

PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.

ESTADOS FINANCIEROS

31 DE DICIEMBRE DE 2025 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2024

PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.

ESTADOS FINANCIEROS
31 DE DICIEMBRE DE 2025 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2024

CONTENIDO	Página
Estado de situación financiera	1
Estado de resultados integrales	2
Estado de cambios en el patrimonio	3
Estado de flujos de efectivo	4 - 5
Notas a los estados financieros	6 - 75

US\$ = Dólar estadounidense
S/ = Sol
EUR = Euro
JPY = Yen japonés

PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

ACTIVO	Nota	Al 31 de diciembre de	Al 31 de diciembre de		Nota	Al 31 de diciembre de	Al 31 de diciembre de
		2025	2024			2025	2024
		US\$000	US\$000			US\$000	US\$000
Activo corriente				Pasivo corriente			
Efectivo y equivalente de efectivo	6	26,435	130,856	Otros pasivos financieros	13	368,355	1,800,263
Cuentas por cobrar comerciales	7	209,954	219,660	Cuentas por pagar comerciales	14	1,087,547	1,282,042
Otras cuentas por cobrar	8	288,106	325,528	Cuentas por pagar a parte relacionadas	15	912,121	-
Inventarios	9	559,053	723,183	Otras cuentas por pagar	16	181,125	99,449
Otros activos		1,710	2,049	Provisiones	17	63,568	77,884
Total del activo corriente		1,085,258	1,401,276	Pasivos por arrendamientos	12	30,368	41,623
				Total del pasivo corriente		2,643,084	3,301,261
Activo no corriente							
Otras cuentas por cobrar	8	1,256,965	1,075,468	Otros pasivos financieros	13	4,785,861	3,810,395
Propiedad, planta y equipo	10	6,970,723	7,046,339	Cuentas por pagar a parte relacionadas	15	359,606	320,839
Propiedades de inversión		2,708	2,717	Provisiones	17	12,944	12,658
Activos intangibles	11	134,311	124,923	Pasivos por arrendamientos	12	2,068	19,533
Activos por derecho de uso	12	29,567	58,884	Otras cuentas por pagar	16	40,368	42,708
Activo por impuestos diferidos	18	327,832	229,515	Total pasivo no corriente		5,200,847	4,206,133
Total del activo no corriente		8,722,106	8,537,846	Total pasivo		7,843,931	7,507,394
				Patrimonio	18		
				Capital social		4,292,900	2,675,209
				Capital adicional		-	1,617,691
				Reserva legal		8,724	8,724
				Resultados Acumulados		(2,338,191)	(1,869,896)
				Total del patrimonio		1,963,433	2,431,728
TOTAL ACTIVO		9,807,364	9,939,122	TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO		9,807,364	9,939,122

Las notas que se acompañan de la página 6 a la 75 forman parte de los estados financieros intermedios condensados.

PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES

	Nota	Por el periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre de		Por el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre de	
		2025	2024	2025	2024
		US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Ingresos de actividades ordinarias	20	829,810	867,060	3,380,362	3,456,397
Otros ingresos operacionales	21	16,320	15,906	58,908	70,923
Total ingresos		<u>846,130</u>	<u>882,966</u>	<u>3,439,270</u>	<u>3,527,320</u>
Costo de ventas	22	<u>(831,149)</u>	<u>(903,819)</u>	<u>(3,424,817)</u>	<u>(3,813,330)</u>
Pérdida bruta		<u>14,981</u>	<u>(20,853)</u>	<u>14,453</u>	<u>(286,010)</u>
Gastos de venta y distribución	23	(15,809)	(15,320)	(55,616)	(61,406)
Gastos de administración	24	(41,400)	(69,386)	(156,234)	(181,064)
Deterioro	11	-	(24,669)	-	(24,669)
Otros ingresos	26	14,198	5,403	43,909	27,880
Otros gastos	26	<u>(13,198)</u>	<u>(43,113)</u>	<u>(39,181)</u>	<u>(60,362)</u>
Gastos de operación, neta		<u>(56,209)</u>	<u>(147,085)</u>	<u>(207,122)</u>	<u>(299,621)</u>
Pérdida de operación		<u>(41,228)</u>	<u>(167,938)</u>	<u>(192,669)</u>	<u>(585,631)</u>
Ingresos financieros	27	1,229	355	3,748	2,766
Gastos financieros	27	(89,893)	(84,229)	(339,726)	(383,755)
Diferencia de cambio, neta		<u>7,483</u>	<u>(3,437)</u>	<u>13,247</u>	<u>11,213</u>
Pérdida antes del impuesto a la ganancias		<u>(122,409)</u>	<u>(255,249)</u>	<u>(515,400)</u>	<u>(955,407)</u>
Impuesto a las ganancias	28	9,117	(10,598)	47,105	181,502
Pérdida neta (resultado integral) del año		<u>(113,292)</u>	<u>(265,847)</u>	<u>(468,295)</u>	<u>(773,905)</u>
Pérdida básica y diluida por acción (en US\$)	30	<u>0.007</u>	<u>(0.003)</u>	<u>0.033</u>	<u>(0.081)</u>

Las notas que se acompañan de la página 6 a la 75 forman parte de los estados financieros intermedios condensados.

PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.

**ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO INTERMEDIO
POR EL PERIODO DE DOCE MESES TERMINADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2025 Y DE 2024**

	Número de acciones	Capital social US\$000	Capital adicional US\$000	Reserva legal US\$000	Resultados acumulados US\$000	Total patrimonio US\$000
Saldo al 1 de enero de 2024	9,572,168,000	2,675,209	-	8,724	(1,095,991)	1,587,942
Pérdida neta (resultado integral) del año	-	-	-	-	(773,905)	(773,905)
Transacciones con accionistas:			1,617,691			1,617,691
Transferencia de capital adicional a capital social	-	-	-	-	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2024	<u>9,572,168,000</u>	<u>2,675,209</u>	<u>1,617,691</u>	<u>8,724</u>	<u>(1,869,896)</u>	<u>2,431,728</u>
Saldo al 1 de enero de 2025	15,672,480,855	2,675,209.00	1,617,691.00	8,724.00	(1,869,896)	2,431,728
Pérdida neta (resultado integral del año)	-	-	-	-	(468,295)	(468,295)
Transacciones con accionistas:						
Capitalización de préstamos con accionistas	-	1,617,691.00	(1,617,691.00)	-	-	-
Saldo al 31 de diciembre de 2025	<u>15,672,480,855</u>	<u>4,292,900.00</u>	<u>-</u>	<u>8,724.00</u>	<u>(2,338,191)</u>	<u>1,963,433</u>

Las notas que se acompañan de la página 6 a la 75 forman parte de los estados financieros intermedios condensados.

PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

	Nota	Por el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre de	
		2025	2024
		US\$000	US\$000
ACTIVIDADES DE OPERACIÓN			
Efectivo neto provisto por actividades de operación		48,088	(664,762)
Pago de intereses		(314,115)	(317,153)
Pago de impuesto a las ganancias		(15,014)	(15,682)
Efectivo neto provisto por (aplicado a) actividades de operación		<u>(281,041)</u>	<u>(997,597)</u>
ACTIVIDADES DE INVERSIÓN			
Impuesto general a la ventas relacionado a actividades de inversión		-	
Pago por compra de propiedades, planta y equipo		(93,588)	(288,044)
Intereses capitalizados pagados			(2,736)
Pago por compra de activos intangibles		(16,779)	(15,755)
Efectivo neto aplicado a actividades de inversión		<u>(110,367)</u>	<u>(306,535)</u>
ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO			
Préstamos recibidos de instituciones financieras		1,861,520	2,250,277
Préstamo DU N°013-2024		-	798,648
Préstamos recibidos de partes relacionadas		-	168,158
Pago de préstamos a instituciones financieras		(1,528,150)	(1,789,013)
Pago de pasivos por arrendamiento		(39,667)	(32,967)
Efectivo neto (aplicado a) provisto por actividades de financiamiento		<u>293,703</u>	<u>1,395,103</u>
Disminución neta del efectivo y equivalente de efectivo		(97,705)	90,971
Efecto de variación de tipo de cambio en el efectivo		(6,716)	(1,262)
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del periodo		130,856	41,147
Efectivo y equivalente de efectivo al final del periodo		<u>26,435</u>	<u>130,856</u>
TRANSACCIONES DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO E INVERSIÓN QUE NO GENERARON FLUJOS DE EFECTIVO			
- Intereses devengados no pagados		8,589	14,634
- Obras en curso por pagar		84,102	79,613
- Activo por derecho de uso y pasivo por arrendamiento		10,722	59,861
- Capitalización de préstamos con accionistas			1,617,691

Las notas que se acompañan de la página 6 a la 75 forman parte de los estados financieros intermedios con

PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO

Nota	Por el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre de	
	2025	2024
	US\$000	US\$000
Resultado neto del periodo	(468,295)	(773,905)
Ajustes para conciliar el resultado neto del ejercicio con el efectivo proveniente de las actividades de operación:		
Provisión para desvalorización de suministros	200	198
Provisión para contingencias	17 10,983	21,961
Provisión taponamiento y remediación ambiental	3,975	21,412
Depreciación de propiedad, planta y equipo y propiedades de inversión	10 169,215	251,547
Estimación de deterioro de cuentas por cobrar comerciales	-	-
Provisión de pensiones de jubilación	-	-
Amortización	7,391	7,916
Depreciación activo derecho de uso	27,424	25,293
Retiro y ajustes de propiedad, planta y equipo y propiedades de inversión	2	5,612
Impuesto a las ganancias diferidos	(73,205)	(181,502)
Provisión de disvinculación laboral	-	-
Efecto ajuste diferencia tipo de cambio no realizable	6,715	1,262
	<u>(315,595)</u>	<u>(620,206)</u>
Variaciones netas en activos y pasivos operativos:		
Cuentas por cobrar comerciales	9,706	59,566
Otras cuentas por cobrar	(220,539)	22,441
Inventarios	163,930	123,965
Otros activos	-	492
Gastos contratados por anticipado	(13,821)	-
Cuentas por pagar comerciales	(202,190)	(544,369)
Otras cuentas por pagar y provisiones	626,597	293,349
Efectivo neto provisto por (aplicado a) actividades de operación	<u>48,088</u>	<u>(664,762)</u>

Las notas que se acompañan de la página 6 a la 75 forman parte de los estados financieros intermedios condensados.

PETRÓLEOS DEL PERÚ - PETROPERÚ S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2025 y 31 DE DICIEMBRE DE 2024

1 IDENTIFICACIÓN Y ACTIVIDAD ECONÓMICA

a) Identificación -

La Compañía es una empresa estatal de derecho privado que desarrolla sus actividades en el sector energía y minas, subsector hidrocarburos. La Compañía está organizada y funciona como una sociedad anónima de acuerdo con lo dispuesto por el Decreto Legislativo N°043, Ley de la Empresa Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. publicada el 5 de marzo de 1981 y sus modificatorias, que establecen que el Estado Peruano es propietario de todas las acciones representativas del capital social de la Compañía y el artículo 12° del Reglamento de la Ley N°28840 - Ley de Fortalecimiento y Modernización de la Empresa de Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. (Ley N°28840), aprobado por Decreto Supremo N°012-2013-EM, que dispone que cada integrante de la Junta General de Accionistas, representará el número de acciones del capital social de la Compañía que resulte de dividir el total de las acciones entre el número de miembros designados en representación del Estado Peruano.

La Compañía se encuentra registrada en la Superintendencia de Mercados de Valores (SMV).

Las oficinas principales de la Compañía se ubican en Av. Enrique Canaval y Moreyra N°150, San Isidro, Lima, Perú.

Por disposición de la Ley N°28840 se excluyó expresamente a la Compañía del ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE y del Sistema Nacional de Inversión Pública - SNIP. Además, mediante la Segunda Disposición Final de la Ley N°28840 se derogó la Resolución Suprema N°290-92-PCM, que incluía a la Compañía en el proceso de promoción de la inversión privada, así como toda disposición que se opusiera a la Ley N°28840.

La Compañía se rige por su Ley Orgánica aprobada por el Decreto Legislativo N°43, su Estatuto Social, la Ley N°28840 (y su Reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo N°012-2013-EM, el 27 de abril de 2013) y supletoriamente por la Ley General de Sociedades, estando sujeta a la fiscalización de la Contraloría General de la República (CGR), de entidades supervisoras (SMV) y reguladoras (OSINERGMIN, OEFA, SUNAT, SUNAFIL, entre otras).

Asimismo, de conformidad con lo señalado en la Tercera Disposición Final del Decreto Legislativo N°1031, que promueve la Eficiencia de la Actividad Empresarial del Estado de fecha 24 de junio de 2008, le son aplicables el numeral 9.3 del artículo 9° y el artículo 12° de dicho Decreto Legislativo N°1031. Referido al numeral 9.3 del artículo 9°, los estados financieros son auditados anualmente por auditores externos independientes designados por la Junta General de Accionistas y referido al artículo 12°, por acuerdo de Junta General de Accionistas se determinará el nivel mínimo de inscripción de su capital social en el Registro Público del Mercado de Valores, sujetándose a las disposiciones emitidas por la SMV.

También le aplican las disposiciones de la Ley N°30130 publicada el 18 de diciembre de 2013, que se denominó “Ley que declara de necesidad pública e interés nacional la prioritaria ejecución de la modernización de la Refinería de Talara para asegurar la preservación de la calidad del aire y la salud pública y adopta medidas para fortalecer el Gobierno Corporativo de Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A.” que dispone que la Compañía ejecute el Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara (en adelante, PMRT), así como de su Reglamento, aprobado por Decreto Supremo N°008-2014-EM, publicado el 24 de marzo de 2014. De acuerdo con el artículo 5 “Aprobación de otorgamiento de garantías” de la Ley N°30130 se aprueba el otorgamiento de garantías por parte del Gobierno Nacional

hasta por un monto de US\$200 millones anuales, y hasta por un total acumulado de US\$1,000 millones, en respaldo de las obligaciones financieras derivadas de los financiamientos que contrate la Compañía para ejecutar el PMRT, en caso la Compañía no alcance los flujos financieros para asumir dichas obligaciones. Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, no se ha requerido el uso de dichas garantías.

Adicionalmente, con fecha 31 de diciembre de 2016, se publicó el Decreto Legislativo N°1292 que declaró de necesidad pública y de interés nacional la operación segura del Oleoducto Norperuano (en adelante ONP u Oleoducto) y dispuso la reorganización y mejora del Gobierno Corporativo de la Compañía (Nota 1-e). Con fecha 15 de agosto de 2019, se publicó la Ley N°30993, que declaró de interés nacional la elaboración y ejecución del Proyecto de Afianzamiento y Modernización del Oleoducto Norperuano, con el objeto de garantizar la operatividad y mantenimiento eficiente del Oleoducto Norperuano, ampliar su extensión, incrementar su capacidad de transporte y rentabilidad, salvaguardar la conservación del medio ambiente y complementar el PMRT, así como garantizar una adecuada participación por concepto de impuestos, canon y regalías a favor del Estado.

Mediante Decreto de Urgencia N°013-2024 (D.U. N°013-2024), de fecha 13 de setiembre de 2024, se establecen medidas extraordinarias y urgentes en materia económica y financiera que permitan superar la coyuntura financiera de PETROPERU, el aseguramiento de la comercialización de hidrocarburos a nivel nacional, garantizando el abastecimiento de combustibles para el desarrollo de las actividades económicas a nivel nacional, así como preservar su sostenibilidad. Asimismo, con dicha norma se amplía hasta el 31 de julio de 2025 el plazo de la Operación de Endeudamiento de Corto Plazo, bajo la modalidad de otorgamiento de Garantía del Gobierno Nacional, a la línea de crédito de comercio exterior con el Banco de la Nación (BN) hasta por un monto en soles equivalente a US\$1,000 millones, cuyo plazo fue ampliado hasta el 31.12.2028 con la Ley N°32185, Ley de presupuesto del sector público para el año fiscal 2025. Además, mediante el D.U. N°013-2024 se estableció que la Compañía contrate los servicios de una firma especializada que se encargue de diseñar y gestionar la implementación del denominado Proceso de Transformación Integral, que consiste en ejecutar medidas estratégicas, operativas y financieras para la sostenibilidad de la Compañía.

Finalmente, mediante Decreto de Urgencia N°010-2025 de fecha 31 de diciembre de 2025 se establecen medidas extraordinarias en materia económica financiera para la reorganización patrimonial de la Compañía y garantizar la continuidad de la cadena de producción; incorporando a la Compañía en el proceso de promoción de la inversión privada, a que se refiere el Decreto Legislativo N°674, Ley de promoción de la inversión privada para las empresas del Estado, estableciéndose que PROINVERSIÓN puede optar por cualquiera de las modalidades establecidas en el referido Decreto Legislativo, encargándole asimismo el diseño, conducción y ejecución integral del proceso de reorganización patrimonial para la transferencia de los bloques patrimoniales; no resultado de aplicación lo dispuesto en la Ley N°30130, en aquello que se oponga al referido Decreto de Urgencia. El plazo para su aprobación es a los sesenta días posteriores a la publicación del mencionado Decreto.

b) Actividad económica -

Además, la Ley N°28840 establece que la Compañía actuará con autonomía económica, financiera y administrativa y con arreglo a los objetivos anuales y quinquenales que apruebe el Ministerio de Energía y Minas de Perú. Los actos y los contratos que suscriba en el cumplimiento de su fin social se sujetarán a lo que establecen: i) el Decreto Legislativo N°043 y sus modificaciones, ii) su Estatuto Social, iii) sus reglamentos internos, iv) los acuerdos de su Directorio, v) las Normas del Sistema Nacional de Control y vi) la normativa específica para la Compañía.

Las operaciones de comercio exterior que realiza la Compañía se rigen por los usos y costumbres del comercio internacional generalmente aceptados y por las normas de Derecho Internacional y de la industria de hidrocarburos y de energía generalmente aceptadas.

Como parte de su objeto social, la Compañía lleva a cabo actividades previstas en la Ley N°26221, Ley Orgánica que norma la actividad de Hidrocarburos en el Territorio Nacional. Estas actividades

comprenden todas las fases de la industria y comercio del petróleo, sus derivados, petroquímica básica e intermedia y otras formas de energía.

Mediante Ley N°29970 - Ley que afianza la Seguridad Energética y promueve el desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País, se dispone la participación de la Compañía, de manera individual o asociada en el desarrollo del polo petroquímico a que se refiere dicha ley.

La Ley N°30130, publicada el 18 de diciembre de 2023, autoriza a la Compañía a la venta o emisión de acciones para que sean colocadas en el Mercado de Valores. En este proceso el Estado podrá incorporar una participación privada de hasta el 49% de su capital social en circulación. Asimismo, se establece que la Compañía puede realizar actividades y proyectos de inversión, siempre que no le generen pasivos firmes o contingentes, presentes o futuros, no afecten las garantías del PMRT y no demanden recursos al Tesoro Público, lo cual no limita aquellos proyectos que permitan mantener la operatividad de la Compañía a la entrada en vigencia de la ley. Estas restricciones cesarán cuando la Compañía genere los flujos suficientes para garantizar el pago del endeudamiento a ser contraído para las inversiones vinculadas al PMRT y se haya incorporado una participación privada de al menos 40% en su capital social en circulación.

Oleoducto Norperuano -

El Decreto Legislativo N°1292, publicado el 30 de diciembre de 2016, declaró de necesidad pública y de interés nacional la operación segura del Oleoducto Norperuano, disponiendo la reorganización de la Compañía y la mejora de su gobierno corporativo otorgando para ello un plazo de 720 días calendarios contados desde la fecha de publicación de dicho Decreto Legislativo, para la elaboración de un plan que regule, entre otros, la modificación, celebración de contratos y contratación de servicios relacionados con las unidades de negocio de la Compañía; la participación de la Compañía en los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos; la posibilidad de la Compañía de participar de acciones de responsabilidad social bajo el mecanismo de obras por impuestos; la aplicación del aumento de capital a que se refiere el numeral 8.1 del artículo 8° de la Ley N°29970 para la ejecución del PMRT y, la modificación del artículo 4° y la Segunda Disposición Complementaria de la Ley N°28840 para implementar el Decreto Legislativo N°1292, aprobado por el Directorio. Dicho plan fue aprobado por el Directorio mediante Acuerdo N°067-2018-PP de fecha 6 de agosto de 2018. Al respecto, la Compañía ha venido realizando desembolsos por labores de remediación, recuperación de crudo, monitoreo de suelos y otros servicios relacionados con ciertos derrames ocurridos en los últimos años en el marco de su operación (Nota 17).

Lote 64 -

El 28 de septiembre de 2021, mediante el Decreto Supremo N°024-2021-EM, se aprobó la cesión de la participación de Geopark Perú S.A.C. (exoperador) en el Lote 64 a favor de la Compañía, con lo que, la Compañía asumió el 100% de los derechos y obligaciones de la exploración y explotación de hidrocarburos. El 16 de junio de 2024, se recibió notificación de la aprobación de los términos de referencia y el plan de participación ciudadana por parte del Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles (SENACE) para el inicio del Estudio de Impacto Ambiental Detallado.

El 29 de noviembre de 2024, se inició la convocatoria pública N°Petroperú-001-2004-L64 para la selección de un socio estratégico para la operación del Lote 64. Dicha convocatoria culminó en junio de 2025 y fue declarado desierto. A la fecha de aprobación de los estados financieros, se ha iniciado un proceso de adjudicación directa, con la finalidad de invitar a aquellas que se consideren con mayor proyección y respaldo legal, técnico, económico y financiero.

Al 31 de diciembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024, las inversiones efectuadas en el Lote 64 ascienden a US\$37,663 miles y US\$35,834 miles, respectivamente (Nota 11).

Lote 192 -

Mediante Ley N°30357, publicada el 6 de noviembre de 2015, se incorporó la Cuarta Disposición Complementaria Final a la Ley N°30130, autorizando a PERUPETRO S.A. para que, previa evaluación y mediante negociación directa, suscriba el contrato de explotación de hidrocarburos del Lote 192 con la Compañía.

El Decreto Supremo N°009-2022-EM, publicado el 25 de julio de 2022, autorizó la suscripción del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos del Lote 192, con una extensión de 30 años, el cual fue suscrito por la Compañía y PERUPETRO S.A. el 28 de febrero de 2023.

El 3 de febrero de 2024, se publicó el Decreto Supremo N°005-2024-EM, en el diario oficial El Peruano, en el que fue aprobada la modificación del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 192, a fin de reflejar la cesión de posición contractual del 61% de participación en el Contrato por parte de la Compañía a favor de Altamesa Energy Perú S.A.C.

PETROPERÚ terminó, en febrero de 2025, la asociación con Altamesa Energy Perú S.A.C. y a la fecha, ha iniciado un proceso de selección para la búsqueda de un nuevo operador en el Contrato de Licencia del Lote 192.

