CESCE y Bonos más intereses por un total de US$ 371MM.

El ratio pasivo/patrimonio aumentó en 7% respecto al 3T25, como resultado de una reducción en el patrimonio y mayores niveles de endeudamiento. El patrimonio se vio afectado por el incremento de las pérdidas acumuladas, que totalizaron US$ 2,326MM al cierre del 3T26, frente a US$ 2,225MM al mismo periodo del año anterior. Si bien la Compañía registró utilidad neta durante los primeros nueve meses de 2026, esta no compensó completamente el impacto de las pérdidas acumuladas. Por su parte, el incremento de los pasivos respondió, principalmente, al aumento de las otras cuentas por pagar, de US$ 160MM a US$ 488MM YoY, y a la disposición parcial de US$ 217MM del crédito puente por US$ 475MM.

El ratio de Deuda Financiera sobre Activos en el 3T26 fue de 64%, similar al registrado en el 3T25 y superior al 62% reportado en el 2T26. Esta evolución refleja un incremento de 1% en la Deuda Financiera (US$ 77MM), en un contexto donde los Activos Totales aumentaron 0.2% (US$ 23MM) respecto al mismo período de 2025.

El capital de trabajo alcanzó US$ -1,366MM al cierre del 3T26, frente a US$ -1,347MM registrados en el 3T25. La variación responde principalmente a un mayor crecimiento de los pasivos corrientes respecto de los activos corrientes. Mientras que estos últimos se incrementaron por una mayor valorización de inventarios, los pasivos corrientes aumentaron debido a la utilización parcial del crédito puente y al registro de provisiones asociadas a reclamos aduaneros vinculados con el impuesto al rodaje.

Finalmente, el Ratio de Liquidez se ubicó en 0.5x al cierre del 3T26, similar respecto al 3T25. Esto se explica, principalmente, por un incremento del Activo Corriente (16%) y el Pasivo Corriente (9%) a razón de los efectos previamente descritos.

1.3. RESULTADOS OPERATIVOS

PETROPERÚ actualmente se concentra en cuatro líneas de negocio, la contribución de cada negocio al Total Ingresos de la Compañía al cierre del 3T26 es la siguiente: 1) Refinación y comercialización, que representaron el 96.6%, 2) *Upstream* que incluye los Lotes del noroeste en producción (Z-69 y X) representó 2.7%, 3) Arrendamiento y venta de ciertas unidades, que representaron el 0.6%, y 4) el ONP que representó el 0.1%.

1.3.1. NUEVA REFINERÍA TALARA

Producción NRT

PRODUCCIÓN POR UNIDAD NRT EN EL 3T26 (MBDC)	
Destilación Primaria (DP1)	54
Destilación al Vacío (DV3)	23
Flexicoking (FCK)	0
Craqueo Catalítico (FCC-RG1)	13
Hidrotratamiento de Nafta (HTN)	11
Reformación Catalítica de Nafta (RCA)	7
Tratamiento del GLP (TGL)	3
Hidrotratamiento de Diésel (HTD)	22
Hidrotratamiento de Nafta Craqueada (HTF)	6

PRODUCCIÓN SERVICIOS AUXILIARES EN EL 3T26	
Calderas-GE(TM/h)	284
OR2 (m3/h)	124
DM2 (m3/h)	217
Electricidad (MW)	18

La NRT operó en el 3T26 con un volumen de crudo procesado de 49 MBDC, mientras que la carga total procesada (incluye crudo y productos intermedios) ascendió a 55 MBDC, por debajo de su capacidad máxima instalada, situación que responde a factores operativos de mantenimiento y cierre de puertos por oleajes anómalos.

A pesar de estas limitaciones temporales, la refinería continuó suministrando combustibles clave al mercado nacional, manteniendo su enfoque en la fiabilidad operativa, la integridad de los activos y la seguridad operativa.

En este contexto, la refinería mantiene la producción de los siguientes combustibles esenciales para el mercado nacional, principalmente: Gasolinas, Diésel, Turbo A1 y Gas Licuado de Petróleo.