Se remitirá a consideración del Directorio los resultados del Proceso de Negociación Directa del Lote 192. La incorporación de la empresa designada en el contrato de licencia para la explotación de hidrocarburos en el Lote 192 se realizará conforme a lo previsto en los artículos 12 y 15 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Se procedió con la negociación directa con los postores interesados, la Cía. elegida está en proceso de Calificación de PERUPETRO.

Ante la denegatoria de calificación de Cía. Upland Oil & Gas por Perupetro, Petroperú ha reanudado el proceso de negociación directa y estima contar con una empresa seleccionada en el corto plazo.

Al 31 de diciembre 2025 y al 31 de diciembre de 2024, las inversiones efectuadas en el Lote 192 ascienden a US\$40,911 miles y US\$26,057 miles, respectivamente (Nota 11).

Lote X -

Mediante Decreto Supremo N°008-2024-EM, publicado el 19 de mayo de 2024, la Compañía y el consorcio formado por OIG PERÚ S.A.C, Aguaytía Energy del Perú S.R.L. y Termoselva S.R.L. suscribieron con PERUPETRO S.A. el Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote X (Talara), por un plazo de 30 años. El contrato de licencia entró en vigor el lunes 20 de mayo de 2024, PETROPERÚ tiene una participación del 40% en el lote, designándose como operador a OIG PERÚ S.A.C.

La producción promedio de petróleo y gas natural asociado correspondiente a la participación de PETROPERÚ, al 31 de diciembre de 2025 fue 3,257 barriles de petróleo por día (en adelante BOPD) y de 4,793 miles de pies cúbicos por día (en adelante, MPCD), respectivamente, y durante 2024, fue de 3,285 BOPD y 4,746 MPCD, respectivamente.

Otros lotes -

Lote I

Mediante Decreto Supremo N°022-2023-EM, publicado el 21 de octubre de 2023, se aprobó el Contrato de Licencia entre la Compañía y PERUPETRO S.A. para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote I, por un período de 2 años, suscribiéndose dicho contrato el 21 de octubre de 2023 o hasta la fecha efectiva de un nuevo contrato para la explotación de hidrocarburos.

En el Lote I, la producción promedio de petróleo y gas natural asociado, hasta el 21 de octubre de 2025, fecha de culminación del contrato, fue de 493 BOPD y 2,343 MPCD, respectivamente, y durante 2024, fue de 469 BOPD y 2,474 MPCD, respectivamente.

Lote VI

Asimismo, con fecha 21 de octubre de 2023, la Compañía y PERUPETRO S.A. suscribieron el Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos del Lote VI, con una extensión de 2 años siendo aprobado por el Decreto Supremo N°023-2023-EM publicado el 21 de octubre de 2023 o hasta la fecha efectiva de un nuevo contrato para la explotación de hidrocarburos.

En el Lote VI, la producción promedio de petróleo y gas natural asociado, hasta el 21 de octubre de 2025, fecha de culminación del contrato, fue de 1,543 BOPD y 2,943 MPCD, respectivamente, y durante 2024, fue de 1,746 BOPD y 3,220 MPCD, respectivamente.

Lote Z-69

Mediante Decreto Supremo N°027-2023-EM, publicado el 13 de noviembre de 2023, se aprobó el Contrato de Licencia entre la Compañía y PERUPETRO S.A. para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote Z-69 por un período de 2 años (o hasta la fecha efectiva de un nuevo contrato para la explotación de hidrocarburos), suscribiéndose dicho contrato el 15 de noviembre de 2023.

En el Lote Z-69, la producción promedio de Petróleo y Gas Natural Asociado, al 31 de diciembre de 2025, fue de 3,369 BOPD y 8,598 MPCD, respectivamente y durante 2024 fue de 4,508 BOPD y 9,194 MPCD, respectivamente. Se extendió el Contrato de Licencia a cargo de Petroperú hasta el 15 de mayo de 2026 o hasta la fecha efectiva de un nuevo contrato.

c) Marco normativo de los precios de venta de la Compañía -

El artículo 77° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos establece que las actividades y los precios relacionados con petróleo crudo y sus productos derivados se rigen por la oferta y la demanda.

- La política de precios de los combustibles de la Compañía aprobada por su Directorio establece lo siguiente:
 - Los precios de los combustibles líquidos y especialidades se determinan de acuerdo a su oferta y demanda, en cumplimiento de lo establecido en la Ley Orgánica de Hidrocarburos y normas que la modifiquen o la sustituyan.
 - Los precios de lista de los combustibles líquidos y especialidades serán aprobados por el Comité Ejecutivo de Precios presidido por el Gerente General y conformado por el Gerente Corporativo Finanzas, Gerente Corporativo Comercial y Cadena de Suministro, Gerente Corporativo Operaciones y Gerente Corporativo Planeamiento quienes asumen sus funciones.
 - La determinación de los precios de los combustibles líquidos y especialidades que la Compañía comercializa en el mercado local considerará el costo de oportunidad y se fijará a precios que permitan competir a la Compañía en el mercado y a la vez alcanzar sus metas estratégicas y presupuestarias. En el caso de los combustibles líquidos, el costo de oportunidad corresponde al Precio de Paridad de Importación (PPI) calculado con la metodología definida por la Compañía en sus lineamientos.

- Los precios de lista de la Compañía de los combustibles líquidos deben ser competitivos respecto a otros agentes económicos - productores e importadores - en las Plantas de Venta del país en las que se tenga operación comercial, siempre que exista beneficio comercial.
 - En el caso de eventos o acontecimientos del mercado internacional que impacten significativamente a los precios de los combustibles líquidos y especialidades fuertemente al alza o a la baja, que afecten negativamente la imagen reputacional de la Compañía o la pongan en una situación económica de riesgo potencial, el Comité Ejecutivo de Precios podrá decidir trasladarlos gradualmente a los clientes o dejar sin efecto las variaciones presentadas en forma coyuntural que se dan por un tiempo muy corto hasta que se establezca el mercado local o internacional, teniendo en cuenta la sostenibilidad financiera de la Compañía.
- Fondo para la Estabilización de Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo (en adelante, Fondo de Estabilización de Precios).

El Fondo de Estabilización de Precios fue creado por el Gobierno Peruano por Decreto de Urgencia N°010-2004, normas reglamentarias y modificatorias. Por esta norma, el Estado Peruano constituye un fondo contingente para evitar que la volatilidad de los precios de los hidrocarburos se traslade a los consumidores finales; no obstante, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) compensará a la Compañía por los diferenciales no transferidos a los clientes.

De acuerdo con estas normas, la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del Ministerio de Energía y Minas establece una banda de precios para cada producto combustible que se comercializa en el país. El artículo 6° del Decreto Supremo N°133-2010-EF (de fecha 23 de junio de 2010) establece que el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN actualizará y publicará cada dos meses, en el Diario oficial El Peruano, las bandas de cada uno de los productos el último jueves del segundo mes, contado a partir del día de la vigencia de la última actualización.

Semanalmente, OSINERGMIN publica para cada producto combustible comercializado en el país un precio referencial denominado Precio de Paridad de Importación (PPI). Cuando el PPI es mayor al límite superior de la banda, la diferencia constituye el Factor de Compensación y cuando el PPI es menor al límite inferior de la banda, la diferencia constituye el Factor de Aportación.

Al 31 de diciembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024, los productos afectados al Fondo de Estabilización de Precios son el petróleo industrial 6 y el Diesel BX.

Al 31 de diciembre 2025, el Fondo de Estabilización de Precios representó el -0.43% de los ingresos de la Compañía (aportación) y -0.10% de los ingresos de la Compañía al 31 de diciembre de 2024 (aportación).

d) Resultados operacionales -

Los resultados de la Compañía muestran una pérdida neta de US\$ 468,295 miles al 31 de diciembre de 2025, menor a la pérdida de US\$773,905 miles a diciembre 2024, debido principalmente a:

Factores favorables

- Mayor producción de Diésel de bajo azufre y Gasolinas, de acuerdo con el proceso de estabilización de la Nueva Refinería Talara - NRT.
- Mayor volumen de ventas registradas en el mercado interno, principalmente de Diesel y Gasolinas, de acuerdo con el proceso de recuperación de ventas, de acuerdo con la mayor disponibilidad de producción de la NRT.
- Menor volumen de exportación de residuales, de acuerdo con el esquema de producción actual de la NRT. Cabe precisar que, el valor de mercado del citado producto es inferior al costo de adquisición de la materia prima.

- Menores gastos de operación netos de consumo propio en 84 MMUS\$, principalmente por concepto de menor registro de la depreciación de activos, asociado a la revisión de la vida útil de los activos de la NRT y optimización de gastos de la Compañía.
- Menores gastos financieros neto en 45 MMUS\$, explicado por menores gastos por obligaciones directas con proveedores y menores intereses para capital de trabajo por limitaciones en líneas de crédito.
- Impuesto a la Renta Diferido favorable por 98 MMUS\$, menor al registrado a diciembre 2024 (181 MMUS\$), que corresponde principalmente al impuesto diferido generado por la fluctuación del tipo de cambio (3.386 a dic 2025 vs. 3.77 a dic.24) que afecta a las partidas no monetarias (principalmente los bienes de Propiedad, planta y equipo), debido a que la Compañía tributa el impuesto a la renta en una moneda distinta (soles) a la de su moneda funcional (US\$); neto del gasto por IRD generado por recupero de la pérdida arrastrable y disminución del activo diferido por la estimación del no recupero de intereses reparados por sobrepasar el límite del EBITDA tributario.
- Utilidad Neta de 29 MMUS\$, generados por la operación de los lotes del Noroeste (Lote I, VI, Z-69 y X).

Factores desfavorables:

- Las restricciones operativas derivadas de los cierres de puertos por oleajes anómalos, que tuvieron impacto en la operación de la NRT y no permitieron el normal suministro de crudo hacia la refinería y el normal abastecimiento de su producción a terminales y plantas, en el primer semestre del año.
- La tendencia a la baja de los precios internacionales de crudo y productos impactando en la realización de los inventarios.
- La comercialización de Crudos en los meses de enero y febrero, debido a restricciones operativas en el sistema de recepción de crudo de la NRT, derivadas del evento medioambiental en el Terminal Submarino y cierres de puertos por oleajes anómalos.
- La continuación de restricciones en líneas de créditos bancarias que afectaron la disponibilidad de liquidez para la adquisición y aseguramiento de suministro de crudo y producto para su procesamiento en refinerías.
- Menor contribución de lotes petroleros al resultado neto (29 vs 77 MMUS\$), debido en parte a la culminación de los contratos de licencia de los lotes I y VI en el mes de octubre 2025, así como por los resultados negativos del Lote Z-69.
- Gastos fijos del Oleoducto, sin la respectiva generación de ingresos por servicio de transporte de crudo.

e) Empresa en marcha y capital de trabajo -

Los estados financieros a diciembre de 2025 y 2024, han sido preparados aplicando el principio contable de empresa en marcha, el que se basa en la hipótesis que la Compañía continuará sus operaciones en el futuro previsible de manera normal.

Esta hipótesis supone que la Compañía podrá cumplir con los plazos de pago de sus obligaciones financieras. En 2025, los resultados de la Compañía presentan una pérdida neta de US\$468,295 miles (pérdida neta de US\$773,905 miles en 2024). Asimismo, al 31 de diciembre de 2025, la Compañía presenta un capital de trabajo negativo, debido a que el pasivo corriente excede al activo corriente en US\$1,557,826 miles (US\$1,899,985 miles al 31 diciembre de 2024). Estos resultados y posición financiera en ambos años se explica principalmente por los siguientes factores:

El 2025, la pérdida es menor debido a mayor producción de Diésel de bajo azufre y Gasolinas, de acuerdo con el proceso de estabilización de la Nueva Refinería Talara – NRT, mayor volumen de ventas registradas en el mercado interno, principalmente de Diesel y Gasolinas, de acuerdo con el proceso de recuperación de ventas, de acuerdo con la mayor disponibilidad de producción de la NRT, menor volumen de exportación de residuales, menores gastos operativos netos por US\$84 millones, principalmente porque la Compañía se encuentra en el proceso de estabilización de la NRT, optimizando gastos para los servicios de operación y mantenimiento de las unidades de proceso y auxiliares; se ha llevado a cabo la implementación de medidas de austeridad, que llevaron a la menor ejecución en gastos por servicios de terceros. Asimismo, se revisó la vida útil de los activos; por ello la menor ejecución en gastos de depreciación. Por su parte en 2024, se incurrieron en mayores gastos operativos netos por US\$293 millones, como consecuencia de los servicios de operación y mantenimiento de las unidades de proceso y auxiliares, el incremento de la depreciación debido a la puesta en marcha integral de la NRT, así como la contratación de servicios necesarios para la operación de los lotes petroleros, principalmente el Lote Z-69 por US\$66.7 millones y Lote X por US\$11.4 millones, que iniciaron operación en diciembre de 2023 y en mayo de 2024, respectivamente.

En adición, en 2025, se observaron estos factores adicionales:

- Calificación crediticia mermada. Al respecto, el 28 de enero de 2026 se publicó el informe elaborado por la Clasificadora Internacional Moody's Ratings, mediante el cual se rebaja la calificación de PETROPERÚ a "Caa1" (equivalente a "CCC+") de "B3" (equivalente a "B-") como emisor de deuda en el mercado internacional y modifica la perspectiva a Negativa de Estable.
- Las restricciones operativas derivadas de los cierres de puertos por oleajes anómalos, que tuvieron impacto en la operación de la NRT y no permitieron el normal suministro de crudo hacia la refinería y el normal abastecimiento de su producción a terminales y plantas, en el primer semestre del año.
- La tendencia a la baja de los precios internacionales de crudo y productos impactando en la realización de los inventarios.
- La comercialización de Crudos en los meses de enero y febrero, debido a restricciones operativas en el sistema de recepción de crudo de la NRT, derivadas del evento medioambiental en el Terminal Submarino y cierres de puertos por oleajes anómalos.
- La continuación de restricciones en líneas de créditos bancarias que afectaron la disponibilidad de liquidez para la adquisición y aseguramiento de suministro de crudo y producto para su procesamiento en refinerías.
- Menor contribución de lotes petroleros al resultado neto, debido en parte a la culminación de los contratos de licencia de los lotes I y VI en el mes de octubre 2025, así como por los resultados negativos del Lote Z-69.
- Gastos fijos del Oleoducto, sin la respectiva generación de ingresos por servicio de transporte de crudo.

Por otro lado, en 2025, la Compañía ha venido presentando menor endeudamiento con bancos y proveedores, como se describe a continuación:

- Los niveles de las cuentas por pagar comerciales y de los préstamos bancarios de corto plazo, se han reducido de forma importante, con fondos generados por la actividad operativa y con la ejecución de garantías, en el marco del Contrato de Línea de Crédito para operaciones de comercio exterior con garantía soberana suscrito entre PETROPERÚ S.A., el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) y el Banco de la Nación, por el que el MEF ha honrado las cartas de crédito emitidas y ejecutadas por el por el Banco de la Nación; sin embargo, aún permanecen saldos elevados de deuda con proveedores, como consecuencia de los plazos de crédito acordados con proveedores de crudo, productos refinados, bienes y servicios, y la necesidad de liquidez para financiar las operaciones comerciales.
- La Compañía supervisa las proyecciones de flujos de efectivo realizadas sobre los requisitos de liquidez para asegurar que haya suficiente efectivo para cubrir las necesidades

operacionales. En ese sentido, la Compañía considera que las líneas de crédito revolventes de corto plazo otorgadas por bancos locales y del exterior y los flujos de efectivo de sus actividades de operación le permitirán atender las necesidades inmediatas, y el incremento de sus márgenes de ganancia le permitirá reducir las pérdidas acumuladas y mantener suficiente efectivo para atender sus obligaciones, y mejorar la gestión del capital de trabajo en el mediano plazo.

En adición, mediante el Decreto de Urgencia N°010-2025 del 31.12.2025, que establece medidas extraordinarias en materia económica y financiera para la reorganización patrimonial de PETROPERÚ S.A. y garantizar la continuidad de la cadena de producción, se dispuso:

- Que tiene por objeto establecer medidas urgentes y extraordinarias en materia económica y financiera para garantizar la continuidad de la cadena de producción y abastecimiento de hidrocarburos que permitan el desarrollo de las actividades económicas relacionadas al transporte, distribución, comercialización, suministros, entre otros.
- Que tiene por finalidad asegurar, de manera inmediata y excepcional, la continuidad de la cadena de producción y abastecimiento de hidrocarburos a nivel nacional, frente a riesgos económicos y financieros que comprometen la operatividad de PETROPERÚ S.A., garantizando la seguridad energética del país y la estabilidad de las actividades económicas esenciales.
- Autorizar, de manera excepcional y por razones de necesidad pública, la reorganización patrimonial de los activos de PETROPERÚ S.A.
- Para efectos de la reorganización patrimonial de PETROPERÚ S.A., entiéndase incorporada a la citada empresa en el proceso de promoción de la inversión privada, al que se refiere el Decreto Legislativo N° 674, Ley de Promoción de la Inversión Privada de las Empresas del Estado.
- La modalidad o modalidades de promoción y el respectivo Plan de Promoción de la inversión privada son aprobados por el Presidente Ejecutivo de PROINVERSIÓN. Dicho Plan de Promoción, elaborado por el Comité Especial y que incluye la modalidad de promoción, es aprobado en un plazo máximo de sesenta (60) días calendario, contado desde la vigencia de la presente norma.

Disposiciones complementarias

- Primera: Autorizar a PROINVERSIÓN, en representación de PETROPERÚ S.A., a coordinar, negociar y acordar con los acreedores financieros, así como a solicitar las autorizaciones, dispensas o consentimientos que resulten necesarios,
- Segunda: En tanto los activos o bloques patrimoniales permanezcan bajo titularidad de PETROPERÚ S.A., para los fines de sus procesos productivos y de comercialización de hidrocarburos, dicha empresa implementa mecanismos que resulten necesarios para mantener la operatividad de sus instalaciones y reducir los gastos

La administración ha venido desplegando una serie de acciones y estrategias enfocadas en el estricto cumplimiento de la segunda disposición complementaria transitoria del D.U. N°010-2025, a fin de sostener la continuidad operativa de las diferentes unidades de negocio de PETROPERÚ S.A. En ese sentido, se ha venido priorizando los pagos a proveedores de crudo y productos, de acuerdo con los niveles de recaudación diaria que registra la empresa, lo cual ha requerido a su vez la gestión activa y permanente de coordinaciones con principales proveedores, acciones que permiten alcanzar los niveles de producción y ventas programados.

En el marco del cumplimiento del D.U. N°010-2025, la administración viene coordinando de manera activa y permanente con PROINVERSIÓN y MEF, la evaluación de alternativas de financiamiento que permitan garantizar la continuidad operativa de las diferentes unidades de negocio de PETROPERÚ S.A., en un contexto de restricciones de liquidez que dificultan la gestión operativa.

Con la finalidad de continuar la senda de reducción del nivel de endeudamiento y mejora del capital de trabajo, la Compañía viene realizando los siguientes planes de acción:

- Ampliación de la cartera de entidades financieras para gestionar nuevas operaciones de financiamiento a fin de cumplir con las obligaciones corrientes con proveedores en los próximos doce meses.
- Operaciones de liability management.
Así también se concretó las siguientes acciones:
- Ampliar hasta el 31 de diciembre de 2028, el plazo establecido en el artículo 3 del Decreto de Urgencia N°023-2022, Decreto de Urgencia que establece medidas en materia económica y financiera destinadas a evitar el desabastecimiento de combustible a nivel nacional, y sus modificatorias y ampliatorias.
- Ampliar hasta el 31 de diciembre de 2028, el plazo establecido en el artículo 5 del Decreto de Urgencia N° 013-2024, Decreto de Urgencia que establece medidas extraordinarias y urgentes en materia económica y financiera que permitan superar la coyuntura financiera de PETROPERU S.A., el aseguramiento de la comercialización de hidrocarburos a nivel nacional y la sostenibilidad de la empresa.

Por lo anterior, la Gerencia de la Compañía y el Directorio consideran que los planes de acción que se vienen llevando a cabo permiten que siga siendo apropiado el uso del principio de empresa en marcha para la preparación de los estados financieros

f) Aprobación de los estados financieros -

Los estados financieros intermedios por el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre de 2025 han sido aprobados por la Gerencia General de la Compañía el 16 de febrero de 2026. Los estados financieros al 31 de diciembre de 2024 han sido emitidos con la autorización de la Gerencia General el 30 de junio de 2025 y aprobados por el Directorio en la misma fecha, e incluyen la modificación de las notas 1-f y 1-h aprobadas el 22 de enero de 2026 y aprobada por la Junta General de Accionistas el 03 de febrero de 2026.

2 BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Las principales políticas contables aplicadas en la preparación de los estados financieros se detallan a continuación. Estos principios y prácticas han sido aplicados uniformemente en todos los periodos presentados, a menos que se indique lo contrario.

2.1 Bases de preparación y presentación -

i) Cumplimiento de las NIIF -

Los estados financieros de la Compañía han sido preparados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (en adelante, NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (en adelante, IASB), vigentes a la fecha de los estados financieros. La información contenida en estos estados financieros es responsabilidad de la Gerencia de la Compañía que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF emitidas por el IASB.

ii) Bases de medición -

Los presentes estados financieros han sido preparados con base en el costo histórico. Los estados financieros se presentan en miles de dólares estadounidenses, excepto cuando se indique una expresión monetaria distinta.

La preparación de los estados financieros de acuerdo con NIIF requiere el uso de ciertos estimados contables críticos. También requiere que la Gerencia de la Compañía ejerza su juicio en el proceso de aplicación de sus políticas contables. Las partidas que involucran un mayor grado de juicio o complejidad o partidas en las que los supuestos y estimados son significativos para los estados financieros se describen en la Nota 4.

iii) Nuevas normas y modificaciones vigentes para los estados financieros de períodos anuales que comienzan el 1 de enero de 2025 que han sido evaluadas y aplicadas por la Compañía -

Los cambios normativos de aplicación obligatoria para los estados financieros de 2025 considerados por la Compañía para la preparación de los presentes estados financieros se limitan principalmente al siguiente cambio:

- Modificaciones a la NIC 21 - Falta de intercambiabilidad.

Esta norma no ha tenido impacto relevante sobre los estados financieros de la Compañía debido a que no mantiene operaciones en territorios donde exista falta de intercambiabilidad.

Nuevas normas, modificaciones a normas e interpretaciones que estarán vigentes para los estados financieros de períodos anuales que se inicien el o después del 1 de enero de 2026 y que no han sido adoptadas anticipadamente.