Eventos Relevantes 3T26

Durante el 3T26, PETROPERÚ alcanzó hitos relevantes en la ejecución de proyectos y en la gestión de activos de la NRT. En julio de 2026, culminó la fase constructiva *Offshore* del Proyecto Terminal Multiboyas II, correspondiente a la infraestructura ubicada en el mar, representando un avance significativo en el desarrollo de esta iniciativa estratégica para las operaciones de recepción y despacho de hidrocarburos.

Asimismo, el 26.09.2026 concluyó la Primera Inspección General de la Unidad Flexicoking (FCK), desarrollada conforme a las recomendaciones del licenciante ExxonMobil. Esta actividad forma parte de las acciones programadas para asegurar la confiabilidad y el adecuado desempeño operativo de los activos de la NRT.

1.3.2. REFINACIÓN

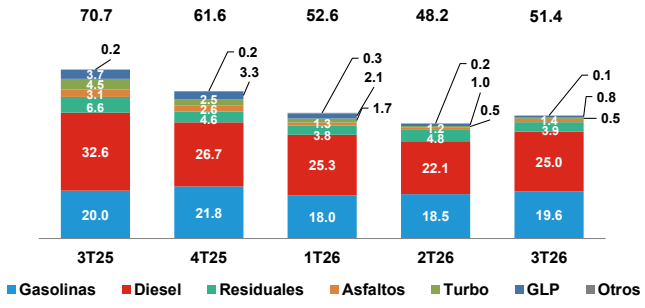
Datos Operativos

	2023	2024	2025	LTM 3T26	3T25	2T26	3T26	YoY	QoQ
Capacidad Instalada de Refinación (en MBDC) (1)	122.5	122.5	122.5	122.5	122.5	122.5	122.5	N.A.	N.A.
Capacidad Utilizada (en MBDC) (2)	54	76	75	66	79	41	53	-32%	30%
Ratio de Utilización de Capacidad Instalada (3)	44%	62%	61%	54%	64%	34%	44%	-32%	30%
Volúmenes de venta (en MBDC)	94	92	92	77	90	61	61	-32%	-1%

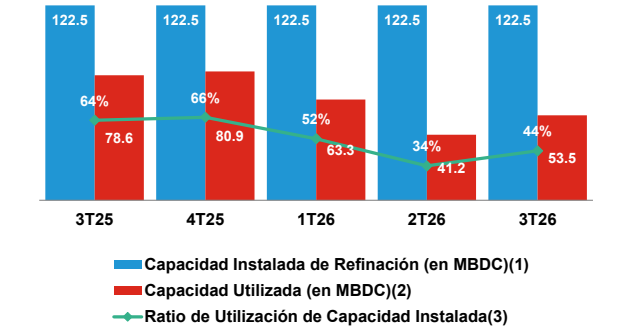
Notas:
(1) Cantidad máxima de crudo que se puede procesar en la primera etapa del proceso de refinado, denominada destilación atmosférica o primaria (incluye las Refinerías de Talara, Conchán e Iquitos).
(2) La cantidad total de crudo que se procesa en la unidad de destilación atmosférica o primaria.
(3) Es el cociente entre la Capacidad Utilizada y la Capacidad Instalada de refinación, ambos en MBDC.

Producción Neta Trimestral de Refinados

(En MBDC)



Ratio de Utilización de Capacidad Instalada



(1) Cantidad máxima de crudo que se puede introducir en la primera etapa del proceso de refinado, denominada destilación atmosférica.
(2) La cantidad total de crudo, residuo asfáltico y reprocesamiento de Diesel que se introducen en la destilación atmosférica o primaria.
(3) Es el cociente entre la Capacidad Utilizada y la Capacidad Instalada de refinación (ambas en MBDC).

1.3.3. OLEODUCTO NORPERUANO (ONP)

Los volúmenes bombeados durante el 3T26 son los siguientes:

TRAMO	VOLUMEN BOMBEADO 3T26 (MBDC)
TRAMO I	0.0

TRAMO	VOLUMEN BOMBEADO 3T26 (MBDC)
TRAMO II	0.0
ORN	0.0

Los tres tramos mantienen condiciones operativas y de integridad para el reinicio de transporte. Sin embargo, durante el 3T26, el Tramo I permaneció en parada programada desde el 12.06.2024 debido a bajos inventarios de crudo en Estación 1, sin registrarse contingencias durante el trimestre. Asimismo, el Tramo II continuó en parada programada desde el 12.07.2024 por bajos inventarios de crudo en Estación 5. Durante el periodo se registraron cuatro contingencias[9] en los Kms 835+536 (09.07.2026), 805+894 (27.07.2026), 825+617 (14.08.2026) y 806+824 (13.09.2026), todas atribuidas a hechos determinantes de terceros. En todos los casos, se activó el Plan de Respuesta a Emergencias y se completaron las reparaciones definitivas correspondientes. Por su parte, el Oleoducto Ramal Norte (ORN) permaneció sin operaciones de transporte debido a la paralización de las operaciones del Lote 192, sin registrarse contingencias durante el trimestre.

PETROPERÚ continuó ejecutando acciones orientadas a preservar la seguridad e integridad del sistema de transporte, mediante actividades de vigilancia en campo y coordinación permanente con autoridades competentes para la atención de eventos asociados a invasiones en la franja de seguridad, afectaciones al sistema de detección de fallas e intervenciones de terceros vinculadas a conexiones clandestinas. Asimismo, la Compañía mantuvo coordinaciones con el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), PROINVERSIÓN y otras entidades del Estado en el marco de los Decretos de Urgencia N.° 013-2024, N.° 010-2025 y N.° 003-2026, orientadas a evaluar e implementar medidas para fortalecer la integridad, eficiencia y sostenibilidad económico-financiera del ONP. En este contexto, PETROPERÚ continuó atendiendo los requerimientos de información técnica, operativa y financiera formulados por las autoridades competentes, así como las gestiones relacionadas con la solicitud de reconocimiento de una situación de fuerza mayor asociada a la ausencia de volúmenes de bombeo.

1.3.4. EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Lote 64

Durante el 3T26, PETROPERÚ continuó impulsando las gestiones orientadas a la incorporación de un nuevo socio operador para el Lote 64. En este marco, la Compañía mantuvo coordinaciones con ProInversión para definir el mecanismo aplicable para dicho proceso y solicitó información sobre las acciones desarrolladas para su implementación. Asimismo, se elaboró la documentación requerida para evaluar el inicio de una negociación directa destinada a la identificación de un potencial socio operador.

Adicionalmente, en agosto de 2026 PETROPERÚ reiteró a ProInversión la necesidad de contar con un pronunciamiento sobre el mecanismo de incorporación del socio operador y solicitó la realización de una reunión de coordinación, con el objetivo de continuar avanzando en el proceso correspondiente al desarrollo del Lote 64.

Lote 192

PETROPERÚ sigue avanzando en el proceso de incorporación de un socio operador para el Lote 192. En este marco, el 18.09.2026, Perupetro emitió pronunciamiento favorable a la solicitud de calificación de CHEIRON y, posteriormente, el 20.09.2026, el Directorio de PETROPERÚ aprobó a CHEIRON como ganador del proceso de negociación directa, dando continuidad al proceso de asociación para el desarrollo del lote.

Lote Z-69

Durante el 3T26 continuaron las acciones relacionadas con el proceso de licitación del Lote Z-69. En este contexto, el 15.05.2026 se suscribió la modificación del contrato vigente, que incorporó una extensión de su plazo por un año adicional, hasta el 15.05.2027, así como modificaciones en el esquema de regalías, conforme a lo autorizado mediante el Decreto Supremo N° 005-2026-EM.

Asimismo, el 25.06.2026, la Administración informó al Directorio sobre las alternativas evaluadas para el tratamiento de los activos de propiedad de PETROPERÚ vinculados al Lote Z-69. Posteriormente, el 01.07.2026, la Compañía remitió a PERUPETRO una comunicación con el valor estimado por PROINVERSIÓN y una propuesta para considerar una participación de PETROPERÚ del 25% en el proyecto. En paralelo, PERUPETRO inició la convocatoria pública para la adjudicación de un contrato de licencia con una vigencia de 30 años.

Respecto a la operación, por un lado, la producción promedio de petróleo del 3T26 fue de 3.1 MBDC. Por otro lado, la producción promedio de gas seco fue de 4.0 MMpc/D, mientras que la producción promedio de líquidos de gas natural (LGN) fue de 0.7 MBDC. El EBITDA generado en el 3T26 fue de US$ 13.4MM.