Se han publicado ciertas normas y modificaciones a normas que son de aplicación obligatoria para el año 2026 o posteriores y no han sido adoptadas de forma anticipada por la Compañía. Estas modificaciones se detallan a continuación:

- Modificaciones a las NIIF 9 y NIIF 7 - Modificaciones a la clasificación y medición de Instrumentos Financieros.
- NIIF 18 - Presentación y revelación en estados financieros.
- NIIF 19 - Subsidiaria sin obligación pública de rendir cuentas: Información a revelar.
- Mejoras a las NIIF 2024 - Volumen 11.
- Modificaciones a las NIIF 9 y la NIIF 7 - Contratos de electricidad dependientes de la naturaleza

La Compañía está actualmente evaluando el impacto que estas modificaciones puedan tener en los estados financieros. No se han identificado otras normas que aún no sean efectivas y por las que se podría esperar un impacto significativo sobre la Compañía en los periodos de reporte actuales o futuros, y en transacciones futuras previsibles.

2.2 Efectivo y equivalente de efectivo -

El efectivo y equivalentes de efectivo presentados en el estado de situación financiera, y para efectos de preparar el estado de flujos de efectivo, incluyen el efectivo en cuentas corrientes bancarias y los fondos fijos. Los depósitos a plazo con vencimiento original mayor a tres meses desde la fecha de su colocación no corresponden a equivalentes de efectivo para propósitos de preparar el estado de flujos de efectivo y se presentan como fondos sujetos a restricción en el rubro de Otras cuentas por cobrar en el estado de situación financiera.

2.3 Activos financieros -

Clasificación y medición inicial -

La Compañía clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías:

- Medidos a valor razonable (sea a través de resultados o de otros resultados integrales), y
- Medidos al costo amortizado.

La clasificación depende del modelo de negocio que la Compañía tiene para administrar sus activos financieros y de los términos contractuales que impactan los flujos de efectivo.

Los activos financieros no se reclasifican después de su reconocimiento inicial, excepto si la Compañía cambia su modelo de negocio para su gestión.

La Compañía mide los activos financieros al costo amortizado, los cuales son posteriormente medidos usando el método de interés efectivo y están sujetos a deterioro. Las ganancias y pérdidas son reconocidas en resultados cuando el activo es dado de baja, modificado o deteriorado.

Los activos financieros de la Compañía incluyen efectivo y equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar, los cuales son medidos al costo amortizado.

Se reconocen ingresos por intereses por los préstamos por cobrar sobre la base de la proporción de tiempo transcurrido, usando el método de interés efectivo. Cuando el préstamo o cuenta por cobrar ha sufrido deterioro, la Compañía reduce el valor en libros a su valor recuperable, siendo los flujos de efectivo futuros descontados a la tasa de interés original.

Medición posterior -

Instrumentos de deuda -

La medición posterior de instrumentos de deuda depende del modelo de negocio que la Compañía ha establecido para la gestión del activo, así como de las características de los flujos del activo que se derivan del activo. Existen tres posibles categorías en las cuales se pueden clasificar instrumentos de deuda, éstas son:

- Costo amortizado.
- Valor razonable a través de otros resultados integrales (VRORI).
- Valor razonable a través de resultados (VRGyP).

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, la Compañía solo mantiene instrumentos de deuda al costo amortizado.

El costo amortizado es aplicable para activos cuyo modelo de negocio es cobrar los flujos de caja contractuales, siempre que estos flujos de caja solo representen pagos de capital e intereses. Los intereses que generan estos activos financieros se reconocen como ingreso financiero usando el método de interés efectivo. Cualquier ganancia o pérdida que surja de la baja de este tipo de activo financiero, se reconoce en resultados y se presenta en la partida de "Otros ingresos" o de "Otros gastos" junto con las ganancias o pérdidas por diferencia en cambio asociadas. Las pérdidas por deterioro de activos financieros se presentan dentro de la partida "Gastos de venta y distribución".

Baja en cuentas -

Un activo financiero (o, de corresponder, parte de un activo financiero o parte de un grupo de activos financieros similares) se da de baja en cuentas, es decir, se elimina del estado separado de situación financiera cuando:

- Han expirado los derechos contractuales a recibir los flujos de efectivo generados por el activo; o
- La Compañía ha transferido sus derechos para recibir los flujos de efectivo generados por el activo, o retiene los derechos contractuales a recibir los flujos de efectivo del activo financiero, pero asume

la obligación contractual de pagarlos a uno o más perceptores, dentro de un acuerdo sin una demora significativa, a través de un acuerdo de intermediación; y (a) se ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo; o (b) no ha transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo, pero ha transferido el control del activo.

Cuentas por cobrar comerciales -

Las cuentas por cobrar comerciales son montos sobre los que la Compañía tiene derecho de cobro frente a sus clientes por inventarios vendidos o por la prestación de servicios en el curso normal de los negocios. Si la cobranza de estas cuentas se espera recibir en un año o menos, se clasifican como activos corrientes. De lo contrario, se presentan como activos no corrientes.

Las cuentas por cobrar comerciales se reconocen inicialmente a su valor razonable y posteriormente se miden al costo amortizado usando el método de interés efectivo, menos la provisión por deterioro.

2.4 Inventarios -

Los inventarios están valuados al costo o a su valor neto de realización, el que resulte menor. El costo incluye los costos de materiales directos, costos de mano de obra directa, gastos generales de fabricación (sobre la base de la capacidad de producción normal) y los costos incurridos en el traslado de las existencias a su ubicación y condición necesarias para su venta o uso y excluye a los costos de financiamiento y a las diferencias en cambio. Los costos del petróleo crudo y productos derivados adquiridos se determinan utilizando el método de primeras entradas, primeras salidas. Los productos refinados en proceso y terminados se determinan al costo de producción conjunta. Los materiales y suministros al costo promedio ponderado. Los inventarios por recibir al costo específico de adquisición. El volumen del crudo adquirido y que se mantiene en el oleoducto se encuentra contabilizado al costo de adquisición.

La estimación por desvalorización de los inventarios de los productos refinados en proceso, terminados y productos derivados adquiridos se aplica directamente al valor de los inventarios, con cargo al costo de ventas, reduciendo el valor en libros de los inventarios a su valor neto de realización en el mismo periodo. El valor neto de realización es el precio de venta estimado en el curso ordinario del negocio menos los costos estimados de terminación y los costos estimados necesarios para realizar la venta.

En el caso de suministros, la Compañía efectúa anualmente la estimación para obsolescencia sobre la base de un estudio técnico o tomando como base las partidas sin movimiento por más de dos años, registrando dicha estimación con cargo a resultados en el correspondiente periodo.

2.5 Propiedad, planta y equipo -

Los bienes de propiedad, planta y equipo se presentan al costo menos su depreciación acumulada y, si las hubiere, las pérdidas acumuladas por deterioro. El costo de un elemento de propiedad, planta y equipo comprende su precio de compra o su costo de construcción o fabricación, incluyendo aranceles e impuestos de compra no reembolsables y cualquier costo necesario, el estimado inicial de la obligación de dismantelar el activo y, en el caso de activos que requieren de un tiempo sustancial para estar listos para su uso previsto (activos aptos), los costos de endeudamiento (Nota 2.11). El precio de compra o el costo de construcción corresponden al total del importe pagado y el valor razonable de cualquier otra contraprestación que se haya entregado en la adquisición del activo. Los elementos de propiedad, planta y equipo se reconocen a nivel de componente importante.

Los costos incurridos para reemplazar un componente de una partida o elemento de propiedad, planta y equipo se capitalizan por separado si el criterio de reconocimiento se cumple y se castiga el valor en libros del componente que se reemplaza.

Los costos subsecuentes atribuibles a los bienes del activo fijo se capitalizan sólo cuando es probable que beneficios económicos futuros asociados con el activo se generen para la Compañía y el costo de estos activos se pueda medir confiablemente, caso contrario se contabilizan como gasto.

Los activos en etapa de construcción se capitalizan como un componente separado. El reconocimiento de los costos terminará cuando el elemento se encuentre listo para su uso en las condiciones necesarias para operar de la forma prevista por la Compañía y desde este momento son objeto de depreciación. Cuando los activos están listos para su uso, se transfieren a su categoría definitiva.

El costo de los elementos de propiedad, planta y equipo netos de su valor residual se deprecian a lo largo de su vida útil. La depreciación de los activos se reconoce como costo o gasto dependiendo de la función del activo.

Los terrenos no se deprecian. La depreciación se calcula utilizando el método de línea recta durante la vida útil estimada para cada uno de los activos, que es la siguiente:

	<u>Años</u>
Edificios y otras construcciones	Entre 25 y 80
Maquinaria y equipo	Entre 2 y 80
Tanques de almacenamiento	Entre 40 y 70
Unidades de transporte	Entre 5 y 40
Equipos diversos	Entre 3 y 60
Equipo de cómputo	Entre 4 y 10
Muebles y enseres	Entre 2 y 20

Los valores residuales, la vida útil de los activos y los métodos de depreciación aplicados se revisan y se ajustan, de ser necesario, a la fecha de cada estado de situación financiera. Cualquier cambio en estos estimados se ajusta prospectivamente.

Las partidas de propiedad, planta y equipo se dan de baja en el momento de su venta o cuando no se esperan beneficios económicos de su uso o de su posterior venta.

El valor en libros de los elementos de propiedad, planta y equipo se castiga inmediatamente a su valor recuperable si el valor en libros del activo es mayor que el estimado de su valor recuperable de acuerdo con lo descrito en la nota 2.7.

Las ganancias y pérdidas por la venta de activos corresponden a la diferencia entre los ingresos de la transacción y el valor en libros de los activos. Estas se incluyen en el estado de resultados integrales.

El tratamiento contable de la capitalización de intereses relacionados a activos aptos se encuentra descrito en la nota 2.11.

Los activos recibidos por donación o cesión se registran a su valor razonable como parte del activo, con contrapartida en el rubro de Otros ingresos del estado de resultados integrales. Durante 2025 y 2024, la Compañía no recibió donaciones significativas.

Los activos recibidos producto de la firma de contratos de licencia para la explotación de lotes de hidrocarburos no se reconocen en los estados financieros.

2.6 Activos intangibles y otros -

Software -

Los activos intangibles incluyen licencias de los programas de cómputo adquiridas y software, los cuales se capitalizan sobre la base de los costos incurridos para adquirir y poner en uso el programa específico. Estos costos se amortizan en el estimado de sus vidas útiles (entre tres y diez años).

Los costos asociados con el mantenimiento de software se reconocen como gastos cuando se incurren.

Los costos de desarrollo que son directamente atribuibles al diseño y prueba de programas de cómputos identificables y únicos que controla la Compañía se reconocen como activos intangibles cuando cumplen con los siguientes criterios:

- Técnicamente es posible completar el software de modo que pueda ser usado.
- La Compañía tiene la intención de terminar el programa de cómputo y de usarlo o venderlo.
- Se tiene la capacidad para usar o vender el programa de cómputo.
- Se puede demostrar que es probable que el programa de cómputo generará beneficios económicos futuros.
- Se tiene los recursos técnicos, financieros y otros recursos necesarios para completar el desarrollo del programa de cómputo que permita su uso o venta, y el costo atribuible al programa de cómputo durante su desarrollo se puede medir de manera confiable.

Los costos directos que se capitalizan como parte del costo de programas de cómputo incluyen a los costos de los empleados que desarrollan el programa de cómputo y una porción de los costos indirectos correspondientes.

Actividades de exploración de hidrocarburos -

Los costos de exploración tales como sísmica y perforación de pozos exploratorios son capitalizados hasta que se demuestre la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de extraer los recursos del área.

Si se estima que las actividades de exploración y evaluación de recursos no serán exitosas, tales activos se imputan a resultados reconociendo una pérdida por deterioro en el estado de resultados integrales. En el caso que se identifiquen reservas viables, los activos de exploración y evaluación se reclasifican desde dicha categoría a costos de desarrollo, luego de evaluar su recuperabilidad. No se reconoce depreciación alguna durante la fase de exploración y evaluación.

Si existen hechos y circunstancias que indiquen un posible deterioro de los activos de exploración y evaluación de recursos, se evalúa su recuperabilidad agrupándolos en los niveles más pequeños en los que se generan flujos de efectivo identificables, Unidad Generadora de Efectivo, basado en consideraciones que incluyen áreas geográficas de características geológicas similares, el uso común de instalaciones y acuerdos contractuales. Tales hechos y circunstancias incluyen la evaluación de datos sísmicos, requerimientos de devolución de áreas, resultados de perforación, tiempo remanente para el cumplimiento del plazo de los compromisos de exploración, planes remanentes de inversiones de capital, y condiciones políticas económicas y de mercado.

2.7 Deterioro de activos no financieros de extensa vida útil -

La Compañía realiza una evaluación de deterioro en conformidad con los requerimientos de la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 36 “Deterioro del Valor de los Activos”; para ello, la Compañía evalúa anualmente el valor en libros de los bienes de propiedad, planta y equipo, activos intangibles, propiedades de inversión y activos por derecho de uso, para determinar si existen indicios de que dichos activos hayan sufrido una pérdida por deterioro de valor. Si existen indicios, el importe recuperable del activo se calcula con el objeto de determinar el importe de la pérdida por deterioro de valor (si lo hubiera). Cuando no es posible estimar el importe recuperable de un activo individual, la Compañía estima el importe recuperable de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) a la que pertenece el activo. Para efectos de la evaluación por deterioro, los activos se agrupan a los niveles más pequeños en los que generan flujos de efectivo identificables (UGEs). Siempre que se identifique un criterio consistente y razonable de distribución, los activos comunes son también distribuidos a las UGEs individuales o, en

su defecto, al grupo más pequeño de UGEs para el cual se identifique sobre una base consistente y razonable.

El importe recuperable de un activo o de una UGE representa el mayor valor entre su valor en uso y su valor razonable menos los costos directos de venta. Para propósitos de calcular el importe recuperable, la Compañía determina el valor en uso de sus activos sujetos a prueba de deterioro. El valor en uso corresponde al valor presente del estimado de los flujos de efectivo descontados a su valor actual, utilizando una tasa de descuento antes de impuestos que refleje las condiciones actuales de mercado y los riesgos específicos de cada activo o UGE.

Las pérdidas por deterioro, calculadas con referencia al importe recuperable de los activos, que se hayan reconocido en años anteriores, se reversan si se produce un cambio en los estimados utilizados en la última oportunidad en que se reconoció la pérdida por deterioro.

Las pérdidas por deterioro de activos se reconocen en resultados en las categorías de gastos a las que corresponde la función del activo deteriorado.

2.8 Pasivos financieros -

La Compañía clasifica sus pasivos financieros en las siguientes categorías: i) pasivos financieros a valor razonable a través de ganancias o pérdidas y ii) otros pasivos financieros medidos al costo amortizado. La clasificación depende del propósito para el cual se asumieron los pasivos y la forma en que se gestionan. La Compañía determina la clasificación de sus pasivos financieros a la fecha de su reconocimiento inicial.

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, la Compañía mantiene pasivos en la categoría de “otros pasivos financieros medidos al costo amortizado” los cuales se miden utilizando el método de la tasa de interés efectiva. Las ganancias y pérdidas se reconocen en el estado de resultados integrales cuando los pasivos se dan de baja, así como también a través del proceso de amortización de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva.

El costo amortizado se calcula tomando en cuenta cualquier descuento o prima en la adquisición y las comisiones o los costos que sean una parte integrante de la tasa de interés efectiva. La amortización de acuerdo con el método de la tasa de interés efectiva se reconoce como costo financiero en el estado de resultados integrales.

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, la Compañía mantiene dentro de la categoría de “otros pasivos financieros medidos al costo amortizado” a los (i) bonos corporativos, (ii) préstamos bancarios sin garantía, (iii) préstamo CESCE, (iv) las cuentas por pagar comerciales, (v) cuentas por pagar a entidades relacionadas, (vi) algunas partidas incluidas en otras cuentas por pagar y (vi) pasivos por arrendamiento.

Asimismo, la Compañía mantiene pasivos por instrumentos financieros derivados los cuales son medidos y clasificados a valor razonable con cambios en ganancias o pérdidas (Nota 2.21).

Para el caso de los pasivos financieros medidos al valor razonable a través de resultados, los cambios en el valor razonable de estos pasivos se reconocen como ganancia o pérdida en resultados y presentados en las partidas de “ingresos o gastos financieros” en el período en el cual ocurre el cambio.

2.9 Cuentas por pagar comerciales -

Las cuentas por pagar comerciales son obligaciones de pago por bienes o servicios adquiridos de proveedores en el curso normal de los negocios. Las cuentas por pagar se clasifican como pasivos corrientes si el pago se debe realizar dentro de un año o menos (o en el ciclo operativo normal del negocio si es mayor), de lo contrario, se presentan como pasivos no corrientes.

Las cuentas por pagar se reconocen inicialmente a su valor razonable y, posteriormente, en el caso que el valor del dinero en el tiempo sea relevante, se miden al costo amortizado usando el método de interés efectivo, de lo contrario se muestran a su valor nominal.

2.10 Obligaciones financieras -

Las obligaciones financieras corresponden a préstamos adquiridos de entidades financieras y partes relacionadas, que incluyen préstamos de corto plazo sin garantía, los cuales son utilizados para capital de trabajo e inversión en la NRT (antes PMRT), bonos corporativos, préstamo CESCE, préstamo recibido del Ministerio de Economía y Finanzas y documentos cancelatorios. Los préstamos se clasifican de acuerdo con el contenido de los acuerdos contractuales pactados y teniendo en cuenta la sustancia económica del contrato.

Los préstamos mantenidos por la Compañía se reconocen inicialmente a su valor razonable, neto de los costos incurridos en la transacción. Estas obligaciones se registran posteriormente a su costo amortizado; cualquier diferencia entre los fondos recibidos (neto de los costos de la transacción) y el valor de redención se reconoce en el estado de resultados integrales durante el periodo del préstamo usando el método de tasa de interés efectiva. La Compañía presenta sus obligaciones financieras en el rubro otros pasivos financieros y cuentas por pagar a entidad relacionada.

Los honorarios y comisiones incurridos para la obtención de los préstamos se reconocen como costos de la transacción, en la medida que sea probable que se reciba una parte o todo el préstamo. En este caso, los costos de transacción se difieren hasta que el préstamo se reciba. En la medida que no haya evidencia de que sea probable que una parte o todo el préstamo se reciba, las comisiones se capitalizan como pagos por servicios para obtener liquidez y se reconocen en resultados en el periodo de la línea de crédito con el que se relaciona.

Los préstamos se dan de baja del estado de situación financiera cuando la obligación especificada en el contrato expira o se cancela. La diferencia entre el importe en libros de un pasivo financiero que se ha extinguido o transferido a otra parte y la contraprestación pagada, incluidos activos no en efectivo transferidos o los pasivos asumidos, se reconoce en resultados como otros ingresos o gastos financieros.

Los préstamos se clasifican en el pasivo corriente a menos que la Compañía tenga derecho incondicional de diferir el pago de la obligación por lo menos 12 meses desde la fecha del estado de situación financiera.

2.11 Costo de endeudamiento -

Los costos generales y específicos de endeudamiento que son directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos que toman un periodo sustancial de tiempo para estar listos para su uso o venta esperados (activos aptos), se atribuyen al costo de esos activos. La capitalización comienza cuando se inician las actividades necesarias para preparar el activo para su uso esperado y se incurren en desembolsos y costos de financiamiento y finalizan hasta cuando se encuentren sustancialmente listos para su uso o venta esperados. La Compañía ha definido que un periodo sustancial de tiempo es de un año o más, a efectos de la capitalización de costos de endeudamiento en activos aptos.

Los ingresos que se producen por la inversión temporal de los fondos recibidos de préstamos específicos se deducen de los costos de endeudamiento capitalizables. Otros costos de endeudamiento son reconocidos en resultados.

2.12 Arrendamientos -

La Compañía arrienda principalmente inmuebles, unidades de transporte marítimo y equipos diversos. Los contratos de arrendamiento no imponen ninguna obligación de cumplimiento, en adición a la

garantía de los activos arrendados que son mantenidos por el arrendador. Los activos arrendados no pueden utilizarse como garantía para fines de préstamos.

Los arrendamientos se reconocen como un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento correspondiente a la fecha en que el activo arrendado esté disponible para su uso por la Compañía.

Los activos y pasivos derivados de un contrato de arrendamiento se miden inicialmente a valor presente. El importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento se realiza sobre la base de pagos fijos.

El activo de derecho de uso se deprecia en línea recta durante el periodo más corto de la vida útil del activo y el plazo del arrendamiento. Si la Compañía tiene certeza razonable de ejercer una opción de compra, el activo por derecho de uso se deprecia durante la vida útil del activo subyacente.

Los pagos asociados a los arrendamientos a corto plazo y los arrendamientos de activos de bajo valor se reconocen bajo el método de línea recta como un gasto en resultados. Los arrendamientos a corto plazo son arrendamientos con un plazo de arrendamiento de 12 meses o menos. Los activos de bajo valor comprenden equipos de cómputo y telecomunicaciones y pequeños artículos de mobiliario de oficina.

Los pagos de arrendamiento que se harán bajo opciones de renovación con certeza razonable de ser ejercidas también se incluyen en la medición del pasivo.

Los pagos del arrendamiento se descuentan utilizando la tasa de interés implícita en el contrato de arrendamiento, si se puede determinar, o la tasa de interés incremental de la Compañía, que es la tasa de interés que el arrendatario tendría que pagar para pedir prestados los fondos necesarios para obtener un activo de valor similar al derecho de uso del activo en un entorno económico similar con términos, garantías y condiciones similares.

Para determinar la tasa de interés incremental, la Compañía utiliza el financiamiento reciente de terceros recibido por el arrendatario, como punto de partida, ajustado para reflejar los cambios en las condiciones de financiamiento desde que se recibió el financiamiento de terceros.

La Compañía está expuesta a posibles aumentos futuros en los pagos de arrendamientos variables en función de un índice o tasa, los cuales no se incluyen en el pasivo por arrendamiento hasta que surtan efecto. Cuando los ajustes a los pagos de arrendamiento basados en un índice o tasa entran en vigencia, el pasivo por arrendamiento se revalúa y se ajusta al activo por derecho de uso.

Los pagos de arrendamiento se asignan entre el principal y el costo financiero. El costo financiero se carga a resultados durante el periodo de arrendamiento, con el fin de producir una tasa de interés periódica constante sobre el saldo restante del pasivo para cada periodo.

Al determinar el plazo del arrendamiento, la Compañía considera todos los hechos y circunstancias que crean un incentivo económico para ejercer una opción de extensión, o no ejercer una opción de terminación. Las opciones de extensión (o periodos posteriores a la terminación) sólo se incluyen en las condiciones del contrato si se considera con certeza razonable que el contrato de arrendamiento será extendido (o no será terminado).

Política contable como arrendador -

Un arrendador clasificará cada uno de sus arrendamientos como un arrendamiento operativo o un arrendamiento financiero.