Lote X

[9] La estadística histórica y actualizada de las contingencias ocurridas en el ONP se puede verificar en la página web de PETROPERÚ, a través del siguiente enlace: https://oleoducto.petroperu.com.pe/plan-contingencia/estadisticas/

PETROPERÚ continúa participando con un 40% como socio no operador en asociación con OIG PERÚ S.A.C. (Operador), Termoselva y Aguaytía (No operadores). Por un lado, la producción fiscalizada promedio de petróleo del 3T26 fue de 3.5 MBDC. Por otro lado, la producción fiscalizada promedio de gas natural fue de 4.5 MMpc/D. El EBITDA generado en el 3T26 fue de US$ 12.0MM. Este año el compromiso del Programa de Trabajo es la perforación de 184 pozos de desarrollo. A la fecha se encuentran perforando cinco pozos de desarrollo.

En conjunto, los lotes generaron un EBITDA de US$ 25.4MM en el 3T26, respaldados por el rendimiento de los Lotes Z-69 y X, que continuaron contribuyendo positivamente a los resultados operativos de la Compañía.

Cabe resaltar que a la fecha del reporte ProInversión, en el marco de las facultades otorgadas a partir del D.U. N° 010-2025, está revisando la situación de los bloques patrimoniales que incluye también a los lotes.

2. GESTIÓN AMBIENTAL, SOCIAL Y BUEN GOBIERNO CORPORATIVO

Durante el 3T26, la Gerencia Desarrollo Sostenible continuó concentrando su gestión en fortalecer el cumplimiento ambiental, atender y prevenir riesgos socioambientales en zonas de influencia y avanzar en compromisos corporativos de sostenibilidad y transparencia a fin de mantener la continuidad operativa de PETROPERÚ, reducir la exposición socioambiental y responder a las expectativas de *Stakeholders* financieros y demás grupos de interés.

2.1. GESTIÓN AMBIENTAL

Al cierre de septiembre de 2026, PETROPERÚ continuó enfocando su gestión ambiental en el cumplimiento de las obligaciones y compromisos ambientales aplicables a sus operaciones, mediante la ejecución de programas de monitoreo ambiental, el seguimiento de instrumentos de gestión ambiental, la gestión de residuos y la atención de eventos ambientales.

En materia de gestión de residuos, durante el 3T26 la Compañía dispuso de manera adecuada 719.34 toneladas de residuos peligrosos, alcanzando un total acumulado de 2,311.29 toneladas entre enero y septiembre de 2026. Estos residuos correspondieron principalmente a actividades en el Lote Z-69, Refinería Conchán, Refinería Iquitos y diversas instalaciones de Plantas y Terminales, siendo todos trasladados a rellenos de seguridad acreditados por el Ministerio del Ambiente, de acuerdo con la normativa aplicable. Asimismo, PETROPERÚ continuó ejecutando sus programas de monitoreo ambiental y el seguimiento de instrumentos ambientales en sus principales operaciones, incluyendo Refinería Iquitos, Refinería Conchán y las instalaciones de Plantas y Terminales.

Por otro lado, durante el trimestre se registraron 14 eventos ambientales en las distintas operaciones de la Compañía. Todos ellos fueron atendidos por la Gerencia de Desarrollo Sostenible en coordinación con las áreas operativas y reportados oportunamente a la autoridad competente a través de la plataforma PLUSD. Al cierre de septiembre de 2026, el total acumulado de eventos ambientales registrados en el año ascendió a 50.

2.2. GESTIÓN SOCIAL

Durante el 3T26, PETROPERÚ continuó fortaleciendo la gestión de sus grupos de interés en sus principales áreas operativas, con foco en la prevención de conflictos sociales, la atención de compromisos y el mantenimiento de condiciones favorables para la continuidad de las operaciones. En el Oleoducto Norperuano (ONP), la Compañía mantuvo mecanismos de diálogo con comunidades, trabajadores, proveedores locales y autoridades para atender demandas relacionadas con obligaciones laborales, servicios básicos y oportunidades de empleo local. Asimismo, estas acciones contribuyeron a facilitar actividades de mantenimiento, el retiro de residuos peligrosos y el retorno del personal operativo a la Estación 5. En el Lote 192, PETROPERÚ continuó promoviendo espacios de coordinación con comunidades y proveedores locales para gestionar compromisos pendientes y expectativas vinculadas al proceso de incorporación de un nuevo socio operador.