Un arrendamiento se clasificará como financiero cuando transfiera sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de un activo subyacente. Un arrendamiento se clasificará como operativo si no transfiere sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de un activo subyacente.

Los ingresos por arrendamientos operativos en los que la Compañía es un arrendador se reconocen en el resultado bajo el método de línea recta durante el plazo del arrendamiento. Los costos directos iniciales incurridos en la obtención de un arrendamiento operativo se agregan al valor en libros del activo subyacente y se reconocen como gastos durante el plazo del arrendamiento en la misma base que los ingresos del arrendamiento. Los respectivos activos arrendados se incluyen en el estado de situación financiera en función de su naturaleza.

La Compañía mantiene inmuebles que arrienda a terceros, los cuales son clasificados como arrendamientos operativos y se presentan en el estado de situación financiera en el rubro de propiedades de inversión. Los ingresos provenientes de estos arrendamientos se presentan en el estado de resultados integrales en el rubro de otros ingresos operacionales del estado de resultados integrales.

2.13 Beneficios a los empleados -

a) Gratificaciones -

La Compañía reconoce el gasto por gratificaciones y su correspondiente pasivo sobre las bases de las disposiciones legales vigentes; las gratificaciones corresponden a dos remuneraciones anuales que se pagan en julio y diciembre de cada año, respectivamente. Las gratificaciones se reconocen en función de la proporción del tiempo en el que el trabajador presta los servicios que le dan derecho a este beneficio.

b) Compensación por tiempo de servicios -

La compensación por tiempo de servicios del personal de la Compañía corresponde a sus derechos indemnizatorios calculados de acuerdo con la legislación vigente la que se tiene que depositar en las cuentas bancarias designadas por los trabajadores en los meses de mayo y noviembre de cada año. La compensación por tiempo de servicios del personal es equivalente a media remuneración vigente a la fecha de su depósito, la cual se reconoce en resultados de acuerdo a su devengo. La Compañía no tiene obligaciones de pago adicionales una vez que efectúa los depósitos anuales de los fondos a los que el trabajador tiene derecho.

c) Vacaciones -

Las vacaciones anuales del personal se reconocen sobre la base del devengado. La provisión por la obligación estimada por vacaciones anuales del personal resultantes de servicios prestados por los empleados se reconoce en cada fecha del estado de situación financiera. Las vacaciones anuales a la que tiene derecho el empleado es de 30 días calendario.

d) Participación en utilidades -

La Compañía reconoce un pasivo y un gasto por participación de los trabajadores en las utilidades sobre la base de las disposiciones legales vigentes. La participación de los trabajadores en las utilidades es de 10%, de la materia imponible determinada por la Compañía de acuerdo con la legislación del impuesto a la renta.

2.14 Provisiones -

Las provisiones se reconocen cuando la Compañía tiene una obligación presente, legal o asumida, que resulta de eventos pasados, es probable que requiera la salida de recursos que involucren beneficios económicos para su liquidación y su monto se pueda estimar confiablemente.

Las provisiones se revisan al cierre de cada periodo. Si el valor del dinero en el tiempo es significativo, las provisiones se descuentan usando una tasa, antes de impuestos, que refleje, cuando sea apropiado, los riesgos específicos del pasivo. La reversión del descuento por el paso del tiempo origina el aumento de la obligación que se reconoce con cargo al estado de resultados integrales como gasto financiero. Las provisiones no se reconocen por pérdidas operativas futuras.

Provisión para mejoras del medio ambiente y para el taponamiento de pozos de unidades operativas privatizadas -

La obligación para las mejoras del medio ambiente y para el taponamiento de pozos surge de las unidades operativas transferidas por el Estado Peruano al sector privado en el año 1997 y de un mandato legal específico. El Estado Peruano a través de la Compañía asumió cubrir estas obligaciones. Al respecto, el Estado Peruano reembolsa a la Compañía los desembolsos que esta incurra para satisfacer estas obligaciones. La obligación asumida por el Estado Peruano se reconoció con cargo a los resultados de los años anteriores. El monto provisionado a esa fecha se actualiza al cierre de cada año.

En la fecha del reconocimiento inicial del pasivo que surge por esta obligación, medido al valor presente de los flujos estimados de desembolso, simultáneamente se debitó el mismo importe al estado de resultados integrales. Posteriormente, el pasivo se revisa e incrementa si fuera el caso a cada periodo. Al liquidar el pasivo, la Compañía reconoce cualquier ganancia o pérdida que se genere. Los cambios en el valor estimado de la obligación inicial y en las tasas de interés se reconocen en el estado de resultados integrales.

2.15 Pasivos y activos contingentes -

Un pasivo contingente es divulgado cuando la existencia de una obligación sólo será confirmada por eventos futuros o cuando el importe de la obligación no puede ser medido con suficiente confiabilidad. Los activos contingentes no son reconocidos y son divulgados si se considera probable que se producirá un ingreso de beneficios económicos hacia la Compañía.

Por su naturaleza, las contingencias sólo se resolverán cuando uno o más eventos futuros ocurran o no. La determinación de las contingencias involucra inherentemente el ejercicio del juicio y el cálculo de estimados de los resultados de eventos futuros.

2.16 Impuestos a las ganancias corriente y diferido -

El gasto por impuesto a las ganancias del período comprende al impuesto a las ganancias corriente y al diferido. El impuesto se reconoce en el estado de resultados integrales, excepto cuando se relaciona a partidas reconocidas directamente como parte de otros resultados integrales o en el patrimonio. En este caso, el impuesto también se reconoce como parte de otros resultados integrales o directamente en el patrimonio, respectivamente. El cargo por impuesto a las ganancias corriente se calcula sobre la base de la legislación tributaria promulgada o sustancialmente promulgada a la fecha del estado de situación financiera. La Compañía evalúa periódicamente la posición asumida en las declaraciones juradas de impuestos respecto de situaciones en las que las leyes tributarias son objeto de interpretación. La Compañía, cuando corresponda, constituye provisiones sobre los montos que espera pagar a las autoridades tributarias.

El impuesto a las ganancias diferido se registra por el método del pasivo, reconociendo el efecto de las diferencias temporales que surgen entre la base tributaria de los activos y pasivos y sus saldos en los estados financieros. El impuesto a las ganancias diferido se determina usando tasas tributarias (y legislación) que han sido promulgadas a la fecha del estado de situación financiera y que se espera serán aplicables cuando el impuesto a las ganancias diferido se realice o se pague.

Los impuestos a las ganancias diferidos activos sólo se reconocen en la medida de que sea probable que se produzcan beneficios tributarios futuros contra los que se puedan usar las diferencias temporales.

El impuesto a las ganancias diferido activo y pasivo se compensan cuando existe el derecho legal de compensar el impuesto a las ganancias corriente activo con el impuesto a las ganancias corriente pasivo y cuando los impuestos a las ganancias diferidos activos y pasivos se relacionen con la misma autoridad tributaria.

La Compañía, para el reconocimiento y medición del impuesto a las ganancias corriente y diferido, ha evaluado la existencia de probables posiciones tributarias inciertas asumidas por la Compañía; sin embargo, la Compañía no ha identificado posiciones tributarias inciertas significativas que requieran ser contabilizadas.

2.17 Capital -

Las acciones comunes suscritas y pagadas se clasifican en el patrimonio como capital social. Los aportes de capital en efectivo del accionista, así como la capitalización de utilidades o de deuda con los accionistas, por los cuales aún no se ha emitido y suscrito acciones se reconocen en el patrimonio en la partida de capital adicional, en la fecha en que estos movimientos patrimoniales son aprobados por los accionistas y, en lo referido a aportes en efectivo pendientes de suscripción y emisión de las acciones correspondientes, cuando se recibe el efectivo.

2.18 Reconocimiento de ingresos -

a) Ingresos por venta de productos refinados -

La Compañía vende principalmente sus productos refinados en el mercado local y una parte menor se exporta. Los ingresos por la venta se reconocen cuando se transfiere el control de los productos en un punto en el tiempo, situación que se da cuando el producto se entrega al cliente y no existen obligaciones de desempeño pendientes de ser satisfechas que pudieran afectar que el cliente acepte el producto. Se considera entregado el producto, para el caso de los productos vendidos en el mercado local, a la entrega de los bienes en las plantas y terminales de venta de la Compañía y, para el caso de los productos exportados, en función de los términos contractuales de exportación, que llevan principalmente a que el control se transfiera cuando el producto es entregado en el puerto de embarque.

Los ingresos por estas ventas se reconocen en función a la lista de precios a la que el contrato hace referencia, neto del estimado de los descuentos por volumen. En ciertos casos, los productos se venden aplicando descuentos por volumen retroactivos, en base a las ventas acumuladas en un período de 12 meses. Se utiliza información histórica para estimar y registrar los descuentos y reconociendo el ingreso solo en la medida que sea altamente probable que una reversión futura significativa no ocurrirá. Los descuentos se presentan neto del saldo de cuentas por cobrar comerciales, por el estimado de descuento por volumen que serán compensados con los clientes por facturaciones por ventas efectuadas. No ha sido necesario separar algún componente de financiamiento, debido a que las ventas se pactan a plazos de crédito no mayor a 45 días, lo que es consistente con la práctica del mercado.

b) Ingresos por Fondo de Estabilización de Precios (Nota 1-c) -

Los ingresos por Fondo de Estabilización de Precios son reconocidos simultáneamente con los ingresos por venta a los clientes de los productos refinados que están comprendidos en el Fondo de Estabilización de Precios, por el cual la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del MEM establece una banda de precios. La política de determinación de precios de la Compañía es tomar como referencia el Precio de Paridad de Importación (PPI); no obstante, el precio facturado a los clientes debe estar dentro de la banda de precios para los productos comprendidos en el fondo.

Sobre la base del Decreto de Urgencia N°010-2004, cuando el precio de la Compañía es mayor al límite superior de la banda, la Compañía contabiliza un ingreso y la correspondiente cuenta por cobrar al MEM, por el importe equivalente al diferencial entre el precio facturado a los clientes y el límite superior de la banda de precios, pues constituye un factor de compensación; cuando el precio de la Compañía es menor al límite inferior de la banda, la Compañía contabiliza una reducción en los ingresos y de las cuentas por cobrar al MEM, por el importe equivalente al diferencial entre precio facturado a los clientes y el límite inferior de la banda de precios, pues constituye un factor de aporte.

El ingreso por Fondo de Estabilización de Precio se encuentra reconocido como parte de los ingresos de actividades ordinarias.

c) Ingresos por prestación de servicios -

La Compañía presta servicios a precios fijos de acuerdo con lo establecido contractualmente.

Los ingresos por servicios prestados se reconocen cuando se transfiere el control del servicio al cliente. Por los servicios de operación de terminales, fletes, abastecimiento y uso de hidrocarburos la transferencia de control se da conforme se presta el servicio y no existen obligaciones pendientes de ser satisfechas que pudieran afectar que el cliente acepte el servicio (ingreso reconocido lo largo del tiempo). Por los servicios de transporte de crudo y otros servicios, la transferencia de control se da a lo largo del tiempo, pues satisface las obligaciones de desempeño a la medida que se presta el servicio.

d) Ingresos por intereses -

Los ingresos por intereses se reconocen sobre la base de la proporción de tiempo transcurrido, usando el método del interés efectivo.

2.19 Ganancias (pérdidas) por acción -

Las ganancias (pérdidas) básicas por acción se calculan dividiendo la utilidad ó pérdida atribuible a los accionistas de la Compañía, por el número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el año.

2.20 Reconocimiento de costos de venta y gastos -

El costo de ventas de productos y servicios se registra en resultados cuando se entregan los productos o se prestan los servicios, simultáneamente con el reconocimiento de ingresos de acuerdo con las políticas contables. Los gastos de flete y transporte relacionados con la entrega de productos se presentan como parte del costo de ventas.

Los gastos de administración y venta y otros gastos se reconocen a medida que se devengan, independientemente del momento en que se pagan y se registran en los períodos a los que se relacionan.

2.21 Instrumentos financieros derivados -

Los instrumentos financieros derivados tales como contratos a futuro (forwards) se utilizan para cubrir los riesgos de moneda extranjera (dólar estadounidense). Estos instrumentos financieros derivados se reconocen inicialmente por sus valores razonables a la fecha en la que se celebra el contrato derivado y, posteriormente, se mantienen medidos a su valor razonable. Los derivados se contabilizan como activos financieros cuando su valor razonable es positivo, y como pasivos financieros cuando su valor razonable es negativo. La variación del valor razonable se reconoce en el rubro "Ingresos o gastos financieros" del estado de resultados integrales. Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, la Compañía no ha efectuado operaciones de derivados financieros para la cobertura de, riesgo de tipo de cambio (Nota 3.1).

2.22 Información por segmentos (Nota 5) -

La información por segmentos se presenta de manera consistente con la información interna proporcionada al Directorio, que representa la máxima autoridad en la toma de decisiones, asignación de recursos y evaluación de desempeño de los segmentos operativos.

Un segmento operativo se define como un componente de una entidad sobre el cual se tiene información financiera separada y se evalúa continuamente.

3 ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS FINANCIEROS

La Gerencia es responsable de establecer y supervisar la estructura de gestión de riesgos. La Gerencia Corporativa Finanzas tiene a su cargo la administración de riesgos financieros. Esta Gerencia identifica, evalúa y gestiona los riesgos financieros.

Las políticas de gestión de riesgos financieros de la Compañía son establecidas con el objeto de identificar y analizar los riesgos enfrentados por la Compañía, fijar límites y controles de riesgo adecuados, y para monitorear este tipo de riesgos y el cumplimiento de los límites. Se revisan regularmente las políticas y los sistemas de gestión de este tipo de riesgo, a fin de que reflejen cualquier cambio en las condiciones de mercado y en las actividades de la Compañía.

3.1 Factores de riesgo financiero -

Las actividades de la Compañía la exponen a una variedad de riesgos financieros: riesgos de mercado (principalmente riesgo de tipo de cambio, riesgo de tasa de interés y riesgo del precio de crudo), riesgo de crédito y riesgo de liquidez.

a) Riesgos de mercado -

Los riesgos de mercado más relevantes para las actividades actuales de la Compañía se explican a continuación:

i) Riesgo de tipo de cambio -

Las transacciones en monedas distintas a la moneda funcional (monedas extranjeras) se pactan principalmente en soles, euros y yenes. La Compañía está expuesta al riesgo de que se produzcan fluctuaciones severas en el tipo de cambio de dichas monedas.

La Compañía gestiona el riesgo de tipo de cambio, buscando un equilibrio entre los activos y pasivos en moneda extranjera. Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, la Compañía no ha efectuado operaciones de derivados financieros para la cobertura de riesgo de tipo de cambio, por lo cual asume este riesgo.

Estas partidas se han convertido a la moneda funcional, utilizando los tipos de cambio publicados por la Superintendencia de Banca y Seguros y AFP- SBS. Se aplicaron los siguientes tipos de cambio para cada tipo de moneda:

	Tipos de cambio	
	al 31 de diciembre	al 31 de diciembre
	2025	2024
S/	0.297	0.265
EUR	1.223	1.120
JPY	0.007	0.000

La Compañía, al 31 de diciembre de 2025 y 2024, registró una ganancia neta por diferencia en cambio por US\$ 13,247 miles y US\$11,213 miles, respectivamente, que se muestran en el rubro de diferencia de cambio, neta, en el estado de resultados integrales.

ii) Riesgo de tasa de interés -

La Compañía mantiene algunos activos que devengan intereses a tasas de mercado fijas.

El riesgo de tasa de interés para la Compañía surge de su endeudamiento de corto y largo plazo. El endeudamiento a tasas variables expone a la Compañía al riesgo de tasa de interés sobre sus

flujos de efectivo. El endeudamiento a tasas fijas la expone al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos. La política de la Compañía es mantener su endeudamiento en instrumentos que devengan tasas fijas. Al respecto, la Compañía asume el riesgo de tasas de interés sobre el valor razonable para sus préstamos de corto y largo plazo.

- a) Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, la totalidad de la deuda que la Compañía mantiene es para financiar sus operaciones y para la culminación del proyecto PMRT a tasas fijas de acuerdo con lo siguiente: i) bonos bullet cuyos intereses son pagados de forma semestral desde diciembre de 2017 a tasas de 4.750% y 5.625% con vencimiento en los años 2032 y 2047, respectivamente; ii) préstamo CESCE a tasa de 3.285%, cuyos intereses son pagados de forma semestral desde mayo de 2019 con vencimiento en el 2030; (iii) préstamos bancarios sin garantía de corto plazo a tasas en dólares estadounidenses entre 7.46% y 10.58% y (iv) Préstamo con garantía soberana: (i) conforme al Decreto de Urgencia N°010-2022, a tasas en soles entre 5.00% a 6.75%; y (ii) conforme al Decreto de Urgencia N°013-2024, a tasas en soles entre 5.55% a 5.60% y tasas en dólares estadounidenses entre 3.58% a 4.24%.

iii) Riesgo de precio del crudo (commodities) -

Los precios de venta de los productos que ofrece la Compañía están expuestos a los riesgos comerciales inherentes a la volatilidad en los precios internacionales. Los precios que factura la Compañía se modifican siguiendo las variaciones de los precios internacionales (Nota 1-c).

Como se explica en la Nota 1-c, los precios en el mercado nacional se determinan considerando los precios internacionales del crudo y productos derivados. Los precios se expresan en soles al tipo de cambio vigente, tomando en consideración las normas legales que se emitieron en los años precedentes según las cuales se establece el régimen del Fondo de Estabilización de Precios, por el que el Estado Peruano puede efectuar compensaciones o recibir aportaciones para estabilizar el precio de ciertos productos a los consumidores finales. Este mecanismo mitiga el efecto de cambios en los precios de algunos productos que no se trasladan al consumidor final.

En la Nota 7 se expone el saldo neto de las compensaciones y de las aportaciones del Estado Peruano al 31 de diciembre de 2025 y 2024.

b) Riesgo de crédito -

El riesgo de crédito surge del efectivo y equivalente de efectivo, depósitos a plazo en bancos, así como de la exposición al crédito de los clientes mayoristas y minoristas, que está reflejado por los saldos de cuentas por cobrar comerciales.

i) Gestión de riesgo -

El riesgo de crédito es el riesgo que una contraparte no pueda cumplir con sus obligaciones en relación con un instrumento financiero o contrato de venta, generando una pérdida financiera. Los activos financieros de la Compañía potencialmente expuestos a concentraciones de riesgo de crédito consisten principalmente en depósitos en bancos, cuentas por cobrar comerciales y algunas partidas incluidas en otras cuentas por cobrar.

Con respecto a los depósitos en bancos, la Compañía reduce su exposición al riesgo de crédito distribuyendo sus excedentes de fondos en distintas instituciones financieras de primer nivel y limita el monto de la exposición al riesgo de crédito en cualquiera de las instituciones financieras.

Con respecto a las cuentas por cobrar comerciales, la concentración de riesgo de crédito se presenta en los clientes mayoristas, que son empresas de reconocido prestigio y de primer orden a nivel nacional. La Compañía ha establecido políticas para asegurar que la venta de bienes se efectúe a clientes mayoristas con un historial de crédito y garantías adecuadas. Estas políticas comprenden, entre otros aspectos, aprobación de límites de crédito para cada cliente, procedimientos de monitoreo y seguimiento continuo del comportamiento de pago. Respecto de los

contratos suscritos con entidades del Estado, las Fuerzas Armadas mantienen con la Compañía crédito de 45 días, mientras que la Policía Nacional del Perú mantiene crédito de 25 días. La Compañía no prevé pérdidas significativas que surjan del riesgo de crédito de sus contrapartes.

ii) Deterioro de activos financieros -

La Compañía tiene los siguientes tipos de activos financieros que están sujetos a modelos para determinar la pérdida crediticia esperada:

Efectivo y equivalente de efectivo y algunas partidas de otras cuentas por cobrar,
Cuentas por cobrar comerciales por ventas de productos y servicios.

Para el efectivo y equivalente de efectivo y algunas partidas de otras cuentas por cobrar, la Compañía considera que cualquier pérdida crediticia no es relevante.

Para cuentas por cobrar comerciales, la Compañía aplica el enfoque simplificado según la NIIF 9 para medir las pérdidas crediticias esperadas, que utiliza previsión de pérdidas esperadas durante el tiempo de vida del activo.

Para medir las pérdidas crediticias esperadas, las cuentas por cobrar comerciales se han agrupado en función de las características de riesgo homogéneas que representan la capacidad de pago de cada segmento de clientes por los importes endeudados y los días vencidos. La Compañía ha agrupado sus clientes en (i) Comerciales, (ii) Fuerzas Armadas, (iii) Industriales y (iv) Mayoristas.

Para los años 2025 y 2024, las tasas de pérdida esperada se basan en los perfiles de pago de las ventas durante un período de 12 meses antes del 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, respectivamente, y las pérdidas crediticias históricas se ajustan para reflejar la información actual y prospectiva de factores macroeconómicos que afectan la capacidad de los clientes para liquidar las cuentas por cobrar comerciales. La pérdida crediticia esperada se presenta en la Nota 7.

c) Riesgo de liquidez -

La administración prudente del riesgo de liquidez implica mantener suficiente efectivo y equivalente de efectivo, la disponibilidad de financiamiento a través de una adecuada cantidad de fuentes de financiamiento comprometidas y la capacidad de cerrar posiciones en el mercado. Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, el capital de trabajo negativo y las dificultades de liquidez presentadas por la Compañía se vienen gestionando con los planes de la Gerencia (Nota 1-e).

La Compañía administra su riesgo de liquidez asegurándose de contar con suficientes líneas de crédito en todo momento y solventando su capital de trabajo con los flujos de efectivo de sus actividades de operación y, en casos excepcionales, se cuenta con el apoyo financiero de su accionista, el Estado Peruano. Asimismo, la Compañía se encuentra implementando un Plan de reestructuración, el cual tiene como sus principales objetivos, revertir la situación adversa de liquidez, asegurar la sostenibilidad financiera y de sus operaciones.

Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía mantiene líneas de crédito revolventes de corto plazo de bancos locales y extranjeros por US\$376,875 miles, de los cuales aproximadamente US\$354,635 miles se encuentran utilizados en operaciones de compras de crudo y de productos refinados en el territorio nacional y en mercados del exterior y otras obligaciones vinculadas al capital de trabajo. Estas líneas de crédito no tienen exigencias de costos de mantenimiento ni exigen colaterales.

La Gerencia Corporativa Finanzas de la Compañía supervisa las proyecciones de flujo de efectivo realizadas sobre los requisitos de liquidez para asegurar que haya suficiente efectivo para alcanzar las necesidades operacionales manteniendo suficiente margen para las líneas de crédito no usadas, de modo que la Compañía no incumpla con los límites de endeudamiento sobre cualquier línea de crédito.

Los excedentes de efectivo y saldos por encima del requerido para la administración del capital de trabajo son rentabilizados en productos que generan intereses y son de inmediata disponibilidad.

El cuadro a continuación analiza los pasivos financieros de la Compañía agrupados sobre la base del período remanente a la fecha del estado de situación financiera hasta la fecha de su vencimiento. Los montos revelados en el cuadro son los flujos de efectivo no descontados:

	<u>Valor en libros US\$000</u>	<u>Flujo de efectivo no descontado US\$000</u>	<u>Menos de 1 año US\$000</u>	<u>Más de 1 año US\$000</u>	<u>Más de 2 años US\$000</u>
2025					
Otros pasivos financieros	5,154,216	7,091,006	462,978	341,955	6,286,073

3.2 Riesgo del capital -

Los objetivos de la Compañía al administrar su capital son el salvaguardar su capacidad de continuar como empresa en marcha con el propósito de generar retornos a su accionista, beneficios a otros grupos de interés y mantener una estructura óptima para reducir el costo del capital.

La Compañía monitorea su capital sobre la base del ratio de apalancamiento, que se calcula dividiendo su deuda neta entre su capital total. La deuda neta corresponde al total de los otros pasivos financieros (incluyendo la parte corriente y no corriente) y cuentas por pagar a partes relacionadas, sin incluir pasivos por arrendamientos menos el saldo de efectivo y equivalente de efectivo. El capital total corresponde al patrimonio tal como se muestra en el estado de situación financiera más la deuda neta.

Al 31 de diciembre de 2025, para la deuda de largo plazo de PETROPERÚ, las clasificadoras Moody's Ratings y Fitch Ratings mantienen las calificaciones en 'B3' (equivalente a 'B-') con perspectiva estable y 'CCC+' (no se Asigna perspectiva en este rango de escala), respectivamente. Por su parte, el 22 de diciembre de 2025, S&P Global Ratings informó que la decisión de su comité fue rebajar la calificación de PETROPERÚ de 'B' a 'B-' y la colocó en "Revisión Especial Negativa" (Creditwatch Negative) al considerar un incremento en la incertidumbre respecto de la capacidad del Gobierno para implementar medidas correctivas sostenibles, y porque la probabilidad de apoyo gubernamental es menor.

Al 31 de diciembre de 2025 y 2024, las ratios de apalancamiento fueron los siguientes:

	<u>2025 US\$000</u>	<u>2024 US\$000</u>
Otros pasivos financieros (*)	5,154,216	5,610,658
Cuentas por pagar a partes relacionadas	1,271,727	320,839
Efectivo y equivalente de efectivo	<u>(26,435)</u>	<u>(130,856)</u>
Deuda neta (A)	6,399,508	5,800,641
Total patrimonio (B)	<u>1,963,433</u>	<u>2,431,728</u>
Capital total (A)+(B)	<u>8,362,941</u>	<u>8,232,369</u>
Ratio (A/(A+ B))	<u>0.77</u>	<u>0.70</u>

(*) No incluye pasivos por arrendamiento.

El aumento del ratio de apalancamiento corresponde principalmente a la deuda de MMUS\$ 912 con el Ministerio de Economía y Finanzas, por la ejecución de garantía por compra de hidrocarburos, y a la disminución del Patrimonio con la pérdida de MMUS\$ 468 obtenida a diciembre 2025.

3.3 Estimación de valores razonables -

La información utilizada por la Compañía para estimar el valor razonable se ha categorizado en los siguientes niveles:

- Nivel 1: Medición basada en valores de cotización en mercados activos para activos o pasivos idénticos.
- Nivel 2: Medición basada en información sobre el activo o pasivo distinta a valores de cotización (nivel 1) pero que puede ser confirmada, sea directa (por ejemplo, precios) o indirectamente (por ejemplo, provenientes de precios).
- Nivel 3: Medición basada en información sobre el activo o pasivo que no proviene de fuentes que puedan ser confirmadas en el mercado (es decir, información no observable, generalmente basada en estimados y supuestos internos de la Compañía).

Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, la Compañía solo mide al valor razonable los contratos por instrumentos financieros derivados forwards de tipo de cambio. Estos instrumentos financieros derivados se reconocen inicialmente por sus valores razonables a la fecha en la que se celebra el contrato derivado y, posteriormente, se vuelven a medir a su valor razonable a la fecha de los estados financieros. El cálculo del valor razonable de los forwards de tipo de cambio se estima descontando los flujos futuros de efectivo contractuales netos, comparando la tasa de cambio pactada en el contrato con una tasa de cambio forward vigente a la fecha de medición. El descuento se realiza con una tasa de interés de mercado actual que está disponible para la Compañía para instrumentos financieros similares, y cuya información para efectuar la medición se ha clasificado en el nivel 2.

Para propósitos de revelación para determinar el valor razonable de los bonos (medidos al costo amortizado), la Compañía ha utilizado fuentes observables (Bloomberg), clasificadas en el Nivel 1; para el valor razonable de los préstamos sin garantía, se estima descontando los flujos futuros de efectivo contractuales con una tasa de interés de mercado actual que está disponible para la Compañía para instrumentos financieros similares, y cuya información para efectuar la medición se ha clasificado en el nivel 2; para el préstamo CESCE y las cuentas por pagar a entidad relacionada, la Compañía ha descontado los flujos de efectivo contractuales con una tasa de interés promedio de endeudamiento de mediano y largo plazo de la Compañía más un spread, cuya información se ha clasificado en el nivel 3 (Notas 13 y 15).

El valor en libros del efectivo y equivalente de efectivo ya se encuentra a su valor razonable. La Compañía considera que el valor en libros de las cuentas por cobrar y cuentas por pagar (incluyendo obligaciones financieras y cuentas por pagar a partes relacionadas) corrientes, es similar a sus valores razonables debido a su vencimiento en el corto plazo y el impacto del descuento no es significativo.

4 ESTIMADOS Y CRITERIOS CONTABLES CRÍTICOS

Los estimados y criterios usados son continuamente evaluados y se basan en la experiencia histórica y otros factores, incluyendo la expectativa de ocurrencia de eventos futuros que se consideran razonables de acuerdo con las circunstancias.

4.1 Estimados y criterios contables críticos -

La Compañía efectúa estimados y supuestos respecto del futuro. Los estimados contables, por definición, muy pocas veces serán iguales a los respectivos resultados reales. Los estimados y criterios que tienen riesgo de causar ajustes a los saldos de los activos y pasivos reportados se presentan a continuación:

a) Vida útil y depreciación de propiedad, planta y equipo -

La depreciación comienza cuando el activo está disponible para su uso, esto es, cuando se encuentre en la ubicación y en las condiciones necesarias para operar de la forma prevista por la Gerencia y se calcula siguiendo el método de línea recta, en función a la vida útil estimada del activo, lo que resulta en cargos por depreciación proporcionales al desgaste estimado de los activos medido en número de años. La vida útil de los activos se evalúa sobre la base de: i) el desgaste físico esperado y ii) la utilización prevista del activo. Estos cálculos requieren efectuar estimados y supuestos sobre el total de

la demanda de la producción de la Compañía y sobre los desembolsos de capital que se requerirán en el futuro.

b) Provisiones y contingencias -

La Compañía está sujeta a diversas leyes y regulaciones, así como a prácticas de negocios en Perú. En vista de ello, la Compañía realiza juicios y estimados al registrar provisiones para asuntos medioambientales y cumplimiento de normas técnicas emitidas por entidades reguladoras locales. Los costos reales pueden variar con respecto a los estimados por varias razones, tales como las variaciones de estimados de costos y diferentes interpretaciones de la ley, opiniones y evaluaciones en relación con el importe de pérdidas.

La Compañía actualiza la medición de la provisión para remediación del medio ambiente de las unidades privatizadas y para el taponamiento de pozos para reflejar nuevos eventos, cambios en las circunstancias y cualquier otra información relevante que esté disponible con la finalidad de determinar cuáles son los costos que incurrirá para cubrir estos conceptos (Nota 17). Cambios en las variables usadas para establecer el monto de la obligación ambiental y para el taponamiento de pozos pueden originar ajustes importantes al saldo de la obligación; en adición, la Compañía mide las provisiones para remediar el medio ambiente por los derrames de petróleo ocasionados por los siniestros en el Oleoducto Norperuano tomando en consideración los contratos con los proveedores que ejecutan las labores de remediación pendientes de ejecución y el estimado de los servicios en proceso de contratación.

Asimismo, en el curso normal de sus operaciones, la Compañía está expuesta a ciertos pasivos contingentes relacionados con reclamos existentes o potenciales, juicios y otros recursos, incluyendo algunos que involucran temas tributarios.

Las contingencias se registran como provisiones cuando es probable que se requiera una salida de recursos para liquidar una obligación y el importe pueda ser razonablemente estimado. La Compañía basa sus estimados en proyecciones actualizadas sobre los resultados de las acciones y recursos antes mencionados y la experiencia de su área técnica y de sus asesores legales, internos y externos, en enfrentar y resolver temas legales, laborales y tributarios. A medida que el alcance de las obligaciones se va definiendo de forma más clara o se dispone de mayor información, es posible que se requiera que la Compañía cambie sus estimados de costos futuros, los mismos que podrían tener un efecto significativo en el resultado de sus operaciones y situación financiera o liquidez.

c) Impuestos –

La determinación del impuesto a las ganancias requiere de interpretación de la legislación tributaria peruana. La Compañía busca asesoramiento profesional en materia fiscal antes de tomar decisiones relacionadas con los impuestos. La Compañía considera que estos estimados son razonables y apropiados a la fecha; sin embargo, considera que alguna interpretación de la Administración Tributaria que se conozca posteriormente puede generar cargos tributarios en el futuro. La Compañía reconoce pasivos por las observaciones en auditorías tributarias cuando corresponde el pago de impuestos adicionales, las diferencias impactan al gasto por impuesto a la renta corriente, en el período en el que se determina este hecho.

El impuesto a la renta diferido activo es revisado a cada fecha de reporte a fin de determinar su recuperabilidad.

El cálculo del gasto por impuesto a las ganancias corriente que determina la Compañía resulta de la aplicación de las normas tributarias vigentes y de la experiencia de las auditorías fiscales anteriores. En tal sentido, la Compañía no considera necesario efectuar una revelación de sensibilidad que simule variaciones en el cálculo, porque considera que, en el caso se presente alguna diferencia, esta no sería material en relación a los resultados de los estados financieros.

d) Pruebas de posible deterioro en el valor de bienes de propiedad, planta y equipo -

La Compañía evalúa si se requiere una provisión por deterioro conforme a la política contable descrita en la Nota 2.7. Esta determinación requiere el juicio de la Compañía al analizar la evidencia de deterioro, así como al determinar el importe recuperable. Para este último, se requiere juicio al preparar los flujos de efectivo futuros esperados, incluidos los pronósticos de la operación futura de la Compañía, los pronósticos de los factores económicos que pueden afectar los ingresos y los costos, así como al determinar la tasa de descuento que se aplicará a esos flujos de efectivo.

Para las estimaciones utilizadas para determinar el importe recuperable de los activos se toman en consideración el desempeño histórico de la Compañía, las operaciones actuales, las expectativas futuras, así como cambios en la estrategia de la Compañía en sus operaciones. Estas consideraciones son las más relevantes para estimar los flujos de efectivo futuros esperados

El importe recuperable de los activos corresponde al valor razonable menos costos de disposición o su valor en uso, el mayor. La Compañía determina el importe recuperable en base al valor en uso. Para tales efectos, estima los flujos de efectivo esperados en el largo plazo, en un horizonte de 17 años que lo considera apropiado porque observa que solo luego de dicho periodo se da una estabilización de la tasa de descuento. Al mismo tiempo, la determinación del valor en uso presume la existencia de un valor terminal del activo, al final del período antes indicado.

Para efectos de evaluar el deterioro, los activos se agrupan a los niveles más pequeños en los que se genera flujos de efectivo identificables (UGEs). La Compañía agrupa sus activos en cuatro UGEs: (i) Producción y comercialización; (ii) Operaciones Oleoducto, (iii) Unidades alquiladas y privatizadas y (iv) Explotación de Lotes.

La UGE Producción y Comercialización agrupa a los activos de las refinerías Conchan, Iquitos y Talara, así como a los activos asociados a la actividad comercial de la Compañía, debido a que su objeto social y obligación, definida por Decreto Ley del gobierno (Nota 1), es el abastecimiento de combustible a todo el país a través de sus tres refinerías ubicadas a lo largo del territorio nacional. Esta obligación exige a la Compañía operar sus tres refinerías de manera interrelacionada, siendo el abastecimiento de combustible el objetivo prioritario a fin de cubrir la demanda nacional. Asimismo, los productos que comercializan a terceros las refinerías Conchan e Iquitos necesitan, en cierta medida, de insumos que provienen de la refinería Talara, lo cual llevó a la Compañía a concluir que los flujos de efectivo de las refinerías Conchan e Iquitos no son en buena medida independientes.

4.2 Juicios críticos en la aplicación de las políticas contables -

Determinación de la moneda funcional -

De acuerdo con la NIC 21 “Variaciones en los tipos de cambio”, una entidad debe definir su moneda funcional, siendo esta la moneda del ambiente económico primario en el que opera. En su proceso de evaluación, la entidad analiza indicadores primarios (los asociados a las fuerzas económicas que afectan en mayor medida los precios de venta y los costos) y cuando los indicadores primarios no son concluyentes, analiza indicadores secundarios (los asociados con la moneda en que se endeuda y en la que mantiene sus excedentes de efectivo). Luego de esta evaluación, la determinación de la moneda funcional podría no ser evidente, en cuyo caso, la entidad debe emplear su juicio profesional para determinar la moneda funcional que mejor represente los efectos económicos de las transacciones subyacentes de la entidad.

La Compañía vende sus productos y servicios principalmente en el mercado peruano; los precios de venta de crudo están influidos por el mercado internacional, así como por el mercado nacional y sus regulaciones. La mayor parte de los costos corresponde a la importación de crudo, cuyo costo está denominado en dólares estadounidenses y se influye sustancialmente de mercados internacionales, con predominancia en el mercado de Estados Unidos de Norteamérica.

Al 31 de diciembre de 2025 y de 2024, no se apreció un cambio relevante respecto de las circunstancias que existieron en el pasado. Por otro lado, con relación a los indicadores secundarios que establece la NIC 21 “Variaciones en los tipos de cambio”, referidos a la moneda en la cual se generan los fondos de

las actividades de financiamiento, la Compañía mantiene la predominancia del dólar estadounidense desde 2017 hasta la fecha (Nota 13).

La estructura de financiamiento y la marcada predominancia del dólar estadounidense lleva a la Compañía a definir a esta moneda como su moneda funcional.

Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, de acuerdo con el juicio crítico de la Compañía, la moneda funcional continúa siendo el dólar estadounidense.

5 INFORMACIÓN POR SEGMENTOS

a) Descripción de los segmentos y actividades principales -

La máxima autoridad en la toma de decisiones (el Directorio), examina el desempeño de la Compañía en cuatro divisiones estratégicas, que corresponden a sus segmentos de operación. Estas divisiones ofrecen diferentes productos y servicios, y son administrados por separado puesto que requieren diferentes estrategias de negocio, tanto comerciales como financieras.

Las operaciones de la Compañía son evaluadas sobre la base de la actividad de los siguientes segmentos de negocio: (i) Producción y comercialización, (ii) Operaciones Oleoducto, (iii) Unidades alquiladas y privatizadas y (iv) Explotación de Lotes.

Basado en lo que establece la NIIF 8, el segmento de operación reportable por su representatividad sobre los ingresos y activos es: 'Producción y comercialización'; sin embargo, de forma voluntaria, la Compañía reporta todos sus segmentos de operación conforme se detalla en esta misma nota.

El siguiente resumen describe las operaciones de cada segmento reportado:

Segmento	Operaciones
Producción y comercialización	Refinación y comercialización de productos derivados del petróleo.
Operaciones Oleoducto	Servicio de transferencia y custodia de crudos de la selva norte del país.
Unidades alquiladas y Privatizados	Activos que originan entradas de efectivo derivadas de los alquileres.
Explotación de Lotes	Explotación de hidrocarburos en operaciones con contratos de Licencia

La Gerencia General y el Directorio de la Compañía revisan los informes de gestión interna de cada segmento de forma trimestral.

Existen diversos niveles de transacciones entre los segmentos de Producción y comercialización y Operaciones Oleoducto. Estas transacciones incluyen transferencias de petróleo u otros productos y servicios de transporte.

Estado de situación financiera por segmentos –

	Producción y comercialización (*)	Operaciones Oleoducto	Unidades alquiladas y privatizadas	Explotación de Lotes (**)	Total
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Al 31 de diciembre de 2025					
Activos:					
Corriente	959,741	88,312	-	37,205	1,085,258
No corriente	8,090,767	411,795	185,768	33,776	8,722,106
	9,050,508	500,107	185,768	70,981	9,807,364
Pasivos:					
Corriente	2,534,329	93,285	135	15,335	2,643,084
No corriente	5,183,427	17,420	-	-	5,200,847
	7,717,756	110,705	135	15,335	7,843,931

(*) Incluye refinerías, una estación de servicios, área comercial y oficina principal.

(**) El segmento Explotación de Lotes incluye los siguientes lotes:

	<u>Lote Z 69</u>	<u>Lote X</u>	<u>Total</u>
	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>
Al 31 de diciembre de 2025			
Activos:			
Corriente	7,398	29,807	37,205
No corriente	33,776	-	33,776
	<u>41,174</u>	<u>29,807</u>	<u>70,981</u>
Pasivos:			
Corriente	8,940	6,395	15,335

Estado de situación financiera por segmentos –

	<u>Producción y</u>	<u>Operaciones</u>	<u>Unidades</u>	<u>Explotación de</u>	<u>Total</u>
	<u>comercialización (*)</u>	<u>Oleoducto</u>	<u>alquiladas y</u>	<u>Lotes (**)</u>	<u>US\$000</u>
	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>privatizadas</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>
Al 31 de diciembre de 2024					
Activos:					
Corriente	1,213,926	54,842	39,905	92,603	1,401,276
No corriente	8,146,454	180,967	171,322	39,103	8,537,846
	<u>9,360,380</u>	<u>235,809</u>	<u>211,227</u>	<u>131,706</u>	<u>9,939,122</u>
Pasivos:					
Corriente	3,165,616	93,874	182	41,589	3,301,261
No corriente	4,188,786	17,347	-	-	4,206,133
	<u>7,354,402</u>	<u>111,221</u>	<u>182</u>	<u>41,589</u>	<u>7,507,394</u>

(*) Incluye refinerías, una estación de servicios, área comercial y oficina principal.

(**) El segmento Explotación de Lotes incluye los siguientes lotes:

	<u>Lote I</u>	<u>Lote VI</u>	<u>Lote Z 69</u>	<u>Lote X</u>	<u>Total</u>
	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>
Al 31 de diciembre de 2024					
Activos:					
Corriente	6,333	27,559	35,298	23,413	92,603
No corriente	-	-	39,103	-	39,103
	<u>6,333</u>	<u>27,559</u>	<u>74,401</u>	<u>23,413</u>	<u>131,706</u>
Pasivos:					
Corriente	3,228	9,157	18,522	10,862	41,589

Estado de resultados por segmentos –

	<u>Producción y</u>	<u>Operaciones</u>	<u>Unidades</u>	<u>Explotación</u>	<u>Total</u>
	<u>comercialización</u>	<u>Oleoducto</u>	<u>alquiladas y</u>	<u>de Lotes</u>	<u>US\$000</u>
	<u>(*)</u>	<u>US\$000</u>	<u>privatizadas</u>	<u>(**)</u>	<u>US\$000</u>
	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>
Por el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre de 2025					
Ingresos de actividades ordinarias	3,355,127	247	-	24,988	3,380,362
Otros ingresos operacionales	35,456	3,113	20,339	-	58,908
Total ingresos	<u>3,390,583</u>	<u>3,360</u>	<u>20,339</u>	<u>24,988</u>	<u>3,439,270</u>
Costo de ventas	(3,208,464)	(34,687)	(14)	(181,652)	(3,424,817)
Transferencias	(239,341)	22,140	-	217,201	-
Ganancia bruta	<u>(57,222)</u>	<u>(9,187)</u>	<u>20,325</u>	<u>60,537</u>	<u>14,453</u>
Gastos de ventas y distribución	(52,458)	(2)	(3,156)	-	(55,616)
Gastos de administración	(125,879)	(14,689)	-	(15,666)	(156,234)
Otros ingresos y gastos	(15,111)	19,260	579	-	4,728
Ganancia (pérdida) por actividades de operación	<u>(250,670)</u>	<u>(4,618)</u>	<u>17,748</u>	<u>44,871</u>	<u>(192,669)</u>
Financieros, neto	<u>(314,401)</u>	<u>(1,658)</u>	<u>1,084</u>	<u>(7,756)</u>	<u>(322,731)</u>

Resultado antes del impuesto a la ganancias	(565,071)	(6,276)	18,832	37,115	(515,400)
Gasto por impuesto a las ganancias	54,176	(291)	1,669	(8,449)	47,105
Resultado neto del periodo	(510,895)	(6,567)	20,501	28,666	(468,295)

(*) Incluye refinerías, una estación de servicios, área comercial y oficina principal.

(**) El segmento Explotación de Lotes incluye los siguientes Lotes:

	Lote I (Nuevo Contrato)	Lote VI	Lote Z 69	Lote X	Total
	US\$000	US\$000	US\$000		US\$000
Por el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre de 2025					
Ingresos de actividades ordinarias	2,252	2,752	17,787	2,196	20,996
Total ingresos	2,252	2,753	17,787	2,196	24,988
Costo de Ventas	(9,499)	(21,885)	(99,850)	(50,418)	(181,652)
Transferencias	11,519	33,563	86,426	85,693	217,201
Ganancia bruta	4,272	14,431	4,363	37,471	60,537
Gastos de Administración	(1,289)	(1,471)	(5,917)	(6,989)	(15,666)
Ganancia (pérdida) por actividades de operación	-	-	-	-	-
Financieros Neto	2,983	12,960	(1,554)	30,482	4,871
Resultado antes del impuesto a la ganancias	(296)	(902)	(4,408)	(2,150)	(7,756)
Gasto por impuesto a las ganancias	2,687	12,058	(5,962)	28,332	37,115
Resultado neto del periodo	(496)	(2,093)	(940)	(4,920)	(8,449)

Estado de resultados por segmentos 2024:

	Producción y comercialización (*)	Operaciones Oleoducto	Unidades alquiladas y privatizadas	Explotación de Lotes (**)	Total
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Por el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre de 2024					
Ingresos de actividades ordinarias	3,429,411	263	-	26,723	3,456,397
Otros ingresos operacionales	44,387	5,659	20,877	-	70,923
Ingresos entre segmentos	-	27,585	-	258,215	285,800
Total ingresos	3,473,798	33,507	20,877	284,938	3,813,120
Costo de ventas	(3,564,329)	(54,754)	(14)	(194,233)	(3,813,330)
Costo entre segmentos	(285,800)	-	-	-	(285,800)
(Pérdida) ganancia bruta	(376,331)	(21,247)	20,863	90,705	(286,010)
Gastos de ventas y distribución	(54,697)	(2)	(6,707)	-	(61,406)
Gastos de administración	(145,303)	(20,983)	-	(14,778)	(181,064)
Otros ingresos y gastos	(41,496)	(17,825)	1,445	725	(57,151)
(Pérdida) ganancia por actividades de operación	(617,827)	(60,057)	15,601	76,652	(585,631)
(Gastos) ingresos financieros	(371,601)	1,089	512	224	(369,776)
(Pérdida) ganancia antes del impuesto a las ganancias	(989,428)	(58,968)	16,113	76,876	(955,407)
Impuesto a las ganancias	180,388	288	826	-	181,502
Resultado neto del año y resultados integrales	(809,040)	(58,680)	16,939	76,876	(773,905)

(*) Incluye refinerías, una estación de servicios, área comercial y oficina principal.