Adicionalmente, la Compañía mantuvo acciones de relacionamiento y diálogo en Refinería Conchán, Talara y el Lote Z-69, incluyendo el seguimiento de reclamos laborales, obligaciones de contratistas y el fortalecimiento de espacios de participación comunitaria. Como parte de su estrategia de aporte al desarrollo local, PETROPERÚ continuó ejecutando iniciativas en educación, emprendimiento y desarrollo productivo, entre las que destacan la entrega de útiles escolares en el área de influencia de Refinería Conchán, el proyecto productivo de cacao Ikam Kuitamat que beneficia a 80 familias vinculadas al Tramo II del ONP, una feria de emprendimiento en Talara y actividades de cuidado ambiental en Planta Pisco con participación de actores locales.

2.3. SOSTENIBILIDAD

Durante el 3T26, PETROPERÚ avanzó en sus iniciativas vinculadas a sostenibilidad y transparencia corporativa. En el marco de la preparación del Reporte de Sostenibilidad 2025 bajo estándares GRI, la Compañía remitió para revisión de un verificador externo la información final de gestión y el inventario corporativo de Gases de Efecto Invernadero (GEI) correspondiente al ejercicio 2025. Asimismo, se desarrollaron auditorías de eficiencia energética en la Refinería Conchán y el Oleoducto Norperuano, orientadas a identificar oportunidades de mejora sujetas a validación técnica y programación de implementación.

En materia de gobernanza ESG, PETROPERÚ actualizó propuestas y matrices para la gestión de riesgos ESG, y promovió la incorporación de temas de materialidad y gestión de riesgos en la agenda del Comité de Sostenibilidad. Adicionalmente, en coordinación con la Gerencia de Cumplimiento y las áreas operativas, se identificaron riesgos climáticos asociados al Fenómeno El Niño Costero y medidas preliminares de mitigación. La Compañía también continuó desarrollando actividades de capacitación interna en sostenibilidad, integridad y derechos humanos.

2.4. BUEN GOBIERNO CORPORATIVO

Durante el 3T26, PETROPERÚ continuó fortaleciendo su marco de gobierno corporativo, integridad y transparencia. En julio, el Directorio aprobó la actualización del Código de Integridad y el Plan de Acción de Buen Gobierno Corporativo 2026, orientado a reforzar las capacidades de supervisión y control del Directorio, así como el cumplimiento de los principios de gobierno corporativo de la Compañía.

Asimismo, se aprobó el Informe Anual de Buen Gobierno Corporativo 2025, que resume los principales avances e iniciativas implementadas durante el ejercicio anterior. En paralelo, PETROPERÚ avanzó en la implementación del Modelo de Integridad Pública mediante sesiones técnicas de trabajo con la Secretaría de Integridad Pública de la PCM, orientadas a definir su hoja de ruta de implementación.

Como parte de su compromiso con la transparencia y el fortalecimiento de la cultura de cumplimiento, la Compañía realizó la Feria de Transparencia 2026 y desarrolló actividades de sensibilización dirigidas a sus colaboradores sobre transparencia, acceso a la información pública e integridad institucional.