(**) El segmento Explotación de Lotes incluye los siguientes lotes:

	Lote I (Nuevo Contrato)	Lote VI	Lote Z 69	Lote X	Total
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Por el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre de 2024					
Ingresos de actividades ordinarias	2,856	3,735	16,947	3,185	26,723
Ingresos entre segmentos	15,816	53,781	135,223	53,395	258,215
Costo de Ventas	(12,823)	(31,299)	(121,353)	(28,758)	(194,233)
Ganancia bruta	5,849	26,217	30,817	27,822	90,705
Gastos de Administración	(1,123)	(2,567)	(6,996)	(4,092)	(14,778)
Otros Ingresos y Gastos	-	280	445	-	725
Ganancia por actividades de operación	4,726	23,930	24,266	23,730	76,652
Ingresos financieros	112	-	112	-	224
Resultado neto del año y resultados integrales	4,838	23,930	24,378	23,730	76,876

b) Otras informaciones -

Los ingresos por segmentos en base a la ubicación geográfica de los clientes son como sigue al 31 de diciembre 2025 y 31 de diciembre 2024:

	2025	2024
	US\$000	US\$000
Perú	3,048,430	3,117,788
Otros países	390,840	409,532
	<u>3,439,270</u>	<u>3,527,320</u>

La información de los ingresos desagregada por tipo de productos se describe en la Nota 20.

6 EFECTIVO Y EQUIVALENTE DE EFECTIVO

Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, este rubro comprende:

	2025	2024
	US\$000	US\$000
Cuentas corrientes	26,422	130,846
Fondos fijos	13	10
	<u>26,435</u>	<u>130,856</u>

La Compañía mantiene efectivo depositado en instituciones financieras en la modalidad de cuentas corrientes en moneda nacional y en moneda extranjera. Al 31 de diciembre de 2025 los fondos de estas cuentas son de libre disponibilidad y devengan tasas de interés de 3.5% en soles y 3.0% en dólares estadounidenses (4.50% en soles y 3.03% en dólares estadounidenses, al 31 de diciembre de 2024).

7 CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES

Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, este rubro comprende:

	<u>2025</u> <u>US\$000</u>	<u>2024</u> <u>US\$000</u>
Distribuidores mayoristas	96,653	90,881
Empresas petroleras	30,032	31,354
Comercializadoras de combustible	17,803	18,518
Negocios de aviación	7,153	604
Mercado externo	11,200	9,254
Sector construcción	2,729	11,079
Fuerzas Armadas y Policía Nacional del Perú	7,637	8,487
Sector industrial	6,719	2,189
Sector eléctrico	371	1,275
Sector minero	371	331
Sector transporte	169	1,084
Sector pesquero	-	4,495
Clientes varios	702	741
Cuentas de cobranza dudosa	14,747	13,335
	<u>196,286</u>	<u>193,627</u>
Fondo de Estabilización de Precios - MEM (Nota 1-c)	28,415	39,368
	<u>224,701</u>	<u>232,995</u>
Menos: Pérdida esperada de cuentas por cobrar comerciales	(14,747)	(13,335)
	<u>209,954</u>	<u>219,660</u>
Cuentas por cobrar comerciales -		

Los saldos de las cuentas por cobrar comerciales corresponden a facturas denominadas en soles y en dólares estadounidenses, originadas principalmente por la venta de productos refinados. Las cuentas por cobrar a las Fuerzas Armadas y a la Policía Nacional del Perú tienen un vencimiento de 45 y 25 días, respectivamente. Las cuentas por cobrar a los distribuidores mayoristas y otros clientes tienen vencimientos entre 7 y 45 días. Las cuentas por cobrar, de acuerdo con políticas internas de la Compañía, están garantizadas en su mayoría con cartas fianza o con otros instrumentos del sistema financiero nacional, de acuerdo con la política de créditos aprobada por el Directorio.

Fondo de Estabilización de Precios - MEM -

El monto total por cobrar a la Dirección General de Hidrocarburos (DGH), Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, asciende a US\$28,415 miles y US\$39,368 miles, respectivamente, y se genera por las operaciones de compensaciones y aportes (Nota 2.18-b).

El movimiento anual del saldo total del rubro Fondo de Estabilización de Precios se explica como sigue:

	<u>2025</u> <u>US\$000</u>	<u>2024</u> <u>US\$000</u>
Saldo inicial por cobrar	39,368	47,920
Compensación de precios	2,766	14,131
Aportación de precios	(17,335)	(17,678)
Neto cargado a ingresos de actividades ordinarias (Nota 20)	(14,569)	(3,547)
Cobranza de compensación y pagos de aportación	-	(4,555)
Diferencia de cambio	3,616	(450)
Saldo final por cobrar	<u>28,415</u>	<u>39,368</u>

Pérdida esperada de cuentas por cobrar comerciales -

Para medir las pérdidas crediticias esperadas, la Compañía ha clasificado sus clientes de acuerdo a características de riesgo homogéneas que representan la capacidad de pago de cada segmento de clientes por los importes adeudados. Esta clasificación se ha realizado sobre la base de categorías de clientes que representan riesgos específicos: sector mayorista, sector industrial, sector comercial, Fuerzas Armadas, entre otros.

Las tasas de pérdida esperada se basan en los perfiles de pago de las ventas en un periodo de 12 meses antes del 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, y las pérdidas crediticias históricas se ajustan para reflejar la información actual y prospectiva de factores macroeconómicos que afectan la capacidad de los clientes para liquidar las cuentas por cobrar comerciales. La Compañía ha identificado la tasa de crecimiento del PBI hidrocarburos y la variación de remuneración mínima vital real como factores más relevantes y, en consecuencia, ajusta las tasas de pérdidas históricas en función de los cambios esperados en estos factores.

El movimiento anual de la provisión por pérdida esperada de las cuentas por cobrar comerciales fue el siguiente:

	<u>2025</u> <u>US\$000</u>	<u>2024</u> <u>US\$000</u>
Saldo inicial	13,335	13,532
Pérdida esperada (Nota 23)	-	-
Diferencia de cambio	<u>1,412</u>	<u>(197)</u>
Saldo final	<u><u>14,747</u></u>	<u><u>13,335</u></u>

En opinión de la Compañía, la estimación de la pérdida esperada reconocida en los estados financieros y las garantías solicitadas son suficientes para cubrir cualquier eventual riesgo en la recuperación de las cuentas por cobrar comerciales a la fecha del estado de situación financiera.

Las cuentas por cobrar comerciales vencidas, por las que no se espera pérdida están relacionadas con clientes independientes con los que se mantiene cartas fianzas y/o cuya deuda ha sido conciliada y se espera cobrar en el corto plazo, por lo cual la Compañía no ha estimado una pérdida esperada por estas cuentas.

La pérdida esperada para las cuentas por cobrar comerciales se incluye en el rubro gastos de venta y distribución en el estado de resultados integrales (Nota 23).

8 OTRAS CUENTAS POR COBRAR Y ANTICIPOS

Al 31 de diciembre de 2025 y de 2024, este rubro comprende:

	<u>2025</u> <u>US\$000</u>	<u>2024</u> <u>US\$000</u>
Corriente		
Crédito fiscal - Impuesto General a la Ventas (a)	224,316	193,494
Crédito fiscal - Impuesto a la Renta (b)	2,426	41,808
Fondos sujetos a restricción	31,407	61,850
Anticipos otorgados a proveedores	16,417	19,510
Préstamos al personal	3,663	3,150
Préstamos a terceros	1,824	1,962
Diversas	8,053	3,754
Cuentas de cobranza dudosa	<u>35,349</u>	<u>33,649</u>
	323,455	359,177
Pérdida por incobrables de otras cuentas por cobrar (f)	<u>(35,349)</u>	<u>(33,649)</u>
Parte corriente	<u><u>288,106</u></u>	<u><u>325,528</u></u>

No corriente

Crédito fiscal - Impuesto General a las Ventas, largo plazo (c)	1,241,290	1,060,386
Reclamos a la Superintendencia de Administración Tributaria (d)	14,115	7,796
Otros tributos, largo plazo	1,560	7,286
Parte no corriente	<u>1,256,965</u>	<u>1,075,468</u>

(a) Crédito fiscal - Impuesto General a las Ventas, corto plazo -

Al 31 de diciembre de 2025, corresponde al Impuesto General a las Ventas de operaciones por US\$ 81.438 miles (equivalentes a S/274.282 miles), Impuesto General a las Ventas del PMRT por un monto de US\$142,715 (equivalentes a S/ 467,328 miles).

Al 31 de diciembre de 2024, corresponde al Impuesto General a las Ventas de operaciones por US\$61,601 miles (equivalentes a S/232,235 miles), Impuesto General a las Ventas del PMRT por un monto de US\$117,975 (equivalentes a S/444,766 miles) y crédito fiscal por impuesto selectivo al consumo por US\$13,918 miles (equivalentes a S/52,472 miles).

De enero a setiembre 2025, la SUNAT realizó devoluciones de crédito fiscal del IGV por US\$44,151 miles (equivalentes a S/160,746 miles), y de enero a diciembre de 2024, la SUNAT realizó devoluciones de crédito fiscal del IGV por US\$73,252 miles (equivalentes a S/275,762 miles), las mismas que fueron solicitadas por la Compañía por el concepto de devolución del saldo a favor del exportador.

(b) Crédito fiscal - Impuesto a la Renta, corto plazo -

Al 31 de diciembre de 2025, corresponde a los pagos a cuenta acumulados de Impuesto a la renta por US\$ 2.426 miles (equivalente a S/8.169 miles), los cuales se estima serán recuperados en el corto plazo mediante el impuesto a la renta a pagar generado por las operaciones futuras.

Al 31 de diciembre de 2024, corresponde a los pagos a cuenta acumulados de Impuesto a la renta por US\$41,808 miles (equivalente a S/157,616 miles), los cuales se estima serán recuperados en el corto plazo mediante el impuesto a la renta a pagar generado por las operaciones futuras.

(c) Crédito fiscal - Impuesto General a las Ventas, largo plazo -

Al 31 de diciembre de 2025, corresponde al saldo a favor del IGV pagado por la adquisición de bienes y servicios relacionados principalmente con la NRT que asciende a US\$ 419.252 miles (equivalentes a S/1,412,052 miles) y el IGV por operaciones que asciende a US\$ 1,241,290 miles (equivalentes a S/ 4,180,664 miles).

Al 31 de diciembre de 2024, corresponde al saldo a favor del IGV pagado por la adquisición de bienes y servicios relacionados principalmente con la NRT que asciende a US\$367,589 miles (equivalentes a S/1,385,812 miles) y el IGV por operaciones que asciende a US\$692,797 miles (equivalentes a S/2,611,843 miles).

Este saldo a favor de crédito fiscal no tiene plazo de expiración. La Compañía espera recuperar este crédito fiscal mediante sus operaciones en el largo plazo.

(d) Reclamos a la Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria (SUNAT) -

Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, este rubro comprende únicamente al Expediente N°17806-2012, el cual corresponde principalmente a reclamos relacionados a acotaciones por el producto Turbo A-1 (combustible destinado exclusivamente a la actividad aeronáutica) surgidos por el Decreto Supremo N°186-2-002-EF, que estableció la inafectación del ISC a las ventas de Turbo A-1 destinadas a las actividades aeronáuticas en general. Al respecto, la Compañía considera ilegal restringirlas a aquellas ventas realizadas por entidades con fines de lucro, ya que finalmente fueron destinadas a empresas de aviación en virtud de contratos particulares.

De acuerdo con la opinión de los asesores legales de la Compañía, las ventas de Turbo A - 1 fueron realizadas conforme a ley, por lo que el 4 de febrero de 2022, la Gerencia interpuso una Demanda Contencioso-Administrativa contra la Resolución N°09743-4-2021, demanda que se tramita ante el 22° Juzgado Contencioso Administrativo Sub Especialidad Tributaria (Expediente N°0744-2022-0-1801-JR-CA-22).

En noviembre de 2012, la Compañía pagó el importe de US\$8,651 miles (equivalente a S/29,197 miles), en atención a diversas Resoluciones de Determinación y Multa emitidas por supuestas omisiones del pago de ISC e IGV correspondientes a las ventas de Turbo A - 1 del año 2007. Estas Resoluciones fueron reclamadas por PETROPERU (Expediente N° 17806-2012), habiendo la Cuarta Sala del Tribunal Fiscal, como última instancia administrativa, emitido la Resolución N° 09743-4-2021 de fecha 5 de noviembre de 2021, mediante la cual confirma la Resolución de Intendencia N°0150140010514, en cuanto al reparo por ventas de combustibles Turbo A-1 no destinados a empresas de aviación.

El 04 de febrero del 2022, conforme a nuestro derecho y estando a que en nuestra opinión y la de los asesores legales de la Compañía nuestras ventas de Turbo A-1 fueron hechas conforme a ley, hemos interpuesto una Demanda Contencioso-Administrativa, contra la Resolución N° 09743-4-2021. Con fecha 24 de diciembre de 2025, el 22° Juzgado Contencioso Administrativo Sub Especialidad Tributaria declaró infundada la demanda interpuesta por PETROPERI (Expediente N° 0744-2022-0-1801-JR-CA-22).

Al 31 de diciembre, la Gerencia Legal se encuentra analizando el recurso impugnatorio correspondiente.

(f) Pérdida por incobrables de otras cuentas por cobrar -

Esta pérdida está relacionada principalmente a reclamos en curso realizados a las municipalidades por concepto de impuestos prediales y arbitrios, cuya probabilidad de recuperación es baja.

Respecto a las otras partidas de las otras cuentas por cobrar, la Compañía considera que el riesgo crediticio de las contrapartes es bajo, por lo que no ha registrado pérdida esperada por estas cuentas al estimarse como no significativa.

El movimiento anual de la pérdida por incobrables es el siguiente:

	2025	2024
	US\$000	US\$000
Saldo inicial	33,649	33,874
Diferencia de cambio	1,704	(225)
Saldo final	<u>35,353</u>	<u>33,649</u>

9 INVENTARIOS

Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, este rubro comprende:

	2025	2024
	US\$000	US\$000
Petróleo crudo	168,369	220,572
Productos refinados:		
- En proceso	170,204	158,842
- Terminados	122,766	208,406
- Productos refinados adquiridos	20,520	69,739
Inventarios en tránsito	81,631	96,710
Suministros	103,407	89,112
Reclasificación a propiedad, planta y equipo (*)	<u>(103,837)</u>	<u>(116,174)</u>
	563,060	727,207

Menos - Provisión para desvalorización de suministros	<u>(4,007)</u>	<u>(4,024)</u>
	<u>559,053</u>	<u>723,183</u>

Al 31 de diciembre de 2025, el precio del crudo tuvo una tendencia a la baja, cerrando su cotización en US\$ 57.42 por barril (US\$ 71.72 por barril al 31 de diciembre de 2024). El precio promedio durante el mes de diciembre de 2025 fue de US\$ 57.94 por barril (US\$ 69.78 por barril al 31 de diciembre 2024).

(*) Corresponde a la reclasificación de la cantidad mínima de petróleo crudo que necesita el ONP para que pueda operar por un importe de US\$ 103,837 miles.

El movimiento anual de la provisión para desvalorización de suministros se explica como sigue:

	<u>2025</u> <u>US\$000</u>	<u>2024</u> <u>US\$000</u>
Saldo inicial	4,024	4,042
Desvalorización de suministros	199	198
Recuperación	<u>(216)</u>	<u>(216)</u>
Saldo final	<u>4,007</u>	<u>4,024</u>

Esta provisión se ha reconocido como resultado de analizar el valor neto de realización de los inventarios, tomando en cuenta la expectativa de flujo neto que se obtendrá de su consumo, teniendo en cuenta además su condición física. Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, la Compañía considera que el importe provisionado refleja el riesgo de desvalorización de todos sus inventarios tanto por obsolescencia física como por la comparación con su valor neto de realización.

10 PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

El movimiento de este rubro al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, es el siguiente:

	Terrenos US\$000	Edificios y otras Construcciones US\$000	Maquinaria y Equipos US\$000	Unidad de transporte US\$000	Muebles y enseres US\$000	Equipos diversos y de cómputo US\$000	Repuestos US\$000	Equipos fuera de uso US\$000	Obras en curso US\$000	Inversiones adicionales US\$000	Total US\$000
Costo	218,192	1,450,679	6,167,157	47,975	8,362	447,031	37,826	12,098	259,509	10,786	8,659,615
Depreciación acumulada	-	(170,709)	(882,403)	(26,893)	(6,678)	(82,965)	(231)	(12,098)	-	-	(1,181,977)
Deterioro acumulado	-	-	(406,630)	-	-	-	-	-	(24,669)	-	(431,299)
Al 31 de diciembre de 2024	218,192	1,279,970	4,878,124	21,082	1,684	364,066	37,595	-	234,840	10,786	7,046,339
Año 2025											
Saldo inicial del costo neto en libros	218,192	1,279,970	4,878,124	21,082	1,684	364,066	37,595	-	234,840	10,786	7,046,339
Ajuste	-	18	(52)	35	-	8	-	-	260	(269)	-
Adiciones	-	280	13,645	23	1	481	3	-	90,090	15,874	120,396
Transferencias (Capitalizaciones)	1,404	13,351	73,284	2,544	112	11,426	756	-	(102,877)	(13,339)	(13,339)
Retiros (Disposición final)	(0)	-	(2,502)	(757)	(2)	(2)	-	(1,314)	-	-	(4,576)
Retiro de equipos fuera de uso	-	-	(2,057)	(1,064)	(26)	(34)	-	3,181	-	-	(0)
Reclasificación a Inventario	-	-	10,661	-	-	-	-	-	-	-	10,661
Reclasificación de Inventario	-	-	-	-	-	-	(22,998)	-	-	-	(22,998)
Reclasificaciones Costo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3,455)	(3,455)
Depreciación del año	-	(17,071)	(135,767)	(1,029)	(537)	(13,838)	(282)	-	-	-	(168,526)
Depreciación Años Anteriores	-	(6)	(156)	(503)	(2)	(11)	-	-	-	-	(678)
Depreciación de retiros	-	-	2,223	754	2	2	-	1,314	-	-	4,294
Transferencias de depreciación	-	-	1,509	1,052	26	33	-	(3,181)	-	-	(560)
Ajustes	380	1,047	4,221	-	-	1,734	-	-	(4,216)	-	3,166
Al 31 de diciembre de 2025	219,975	1,277,589	4,843,132	22,137	1,257	363,864	15,073	-	218,097	9,597	6,970,723
Costo	219,975	1,465,357	6,264,408	48,721	8,447	460,636	15,586	13,966	242,766	9,597	8,749,460
Depreciación acumulada	-	(187,768)	(1,014,646)	(26,584)	(7,189)	(96,772)	(513)	(13,966)	-	-	(1,347,438)
Deterioro acumulado	-	-	(406,630)	-	-	-	-	-	(24,669)	-	(431,299)
Al 31 de diciembre de 2025	219,975	1,277,589	4,843,132	22,137	1,257	363,864	15,073	-	218,097	9,597	6,970,723

Propiedad, planta y equipo de lotes petroleros -

Las partidas de propiedad, planta y equipo incorporan activos adquiridos por la Compañía relacionados con lotes petroleros, en este caso referidos únicamente al Lote Z-69, los cuales se detallan a continuación:

	Terrenos	Edificios y otras construcciones	Maquinaria y Equipo	Unidades de Transporte	Muebles y Enseres	Equipos Diversos	Total
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Al 31 de diciembre de 2024							
Costo acumulado	6,795	419	115,317	664	332	239	123,766
Depreciación acumulada	-	(419)	(82,974)	(664)	(332)	(239)	(84,628)
Costo neto	6,795	-	32,342	-	-	-	39,137
Al 31 de diciembre de 2025							
Costo acumulado	6,795	419	115,317	664	332	239	123,766
Depreciación acumulada	-	(419)	(88,335)	(664)	(332)	(239)	(89,989)
Costo neto	6,795	-	26,982	-	-	-	33,776

(*) El 15 de noviembre de 2023, se suscribió el Contrato de Licencia del Lote Z-69 por un plazo de 2 años o hasta la fecha efectiva de un nuevo contrato. Como consecuencia de dicho contrato, el terreno que se mantenía arrendado a SAVIA hasta el 14 de noviembre de 2023 y que se presentaba en el rubro de Propiedades de inversión, se transfirió a partir del 15 de noviembre 2023 al rubro de Propiedad, planta y equipo Z-69.

(i) Principales proyectos -

a) Nueva Refinería Talara, antes Proyecto de Modernización de la Refinería de Talara - PMRT -

Tiene como objetivo el desarrollo tecnológico que involucra la construcción de nuevas instalaciones industriales, la modernización y la ampliación de las existentes para lograr lo siguiente:

- i) La producción de Diesel y de Gasolinas con menos de 50 partes por millón (ppm) de azufre.
- ii) El incremento de la capacidad de producción de la refinería de 65 a 95 mil barriles por día (bpd).
- iii) El procesamiento de crudos pesados y más económicos para la producción de combustibles livianos de mayor valor comercial.

A continuación, se detalla el estado del proyecto al 31 de diciembre de 2025 especificando los avances físicos de los activos y los avances económicos por costos incurridos:

- **Avance Integral -**

- Avance Físico Integral del PMRT: 99.97% Real versus 100% Programado

Con Informe Técnico N°GCOP-3276-2025 del 27 de octubre de 2025, Gerencia Corporativa Operaciones aprueba la Redistribución de Partidas que conforman el Monto de Inversión del PMRT, sin alterar el monto aprobado mediante A.D. 095-2023-PP del 11 de agosto de 2025.