Resultados Trimestrales

3. RESUMEN FINANCIERO

3.1. ESTADO DE RESULTADOS

En Millones de US$	2023	2024	2025	LTM 3T26	3T25	2T26	3T26	YoY (1)	QoQ(2)
Ventas Nacionales	3,467	3,047	2,990	3,296	757	858	975	29%	14%
Ventas al Exterior	477	410	391	190	89	32	37	-58%	16%
Otros Ingresos Operacionales	65	71	59	71	14	19	19	40%	0.2%
Total Ingresos	4,009	3,527	3,439	3,557	860	910	1,032	20%	13%
Costo de Ventas	-4,368	-3,813	-3,425	-2,912	-811	-741	-836	3%	13%
Costo de Ventas (% de Ingresos)	-109%	-108%	-100%	-82%	-94%	-81%	-81%	-13pp	-0.4pp
Ganancia Bruta	**-359**	**-286**	**14**	**645**	**49**	**169**	**196**	**+100%**	**16%**
Margen Bruto (%)	-9%	-8%	0.4%	18%	6%	19%	19%	13pp	0.4pp
Gastos Operativos	-664	-300	-207	-225	-59	-62	-71	20%	15%
Gastos Operativos (% de Ingresos)	-17%	-8%	-6%	-6%	-7%	-7%	-7%	0.03pp	0.1pp
Resultado Operativo	**-1,022**	**-586**	**-193**	**420**	**-11**	**106**	**125**	**+100%**	**17%**
Margen Operativo (%)	-25%	-17%	-6%	12%	-1%	12%	12%	13pp	0.4pp
Resutado Neto	**-1,064**	**-774**	**-601**	**-101**	**-77**	**-12**	**24**	**+100%**	**+100%**
Margen Neto (%)	-27%	-22%	-17%	-3%	-9%	-1%	2%	11pp	4pp
EBITDA Ajustado	**-438**	**-296**	**13**	**678**	**45**	**180**	**201**	**+100%**	**12%**
Margen de EBITDA Ajustado (%)	-11%	-8%	0.4%	19%	5%	20%	19%	14pp	-0.3pp
EBITDA Ajustado (12M)	**-438**	**-296**	**13**	**678**	**-105**	**522**	**678**	**+100%**	**30%**

(1) Year-over-year (YoY): Compara los resultados financieros con los del mismo periodo del año anterior.
(2) Quarter-on-quarter (QoQ): Compara los resultados financieros entre un trimestre y el trimestre anterior.

3.2. ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

En Millones de US$	2023	2024	2025	LTM 3T26	3T25	2T26	3T26	YoY	QoQ
Saldo Inicial	**89**	**41**	**131**	**34**	**13**	**22**	**47**	**+100%**	**+100%**
Flujo de Caja Operativo	240	-998	-281	154	-359	150	-118	-67%	+100%
Flujo de Actividades de Inversión	-455	-307	-110	-105	-25	-25	-33	30%	32%
Flujo de Caja de Actividades de Financiamiento	161	1,395	294	-32	405	-99	149	-63%	+100%
Variación Tipo de cambio	6	-1	-7	-6	0	-0.4	0	N.A.	N.A.
Saldo Final	**41**	**131**	**26**	**45**	**34**	**47**	**45**	**34%**	**-4%**

El Saldo Final se encuentra afectado por las variaciones de tipo de cambio en el efectivo y equivalente de efectivo.

3.3. ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

En Millones de US$	2023	2024	2025	LTM 3T26	3T25	2T26	3T26	YoY	QoQ
Activo Corriente	1,644	1,401	1,091	1,599	1,377	1,565	1,599	16%	2%
Activo No Corriente	8,246	8,538	8,750	8,455	8,654	8,497	8,455	-2%	-0.5%
Total Activos	**9,890**	**9,939**	**9,841**	**10,054**	**10,031**	**10,062**	**10,054**	**0.2%**	**-0.1%**
Deuda Financiera a Corto Plazo	3,021	1,800	1,873	1,402	1,216	1,172	1,402	15%	20%
Deuda Financiera a Largo Plazo	3,086	3,810	4,208	5,063	5,172	5,066	5,063	-2%	-0.1%
Total Deuda Financiera	6,107	5,611	6,081	6,465	6,388	6,239	6,465	1%	4%
Otros Pasivos	2,195	1,897	1,929	1,614	1,567	1,872	1,614	3%	-14%
Total Pasivo	**8,302**	**7,507**	**8,010**	**8,079**	**7,955**	**8,111**	**8,079**	**2%**	**-0.4%**
Patrimonio	1,588	2,432	1,830	1,975	2,077	1,952	1,975	-5%	1%
Total Pasivo + Patrimonio	**9,890**	**9,939**	**9,841**	**10,054**	**10,031**	**10,062**	**10,054**	**0.2%**	**-0.1%**
Pasivo Corriente	5,187	3,301	3,387	2,965	2,724	2,992	2,965	9%	-1%

Total Deuda Financiera: Incluye la deuda con el accionista.