La composición del costo presupuestado (avance económico) del proyecto, comparado con los desembolsos incurridos al 31 de diciembre de 2025, se detalla a continuación:

	<u>31 de diciembre de 2025</u>		<u>Presupuesto total</u>	
	<u>Desembolsos</u>	<u>Porcentaje</u>	<u>Planificado</u>	<u>Porcentaje</u>
	<u>US\$000</u>	<u>de avance</u>	<u>US\$000</u>	<u>total</u>
		<u>%</u>		<u>%</u>
Técnicas Reunidas (TR) -				
Unidades de proceso	3,440,858	99.31	3,464,899	53.06
Consorcio Cobra SCL -				
Unidades auxiliares	933,337	97.96	952,745	14.59
Obras complementarias	409,719	96.87	422,971	6.48
Otros -				
Supervisión	405,146	98.89	409,702	6.27
Gestión	270,685	93.92	288,205	4.41
Intereses por financiamiento	988,730	99.69	991,793	15.19
	<u>6,448,475</u>		<u>6,530,315</u>	<u>100.00</u>

- **Avance EPC Unidades de Proceso - Contrato con Técnicas Reunidas (TR) -**

Al 31 de diciembre de 2025, el avance físico integral en el Contrato EPC con TR es de 100% versus un 100% Programado (un avance real de 100% versus un avance programado de 100%, al 31 de diciembre de 2024).

Al 31 de diciembre de 2025 el monto ejecutado acumulado es de US\$3,490.51 millones

- **Avance EPC Unidades Auxiliares y Trabajos Complementarios - Contrato con Consorcio Cobra SCL UA&TC -**

Al 31 de diciembre de 2025, el avance físico integral en la ejecución del Contrato EPC con el Consorcio Cobra SCL UA&TC es de 100% versus un 100% que tenía programado (un avance real de 100% versus un avance programado de 100%, al 31 de diciembre de 2024).

Al 31 de diciembre de 2025 el monto ejecutado acumulado es de US\$1,065.35 millones

- Estructura financiera de la NRT -

Al 31 de diciembre de 2025, el financiamiento de la NRT proviene de las siguientes fuentes:

- Aporte de capital: US\$325 millones.
- Recursos propios: US\$1,750 millones.
- Emisión de bonos (15 y 30 años): US\$2,000 millones.
- Financiamiento garantizado por la Compañía de Seguros de Crédito a la Exportación (CESCE): US\$1,300 millones.
- Reapertura de Bonos (30 años): US\$1,155.3 millones (incluye prima de emisión por US\$155.3 millones).

b) Proyecto de Instalación y Operación del Nuevo Terminal Ilo -

Este proyecto consiste en la construcción, instalación y puesta en marcha de un nuevo Terminal de Abastecimiento en Ilo, de capacidad de almacenamiento: 227 MB para la recepción, almacenamiento y despacho de combustibles (Diesel, Gas. Premium y Gas. Regular), a fin de atender la demanda en la zona sur del país. A diciembre 2024, la inversión acumulada ascendió a US\$33,790 miles que corresponde al 74.20% del presupuesto de inversión; sin embargo, la Gerencia de la Compañía decidió su discontinuación por lo cual se reconoció una pérdida por deterioro del valor de los activos por US\$21,534 miles. Asimismo, al 31 de diciembre 2025, la Gerencia está evaluando la disposición final de los activos no deteriorados por MUS\$ 12,256 mediante su puesta en valor en otras operaciones de la empresa.

c) Proyecto Planta de Abastecimiento en Ninacaca -

Este proyecto corresponde a la construcción, instalación y puesta en marcha de una nueva Planta de Abastecimiento de combustible ubicada en el distrito de Ninacaca, provincia de Pasco, para atender la demanda de combustibles líquidos en la zona centro del país. Al 31 de diciembre de 2024, la inversión de este proyecto ascendió a US\$6,144 miles que corresponde al 99.95% del presupuesto de inversión; sin embargo, la Gerencia de la Compañía decidió su discontinuación por lo cual se reconoció una pérdida por deterioro del valor de los activos por US\$3,135 miles. Asimismo, al 31 de diciembre 2025, la Gerencia está evaluando la disposición final de los activos no deteriorados por US\$3,009 mediante su puesta en valor en otras operaciones de la empresa.

d) Planta de Ventas Puerto Maldonado (1ra etapa) -

Este proyecto corresponde a la construcción, instalación y puesta en marcha de una nueva Planta de Abastecimiento de combustibles en Puerto Maldonado, capacidad de almacenamiento: 50 MB (DB5-S50: 38 MB y G Regular: 12 MB), para atender la demanda de combustibles líquidos a la zona de influencia; cuyo monto de inversión es de 17,294 mil USD.

Al 31 de diciembre de 2025, el proyecto se encuentra en revisión por parte de las áreas pertinentes y del Directorio de PETROPERÚ en el marco de su reevaluación integral. El Proyecto tiene un avance físico del 59.7%.

(i) Seguros -

Los activos y las operaciones de la Compañía están asegurados por una póliza de seguro integral que cubre lo siguiente:

- a) Póliza de propiedad y lucro cesante por un monto asegurado de US\$ 600,000 miles con valor declarado de US\$ 9,505,027 miles; vigente hasta el 22 de diciembre de 2026.
- b) Póliza de sabotaje y terrorismo por un monto asegurado de US\$ 200,000 miles con valor declarado de activos de US\$ 7,764,374 miles; Vigente hasta el 26 de agosto de 2026.
- c) Póliza de responsabilidad civil general comprensiva por un monto asegurado de US\$ 100,000 miles; vigente hasta el 25 de mayo de 2026.
- d) Póliza de responsabilidad civil de aviación por un monto asegurado de US\$ 500,000 miles, vigente hasta el 24 de febrero de 2027.

Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, la Gerencia considera que la póliza de seguro integral descrita anteriormente cubre apropiadamente el riesgo de pérdida estimado de sus activos.

(ii) Depreciación -

Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024 el cargo a resultados por la depreciación del año de propiedad, planta y equipo se distribuye así:

	<u>2025</u>	<u>2024</u>
	<u>US\$000</u>	<u>US\$000</u>
Costo de ventas (Nota 22) (*)	159,600	209,105
Gastos de venta y distribución (Nota 23)	3,940	10,790
Gastos de administración (Nota 24)	5,674	6,983
	<u>169,214</u>	<u>226,878</u>

(iii) Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, la Compañía no ha otorgado ningún elemento de su activo fijo en garantía de préstamos.

(iv) El costo bruto de los activos totalmente depreciados en uso al 31 de diciembre de 2025 asciende a US\$ 210,883 miles equivalente a S/ 709,165 miles (US\$ 202,678 miles, equivalente a S/ 680,122 miles en el año 2024).

(v) Principales adiciones relacionadas a obras en curso -

Al 31 de diciembre de 2025, las adiciones de obras en curso por el PMRT corresponden al EPC, PMC, Servicios Auxiliares y Otros Servicios que asciende a US\$ 15,036 miles equivalente a S/ 51,765 miles (US\$ 122,018 miles equivalentes a S/ 460,3123 miles en el año 2024); y otras obras en curso a nivel corporativo que suman US\$ 78,651 miles equivalentes a S/ 279,836 miles (US\$ 69,238 miles equivalentes a S/260,271 miles en el año 2024).

11 ACTIVOS INTANGIBLES

Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, este rubro comprende:

	Software y licencias US\$000	Intangibles en curso (a) US\$000	Total US\$000
Saldos al 31 de diciembre de 2024			
Costo	95,047	63,800	158,847
Depreciación acumulada	(33,924)	-	(33,924)
Costo neto	<u>61,123</u>	<u>63,800</u>	<u>124,923</u>
Año 2025			
Saldo inicial del costo neto en libros	61,123	63,800	124,923
Adiciones	73	16,706	16,779
Transferencias	741	(741)	-
Amortización del año	(7,391)	-	(7,391)
Al 31 de diciembre de 2025	<u>54,546</u>	<u>79,765</u>	<u>134,311</u>
Costo	95,841.	79,765	175,606
Depreciación acumulada	(41,295)	-	(41,295)
Al 31 de diciembre de 2025	<u>54,546</u>	<u>79,765</u>	<u>134,311</u>

- a) Al 31 de diciembre de 2025, el importe de US\$ 134,311 miles (S/ 475,866 miles) corresponde al valor neto de intangibles, Software, licencias y el software Back-Up FCK (para proceso en el PMRT), además de los Proyectos Lote 64 y 192. Al 31 de diciembre de 2024 el importe neto de intangibles fue de US\$ 124,923 miles (S/ 442,606 miles).

12 ACTIVOS POR DERECHO DE USO Y PASIVOS POR ARRENDAMIENTO

- b) Este rubro comprende los siguientes importes reconocidos en el estado de situación financiera Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, este rubro comprende:

	2025 US\$000	2024 US\$000
Activos por derecho de uso	<u>29,567</u>	<u>58,884</u>
Pasivos por arrendamientos:		
Parte corriente	30,368	41,623
Parte no corriente	2,068	19,533
	<u>32,436</u>	<u>61,156</u>

El pasivo por arrendamiento incluye el valor presente neto de los pagos de los activos por derecho de uso asociados a alquileres de vivienda, embarcaciones, barcasas y bienes de tecnología de información.

Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, la Compañía no cuenta con arrendamientos que contengan contraprestaciones variables, ni arrendamientos con garantías de valor residual. Los arrendamientos menores a 12 meses y de bajo valor han sido reconocidos como gastos de acuerdo con la política indicada en la Nota 2.12.

- c) El movimiento al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024 de los activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento es el siguiente:

	2025	2024
	US\$000	US\$000
Activos por derecho de uso		
Costo:		
Saldo inicial	175,397	115,536
Adiciones por nuevos arrendamientos	10,722	59,861
Saldo final	186,119	175,397
Depreciación:		
Saldo inicial	(116,514)	(79,746)
Costo de operación	(12,574)	(9,272)
Depreciación del año	(27,424)	(25,293)
Ajustes por actualización de tasa incremental y otros	(40)	(2,202)
Costo neto	29,567	58,884
Pasivo por arrendamientos:		
Saldo inicial	61,156	36,459
Adiciones por nuevos arrendamientos	10,722	59,861
Pago de arrendamientos	(39,478)	(32,967)
Ajustes por actualización de tasa incremental y otros	(189)	(2,163)
Diferencia en cambio	225	(34)
Intereses devengados	5,281	5,333
Intereses pagados	(5,281)	(5,333)
Saldo final	32,436	61,156

- d) Al 31 de diciembre de 2025, las adiciones de activos por derecho de uso corresponden principalmente a la renovación de los contratos de arrendamiento de barcasas cuyo plazo vence en 2027 y un contrato de alquiler de UPS y AAP cuyo plazo vence el año 2028. Al 31 de diciembre de 2024, las adiciones de activos por derecho de uso corresponden principalmente a la renovación de los contratos de arrendamiento de barcasas cuyo plazo vence en 2026.
- e) El cargo a resultados por la depreciación del año de los activos por derecho de uso se distribuye entre los siguientes centros de costo:

	2025	2024
	US\$000	US\$000
Costo de ventas (Nota 22)	26,125	23,717
Gastos de venta y distribución (Nota 23)	149	162
Gastos de administración (Nota 24)	1,150	1,414
	27,424	25,293

13 OTROS PASIVOS FINANCIEROS

Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, este rubro comprende:

	2025	2024
	US\$000	US\$000
Pasivos corrientes		
Préstamos bancarios sin garantía (i)	212,298	1,641,185
Préstamo CESCE (iv)	144,444	144,444
Intereses devengados	11,613	14,634
	368,355	1,800,263
Pasivos no corrientes		
Bonos corporativos (iii)	3,106,982	3,111,848
Préstamo CESCE (iv)	560,838	698,547

Préstamos bancarios con garantía (ii)	1,118,041	-
	4,785,861	3,810,395
Total deuda financiera	5,154,216	5,610,658

(i) Préstamos bancarios sin garantía -

Corresponden a contratos suscritos por la Compañía con entidades financieras locales y del exterior, los cuales fueron utilizados como capital de trabajo. Dichos préstamos son de vencimiento corriente, están denominados en soles y dólares estadounidenses, y no cuentan con garantías específicas (ver acápite “a” en esta misma nota).

(ii) Préstamos bancarios con garantía –

Corresponden a préstamo en soles los cuales fueron utilizados como capital de trabajo. Dicho préstamo vence el 15.12.2028 y cuenta con garantía soberana conforme al Decreto de Urgencia N°010-2022, y sus modificatorias.

(iii) Bonos corporativos -

El 12 de junio de 2017, la Compañía emitió bonos en el mercado internacional por US\$2,000,000 miles bajo la regla 144ª y la Regulación S, que son excepciones (“Safe-harbors”) al marco regulatorio americano (US Securities Act - 1933 y US Securities Exchange Act -1934) que permiten a emisores extranjeros ofrecer, colocar y/o revender valores, sin necesidad de registrarlas ante la comisión de valores de entidades registrantes de valores en la bolsa de Nueva York (SEC). Los fondos recibidos se han destinado a la construcción de la NRT.

A continuación, un detalle de los bonos emitidos:

- 2032 Notes, importe principal por US\$1,000,000 miles con pago de cupones semestrales a una tasa fija de 4.750% anual, por un plazo de 15 años. Los cupones se pagan desde diciembre de 2017 y el pago del principal tendrá lugar en la fecha de vencimiento de los bonos. Los costos transaccionales ascendieron a US\$4,193 miles y al 31 de diciembre de 2025 el saldo asciende a US\$ 3,935 miles (US\$4,441 miles al 31 de diciembre de 2024).
- 2047 Notes, importe principal por US\$2,000,000 miles (US\$1,000,000 miles recibidos en la primera emisión de junio 2017 y US\$1,000,000 miles adicionales resultado de la reapertura de bonos en febrero de 2021), a una tasa fija de 5.625% anual, por un plazo de 30 años. Los cupones se pagan semestralmente desde diciembre de 2017 y el pago del principal tendrá lugar en la fecha de vencimiento de los bonos. Los costos transaccionales ascendieron a US\$9,558 miles y al 31 de diciembre de 2025 el saldo asciende a US\$8,309 miles (US\$8,504 miles al 31 de diciembre de 2024) y el monto excedente de la colocación sobre la par de los bonos al momento de la reapertura asciende a US\$135,889 miles y al 31 de diciembre de 2025 el saldo asciende a US\$119,227 miles (US\$124,793 miles al 31 de diciembre de 2024).

El contrato de los bonos emitidos no contempla la obligación de cumplir con compromisos financieros (covenants financieros); sin embargo, requiere que se suministre información financiera a los bonistas.

Los bonos emitidos no cuentan con garantías específicas contractuales; no obstante, la Ley N°30130 aprueba el otorgamiento de garantías del Gobierno Nacional hasta por US\$1,000 millones (Nota 1-a).

(iv) Préstamo CESCE -

El 31 de enero de 2018, se suscribió un contrato de préstamo sindicado, siendo el agente administrativo Deutsche Bank SAE, por US\$1,300,000 miles. La totalidad de los desembolsos relacionadas al préstamo fueron recibidos entre 2018 y 2021, los cuales fueron destinados a reembolsar a las distintas

fuentes de financiamiento utilizadas para el pago de facturas por la construcción de la NRT, correspondientes al EPC con Técnicas Reunidas.

Los costos transaccionales ascendieron a US\$72,478 miles y al 31 de diciembre de 2025 el saldo asciende a US\$16,940 miles (US\$23,675 miles al 31 de diciembre de 2024). Los intereses y el principal se amortizan de manera semestral, a partir de mayo de 2019 y junio de 2022, respectivamente. Este préstamo tiene vencimiento en 2030, sobre la base de una tasa de interés fija de 3.285%. Durante 2025 y 2024, la Compañía ha reconocido gastos por intereses y costos transaccionales devengados por US\$34,387 miles y US\$39,637 miles, respectivamente (ver acápite "c" en esta misma nota).

El préstamo en referencia se encuentra garantizado en un 99% por la Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación (CESCE), por lo que la Compañía paga una comisión como contraprestación. Este préstamo no cuenta con garantías específicas contractuales por parte de la Compañía ni del Estado Peruano.

Como parte del contrato suscrito la Compañía se encuentra obligada al cumplimiento de ciertos compromisos (covenants), dichos compromisos son los siguientes:
Covenants financieros:

- Ratio de endeudamiento.
- Cobertura de servicio de deuda.
- Financiamiento directo para inversión en el PMRT.

A partir de setiembre de 2024, el ratio financiero de endeudamiento se fijó en 4.00. Al 31 de diciembre de 2024, este ratio fue de 2.35 y a diciembre 2025 de 3.26

Covenants no financieros:

- Preservar y mantener las operaciones del negocio.
- Presentar los estados financieros auditados de la Compañía dentro de los 150 días posteriores al cierre de cada año fiscal.
- Utilizar el préstamo para pagar la adquisición de bienes y servicios, incluyendo los pagos del contrato EPC.
- Otorgar al préstamo el rango de pari passu (igualdad de condiciones) en la prioridad de pago con todos sus acreedores.
- Cumplir con los procedimientos establecidos con el propósito de prevenir que la Compañía sea utilizada en actividades de lavado de dinero, financiamiento de actividades terroristas, fraude u otros propósitos o prácticas corruptas o ilegales.

En opinión de la Gerencia, al 31 de diciembre de 2025, la Compañía ha cumplido con los covenants establecidos.

a) Términos y calendario de reembolso de la deuda -

Los términos y condiciones de los préstamos pendientes son como sigue:

	Moneda Original	Vencimiento	Al 31 de diciembre de 2025		Al 31 de diciembre de 2024	
			Valor nominal	Importe en libros	Valor nominal	Importe en libros
			US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Préstamos bancarios sin garantía	S/	2025	-	-	1,107,685	1,107,685
Préstamos bancarios sin garantía	US\$	2025	-	-	533,500	533,500
Préstamos bancarios sin garantía	S/	2026	1,218,941	1,218,941	-	-
Préstamos bancarios sin garantía	US\$	2026	111,399	111,399	-	-
Préstamos CESCE	US\$	2030	722,222	705,282	866,667	842,991
Bonos Corporativos	US\$	2032	1,000,000	996,065	1,000,000	995,559
Bonos Corporativos	US\$	2047	2,000,000	2,110,917	2,000,000	2,116,289
Intereses devengados			-	11,612	-	14,634
			<u>5,052,562</u>	<u>5,154,216</u>	<u>5,507,852</u>	<u>5,610,658</u>

El importe en libros corresponde al costo amortizado de los otros pasivos financieros descontados a la tasa efectiva.

b) Clasificación de los préstamos por tipo de uso (*) -

La Compañía destinó o destinará los fondos obtenidos por financiamiento, según el siguiente detalle:

	2025 US\$000	2024 US\$000
Capital de trabajo	1,330,339	1,641,185
NRT	3,812,264	3,954,839
	<u>5,142,603</u>	<u>5,596,024</u>

(*) No incluye intereses devengados por pagar.

Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, la Compañía mantuvo préstamos específicos destinados a la NRT y sus tasas de interés efectiva fueron las tasas de capitalización de intereses utilizadas.

c) Movimiento de las obligaciones financieras -

El movimiento de la deuda por obligaciones financieras ha sido el siguiente:

	Préstamos bancarios sin garantía US\$000	Bonos corporativos US\$000	Préstamo CESCE US\$000	Total US\$000
Saldo al 1 de enero de 2024	1,046,070	3,122,700	979,348	5,148,118
Nuevos préstamos	2,250,277	-	-	2,250,277
Pagos del principal	(1,644,569)	-	(144,444)	(1,789,013)
Interés y costo transaccional devengado	105,714	155,600	39,637	300,951
Interés pagado (*)	(106,948)	(160,000)	(32,727)	(299,675)
Saldo al 31 de diciembre 2024	<u>1,650,544</u>	<u>3,118,300</u>	<u>841,814</u>	<u>5,610,658</u>
Saldo al 1 de enero de 2025	1,650,544	3,118,300	841,814	5,610,658
Nuevos préstamos	962,931	-	-	962,931
Pagos del principal	(1,383,705)	-	(144,444)	(1,528,149)
Interés y costo transaccional devengado	115,791	155,135	34,387	305,313
Interés pagado (*)	(121,181)	(160,000)	(27,653)	(308,834)
Diferencia de cambio	112,298	(17,467)	17,466	112,297
Saldo al 31 de diciembre de 2025	<u>1,336,678</u>	<u>3,095,968</u>	<u>721,570</u>	<u>5,154,216</u>

14 CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES

Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, este rubro comprende:

	2025 US\$000	2024 US\$000
Proveedores del exterior de crudo y productos refinados	487,537	899,442
Proveedores nacionales de crudo y productos refinados	175,311	78,236
Proveedores de bienes y servicios	378,523	265,171
Empresas navieras y operadoras de terminales y plantas de venta	46,176	39,193
	<u>1,087,547</u>	<u>1,282,042</u>

Al 31 de diciembre de 2025, los principales proveedores nacionales de crudo y productos son: UNNA Energía S.A., cuyo saldo asciende a US\$ 66,127 miles equivalente a S/ 226,950 miles (US\$ 19,375 miles equivalente a S/ 72,676 al 31 de diciembre de 2024), Upland Oil and Gas Llc Sucursal del Perú, cuyo saldo asciende a US\$ 45,443 miles equivalente a S/ 160,666 miles (US\$ 0 miles equivalente a S/ 0 al 31 de diciembre de 2024) y Petrotal Perú S.R.L., cuyo saldo asciende a US\$ 21,368 miles equivalente a S/ 80,233 miles (US\$ 32,250 miles equivalente a S/ 120,931 al 31 de diciembre de 2024). Los principales proveedores del exterior de crudo y productos son: Trafigura Pte Ltd., al que se le adeuda US\$ 179,829 miles equivalente a S/ 605,662 miles (US\$ 145,498 miles equivalente a S/ 546,701 miles al 31 de diciembre de 2024), Shell Western Supply and Trading, al que se le adeuda US\$ 139,656 miles equivalente a S/ 521,739 miles (US\$ 236,177 miles equivalente a S/ 886,790 miles al 31 de diciembre de 2024) y Chevron Products Company, al que se le adeuda US\$ 58,961 miles equivalente a S/ 217,545 miles (US\$ 144 miles equivalente a S/ 546 miles al 31 de diciembre de 2024) .

Al 31 de diciembre de 2025, los principales proveedores de servicios son: Consorcio Cobra SCL UA&TC, cuyo saldo asciende US\$ 41,520 miles equivalente a S/ 155,589 miles (US\$ 39,781 miles equivalente a S/ 148,714 miles al 31 de diciembre de 2024), Técnicas Reunidas de Talara S.A.C., cuyo saldo asciende a US\$ 32,969 miles equivalente a S/ 119,637 miles (US\$ 26,259 miles equivalente a S/ 97,426 miles al 31 de diciembre de 2024), OIG Perú S.A.C., cuyo saldo asciende a US\$ 21,710 miles equivalente a S/ 73,120 miles (US\$ 44,086 miles equivalente a S/ 165,769 miles al 31 de diciembre de 2024) y Rimac Seguros y Reaseguros, cuyo saldo asciende a US\$ 17,933 miles equivalente a S/ 60,712 miles (US\$ 29,095 miles equivalente a S/ 109,143 miles al 31 de diciembre de 2024).

Esta cuenta refleja las obligaciones de la Compañía relacionadas con la adquisición de petróleo crudo y de productos refinados con los servicios de transporte de operación de plantas y con la adquisición de suministros y repuestos. Las facturas se emiten en dólares estadounidenses, son de vencimiento corriente, no generan intereses y la Compañía no ha otorgado garantías específicas.

15 CUENTAS POR PAGAR A ENTIDAD RELACIONADA

Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, este rubro comprende:

	2025	2024
	US\$000	US\$000
Préstamo e intereses (a)	179,134	168,356
Documentos cancelatorios e intereses (b)	180,472	152,483
Ejecución cartas de crédito	912,121	-
	<u>1,271,727</u>	<u>320,839</u>
Por su vencimiento:		
Corto plazo	912,121	-
Largo plazo	359,606	320,839
	<u>1,271,727</u>	<u>320,839</u>

A continuación, se presenta el movimiento anual del rubro:

	DU N°010-2022		DU N°004-2024	DU N°013-2024	Ejecución cartas de crédito (e)	Total
	Préstamo (a)	Documentos cancelatorios (b)	Préstamo (c)	Préstamo (d)		
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Saldos al 1 de enero de 2024	812,242	146,407	-	-	-	958,649
Nuevos préstamos	-	-	798,648	168,158	-	966,806
Pagos del principal	(738,531)	-	(787,384)	-	-	(1,525,915)
Interés devengado	28,484	8,421	17,074	198	-	54,177
Interés pagado	(90,954)	-	(17,074)	-	-	(108,028)
Diferencia en cambio	(11,241)	(2,345)	(11,264)	-	-	(24,850)
Saldos al 31 de diciembre de 2024	-	152,483	-	168,356	-	320,839
Nuevos préstamos	-	-	-	-	898,589	898,589
Pagos del principal	-	-	-	-	-	-
Interés devengado	-	8,434	-	9,863	13,533	31,830
Interés pagado	-	-	-	-	-	-
Diferencia en cambio	-	19,555	-	914	-	20,469
Saldos al 31 de diciembre de 2025	-	180,472	-	179,133	912,122	1,271,727

- (a) Mediante el Decreto de Urgencia N°010-2022 (D.U. N°010-2022), emitido el 12 de mayo de 2022, se establecieron medidas extraordinarias en materia económica y financiera destinadas al aseguramiento del mercado local de combustibles, por lo que se dispuso el apoyo financiero transitorio que otorgó el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) a través de la Dirección General del Tesoro Público mediante un préstamo a la Compañía por un monto de S/2,785,000 miles (equivalente a US\$750,000 miles), destinado a atender obligaciones de corto plazo durante 2022. Mediante el D.U. N°013-2024, emitido el 13 de setiembre de 2024, se aprobó su capitalización, más los intereses generados a la fecha de entrada en vigor de dicho decreto (14 de setiembre de 2024) (Nota 19).
- (b) Emisión de Documentos Cancelatorios - Tesoro Público a favor de la Compañía, en aplicación del D.U. N°010-2022, la Compañía solicitó a la Dirección General del Tesoro Público (DGTP) del MEF, la emisión de Documentos Cancelatorios a favor de la Compañía, hasta por la suma de S/500,000 miles, para ser destinados al pago de derechos arancelarios e impuestos asociados a las compras de crudo y productos combustibles, así como otros impuestos por operaciones de comercialización de combustibles. Los referidos Documentos Cancelatorios fueron emitidos, en forma mensual, durante el año 2022, a solicitud de la Compañía. Al 31 de diciembre de 2022, la Compañía recibió Documentos Cancelatorios por S/595,865 miles (equivalente a US\$157,295 miles) y amortizó S/95,868 miles (equivalente a US\$24,721 miles), devenga interés a tasas entre 5% a 6.75%. Con el referido D.U. N°013-2024 se extiende el plazo de pago hasta el 31 de julio de 2025 y con la Ley 32185 Ley de presupuesto del sector público para el año fiscal 2025, se amplió hasta el 31 de diciembre de 2028 su reembolso.
- (c) Mediante el D.U. N°004-2024, emitido el 27 de febrero de 2024, se aprobó la Operación de Endeudamiento de Corto Plazo, bajo la modalidad de otorgamiento de Garantía del Gobierno Nacional, hasta por un monto en soles equivalente a US\$800,000 miles, para un préstamo a ser otorgado por el Banco de la Nación para capital de trabajo que garantice la continuidad del abastecimiento de combustible y el desarrollo de las actividades económicas de la Compañía a nivel nacional. A setiembre 2024, se desembolsaron S/2,969,224 miles (equivalente a US\$798,648 miles). De igual forma que el punto a, mediante el D.U. N°013-2024, se aprobó su capitalización precedida de una inicial asunción de la deuda por parte del MEF, por un valor que incluye los intereses generados a la fecha de entrada en vigor de dicho decreto.

- (d) Asimismo, mediante el mencionado D.U. N°013-2024, también se aprobó la asunción, por parte del Ministerio de Economía y Finanzas, a través de la Dirección General del Tesoro Público, del pago de los vencimientos que ocurran en el segundo semestre de 2024, de las deudas a cargo de la Compañía, correspondientes a las operaciones de endeudamiento externo sin garantía del Gobierno Nacional, bajo la modalidad de emisión de bonos, efectuadas en el marco de las autorizaciones previstas en las Resoluciones Ministeriales N°170-2017-EF/52 y N°023-2021-EF/52, y bajo la modalidad del préstamo con garantía CESCE, contratado en el marco de la autorización prevista en la Resolución Ministerial N°017-2018-EF/52, las cuales se destinaron a financiar parcialmente la construcción de la NRT. En este marco, el 22 de noviembre de 2024, se firmó el convenio de asunción de obligaciones de PETROPERÚ, con la Dirección General de Tesoro Público para amortizar esta deuda entre los años 2029 a 2032.
- (e) Ejecución de cartas de crédito con garantía del Estado, a diciembre 2025 por US\$ 912,122 miles (US\$ 898,589 miles de principal y US\$ 13,533 de interés), en el marco del Contrato de Línea de Crédito para operaciones de comercio exterior con garantía soberana suscrito entre PETROPERÚ S.A., el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) y el Banco de la Nación, por el que el MEF ha honrado las cartas de crédito emitidas y ejecutadas por el por el Banco de la Nación, ante el incumplimiento de pago por parte de la Compañía.

(f) Propietarios -

El Estado Peruano es propietario de las acciones de capital de la Compañía y está representado por cada miembro de la Junta General de Accionistas. Según el vigésimo tercer artículo del estatuto de la Compañía, la Junta General de Accionistas se compone de cinco miembros en representación de las acciones de clase "A" y "B" de propiedad del Estado Peruano: el MEM, quien lo presidirá y cuatro miembros en representación del Estado Peruano designado por Decreto Supremo (MEF, Viceministerio de Hidrocarburos del MEM, Viceministerio de Economía del MEF y Viceministerio de Hacienda del MEF). Las transacciones entre la Compañía, el Estado Peruano y el MEM corresponden a transacciones con los accionistas.

16 OTROS PASIVOS Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, este rubro comprende:

	2025 US\$000	2024 US\$000
Corriente		
Remuneraciones por pagar	42,734	25,752
Obligaciones por laudo arbitral (a)	25,000	26,623
Anticipos recibidos de clientes (b)	57,292	14,088
Tributos (c)	26,139	12,832
Depósitos en garantía (d)	15,281	11,103
Contraprestación por derecho de usufructo de activos (e)	2,500	2,500
Otros	12,179	6,551
	<u>181,125</u>	<u>99,449</u>
No corriente		
Contraprestación por derecho de usufructo de activos (e)	<u>40,368</u>	<u>42,708</u>
	<u>221,493</u>	<u>142,157</u>

- (a) Corresponde al contrato de arrendamiento suscrito con Savia, el cual culminó el 15 de noviembre de 2023. Al respecto, en noviembre de 2013, la Compañía firmó un contrato de arrendamiento de inmuebles del Lote Z- 2B con Savia Perú S.A. por un plazo de 10 años, que venció el 15 de noviembre de 2013; el cual continuó vigente al amparo del artículo 1700 del Código Civil del Perú

que estipula que, al término del plazo del contrato, si el arrendatario permanece en el uso del bien arrendado, no se entiende que hay renovación tácita, sino la continuación del arrendamiento, bajo sus mismas estipulaciones, hasta que el arrendador solicite su devolución, la cual puede darse en cualquier momento. Por este arrendamiento, Savia ha estado pagando a la Compañía US\$10,000 miles anuales hasta el año 2018.

En abril de 2018, Norex Energía S.A (ex Savia Perú S.A.) inició un arbitraje contra la Compañía, argumentando que no le corresponde el pago de la merced conductiva establecida en el contrato, considerando que hasta el año 2013 efectuó pagos por un importe equivalente al valor de los activos por un monto de US\$200,000 miles. La Compañía, el 12 de junio de 2019, presentó su contestación ante el Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Lima.

El 12 de julio de 2021, el Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Lima, emitió el laudo final estableciendo el monto del arrendamiento en US\$5,000 miles anuales con vigencia desde el año 2013, así como la devolución de arrendamientos cobrados a Savia en exceso desde esa fecha, según resolución del Laudo, por el cual el 28 de septiembre de 2021 la Compañía interpuso una demanda de anulación del laudo arbitral ante el Poder Judicial, debido a que, en opinión de la Gerencia, existen vicios en el proceso arbitral que son causales de nulidad. Asimismo, se solicitó la suspensión de la ejecución del laudo en mención, siendo admitida la demanda en 2022 por el Poder Judicial. Al 31 de diciembre de 2025 se encuentra pendiente la resolución del pedido de nulidad.

- (b) Este rubro comprende fondos recibidos en calidad de anticipos de clientes nacionales y del exterior por US\$57,292 miles (equivalentes a S/192,958 miles), para garantizar el suministro de combustible que se encuentra pendiente de despacho (US\$14,088 equivalentes a S/52,595 miles al 31 de diciembre de 2024).
- (c) Los tributos por pagar al 31 de diciembre 2025 incluyen principalmente el impuesto selectivo al consumo, impuesto al rodaje, FISE (Fondo Inclusión Social Energético), percepciones y alícuota Osinergmin por US\$43,471 miles, US\$18,757 miles, US\$1,660 miles, US\$1,453 miles y US\$914 miles, respectivamente. Los tributos por pagar al 31 de diciembre de 2024 incluyen principalmente el impuesto al rodaje, FISE (Fondo Inclusión Social Energético), percepciones y alícuota Osinergmin por US\$5,269 miles, US\$2,047 miles, US\$1,554 miles y US\$1,050 miles, respectivamente.
- (d) Corresponden a depósitos en garantía recibidos por terceros para transportar combustible, que cubren posibles ocurrencias de siniestros. En caso no hubiere siniestros, al final del contrato el monto de garantía es devuelto.
- (e) Corresponde a la contraprestación recibida de la empresa Matheson Global de acuerdo con el contrato de usufructo de las plantas de hidrógeno (PHP) y nitrógeno (NIS) de la NRT por 20 años. En virtud de dicho contrato, en febrero de 2023, la Compañía cobró por adelantado el importe de US\$50,000 miles y al 31 de diciembre 2025 el saldo asciende a US\$40,159 miles y al 31 de diciembre de 2024 el saldo asciende a US\$45,428 miles. El uso de las plantas indicadas será exclusivamente para prestar los servicios de operación de acuerdo con el contrato de suministro de hidrógeno y nitrógeno suscrito entre la empresa Matheson Global y la Compañía.

17 PROVISIONES

Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, este rubro comprende:

	2025	2024
	US\$000	US\$000
Corriente		
Provisión para mejoras del medio ambiente (a)	30,895	48,986
Provisiones para reclamos aduaneros (b)	16,627	14,854
Provisiones para reclamos civiles (c)	11,628	9,975
Provisiones para reclamos laborales (d)	2,463	2,806
Provisión para taponamiento de pozos (a)	572	511
Otras provisiones	1,383	752
	<u>63,568</u>	<u>77,884</u>
No corriente		
Provisión para mejoras del medio ambiente (a)	12,563	12,494
Otras provisiones	381	164
	<u>12,944</u>	<u>12,658</u>
	<u>76,512</u>	<u>90,542</u>

El movimiento anual de las provisiones es como sigue:

	Provisión para mejoras del medio ambiente US\$000	Provisión para reclamos Civiles US\$000	Provisión para reclamos laborales US\$000	Provisión para taponamiento de pozos US\$000	Provisión para reclamos aduaneros US\$000	Otras provisiones US\$000	Total US\$000
Saldos al 1 de enero de 2024	71,409	9,508	4,189	519	-	226	85,851
Provisiones del año	21,412	5,62	597	-	14,854	888	43,373
Pagos	(30,941)	(4,88	(1,66	-	-	(64)	(37,550)
Reversión de provisiones no usadas	-	(208)	(308)	-	-	(188)	(704)
Diferencia de cambio	(400)	(65)	(10)	(8)	-	54	(428)
Saldos al 31 de diciembre de 2024	61,480	9,975	2,806	511	14,854	916	90,542
Provisiones del año	7,760	9,642	1,341	-	-	-	18,743
Pagos	(24,044)	(2,306)	(1,589)	-	-	(15)	(27,954)
Reversión de provisiones no usadas	(3,785)	(6,292)	(225)	-	-	744	(9,558)
Diferencia de cambio	2,047	609	130	61	1,773	119	4,739
Saldos al 31 de diciembre de 2025	43,458	11,628	2,463	572	16,627	1,764	76,512

(a) Provisión para mejoras del medio ambiente y taponamiento de pozos -

El Estado Peruano promueve la conservación del ambiente y el uso racional de los recursos naturales en las actividades de hidrocarburos, en armonía con la Constitución Política del Perú; la Ley N°26221, Ley Orgánica que norma la actividad de Hidrocarburos en el Territorio Nacional; la Ley N°26821, Ley Orgánica para el Aprovechamiento Sostenible de los Recursos Naturales; la Ley Orgánica para el Aprovechamiento Sostenible de los Recursos Naturales; la Ley N°27446, Ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental; la Ley N°28245, Ley Marco del Sistema Nacional de Gestión Ambiental; la Ley N°28611, Ley General del Ambiente y la Ley N°29134, Ley que Regula los Pasivos Ambientales del Subsector Hidrocarburos, entre otras.

El MEM, mediante Decreto Supremo N°039-2014-EM publicado el 12 de noviembre de 2014, aprobó el nuevo Reglamento para la Protección Ambiental de las Actividades de Hidrocarburos, que establece las normas y disposiciones para regular en el territorio nacional la Gestión Ambiental de las Actividades de exploración, explotación, refinación, procesamiento, transporte, comercialización, almacenamiento y distribución de hidrocarburos, durante su ciclo de vida, con el fin de prevenir, controlar, mitigar, rehabilitar y remediar los impactos ambientales negativos de tales actividades.

Asimismo, en el marco del Decreto Legislativo N°674, Ley de Promoción de la Inversión Privada en las Empresas del Estado, la Compañía asumió compromisos contractuales de remediación ambiental de sus unidades que fueron privatizadas, garantizados por el Estado Peruano. Por lo que, de acuerdo con las normas legales, los contratos suscritos y sus políticas de gestión empresarial, 31 de diciembre de 2025 y al 31 de diciembre de 2024, la Compañía continúa ejecutando trabajos de remediación ambiental en las unidades operativas propias y en las unidades operativas privatizadas.

Unidades Operativas Privatizadas -

Desde 2017, no se han ejecutado trabajos de remediación ambiental significativos en las Unidades Operativas Privatizadas considerando el nuevo marco normativo; sin embargo, se realizan gestiones legales y administrativas en el marco de los Contratos de las Unidades Operativas Privatizadas.

En cumplimiento de estas disposiciones, la Compañía ha constituido provisiones para la subsanación de los impactos ambientales negativos generados en el tiempo que operó las unidades privatizadas. Al 31 de diciembre de 2025, el saldo de esta provisión por las unidades privatizadas asciende a US\$ 7,508 miles (US\$7,666 miles al 31 de diciembre de 2024).

Para el caso de las unidades privatizadas (Refinería La Pampilla, Planta de Lubricantes, Lote X, Lote 8, Terminales y Plantas de Ventas, Planta de Generación Eléctrica y Gas Natural), las provisiones realizadas se basaron en Estudios Ambientales, que merecieron opinión favorable de la Dirección General de Hidrocarburos - DGH o de la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos - DGAAE.

Unidades Operativas Propias -

De un total de 230 proyectos de sus Programas de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA) ejecutados y cumplidos por la Compañía desde el año 1995 para adecuar sus operaciones al primer Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos (Decreto Supremo N°046-93-EM), Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, se han ejecutado 210 proyectos.

Respecto al instrumento de gestión del Plan Ambiental Complementario (PAC) de la NRT (antes PMRT), debido a una necesidad operativa se ha determinado que se debe realizar la "Instalación del Oxidador para la planta de soda gastada proveniente del tratamiento de nafta craqueada y GLP (Ítem 9 del PAMA)", con el Informe Técnico PMRT N°113-2015-PP del 21 de diciembre de 2015, que se aprobó mediante Acuerdo de Directorio N°113-2015-PP, indicando que la Planta de soda gastada formaría parte del alcance de las actividades por desarrollarse del PMRT.

Las unidades operativas propias corresponden a Operaciones Talara, Operaciones Oleoducto, Refinería Conchán, Refinería Selva, Planta de Ventas Aeropuerto y el Lote 64.

En cumplimiento de estas disposiciones, la Compañía ha constituido provisiones para la subsanación de los impactos ambientales negativos generados por las operaciones en sus unidades operativas propias desde el año 1997. Al 31 de diciembre de 2025, el saldo de esta provisión por las unidades operativas propias asciende a US\$ 33,621 miles (US\$53,532 miles al 31 de diciembre de 2024).

Para el caso de las unidades operativas propias, las provisiones realizadas se basan en la información de los Sistemas de Gestión Ambiental ISO 14001 de la Compañía y en datos de los costos disponibles de las unidades privatizadas e igualmente se actualizan anualmente en función de sus propias necesidades operativas, del costo de los trabajos realizados realmente ejecutados o en proceso de ejecución, de los precios del mercado y los costos estimados de trabajos remanentes por ejecutar, según información originada en las unidades operativas propias.

Al 31 de diciembre del 2025, se encuentra en revisión por parte de personal de la Jefatura Ambiental Transporte y distribución los informes de “Caracterización de Sitios Contaminados” de 20 instalaciones de la Compañía, con la finalidad de ser presentados para evaluación del Ministerio de Energía y Minas (MEM) y los Gobiernos Regionales (GORE), a la fecha se encuentra en evaluación el informe de Caracterización de Planta de Ventas Iquitos en el GORE Loreto.

Del 2014 a 2025, se han reportado un total de 94 siniestros (79 por hecho de terceros, 12 por fenómenos geodinámicos, 2 vinculadas con aspectos técnicos y 1 por determinar) en el Oleoducto Norperuano (en adelante, ONP), de los cuales 58 cuentan con una atención finalizada, 30 cuentan con aprobación por parte del Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (en adelante, OEFA) y 6 se encuentran con trabajos de aseguramientos, siendo estos últimos supervisados y monitoreados constantemente por personal de la Jefatura Ambiental, con el compromiso de asegurar la operatividad de PETROPERÚ de forma sostenible y reduciendo los posibles impactos negativos al ambiente

Complementariamente, desde 2014 se han realizado 20 Evaluaciones Ambientales y Sociales para los eventos significativos en el ONP, en el marco de las mejores prácticas de la industria sobre el particular que, entre otros, han permitido obtener datos reales sobre la dimensión del impacto en el entorno debido a los eventos contingentes. Sobre el particular, es importante resaltar que dicha información es útil a la Compañía en su defensa ante posibles imputaciones de negligencia y/o riesgos a la salud y el ambiente, y sobre la base de sus resultados se ha sustentado que los impactos ambientales son temporales, acotados y reversibles.

Asimismo, producto de las contingencias ocurridas en el ONP, el OEFA mediante Resolución Directoral N°012-2016-OEFA/DS, ordenó a la Compañía presentar un proyecto de actualización del informe de gestión ambiental del ONP ante el MEM; en esa línea, la Compañía presentó a la DGAAE-MEM su propuesta de Términos de Referencia (TDR) para la Actualización del PAMA del ONP, los que fueron aprobados mediante Informe N°022-2018MEM-DGAAH/DEAH del 7 de setiembre de 2018; sin embargo, el 25 de febrero del 2019 la Dirección de Evaluación Ambiental de Hidrocarburos (DEAH) del MEM remitió a la Compañía el oficio N°171-2019-MEM-DGAAH/DEAH que contenía las recomendaciones que se deberían incluir como contenido de los TDR; en ese contexto, se realizaron las coordinaciones respectivas para que finalmente el 23 de agosto de 2019, mediante informe N°588-2019-MEM/DGAAH/DEAH, el MEM apruebe los TDR finales para la Actualización del PAMA del ONP.

En 2024, se han registrado 6 derrames significativos, por hechos exógenos, de los cuales en 4 de ellos actualmente se están desarrollando labores de aseguramiento y en 2 ya se encuentran culminadas las actividades de limpieza.

Desde el mes de enero a diciembre del 2025, se han registrado 06 derrames significativos, actualmente se encuentran desarrollando las labores de contención y recuperación con la finalidad de dar cumplimiento a la normativa ambiental vigente.

La Compañía, como parte de la aplicación de su Plan de Contingencia, contrató a empresas especializadas, para la ejecución de las labores de contención de los derrames y remediación ambiental en las zonas afectadas.

El movimiento de la provisión para mejoras del medio ambiente se detalla a continuación:

	Saldos al 1 de enero US\$000	Pagos US\$000	Provisión y actualización US\$000	Saldos al 31 de diciembre US\$000
Año 2025				
Lote 8	2,126	-	-	2,126
Lote X	1,953	-	-	1,953
Pampilla	1,405	(158)	-	1,247
Lubricantes	118	-	-	118
Terminales del Norte	341	-	-	341
Terminales del Sur	85	-	-	85
Terminales del Centro	1,618	-	-	1,618
Sistema Eléctrico Gas Natural	20	-	-	20
Subtotal Unidades Privatizadas	<u>7,666</u>	<u>(158)</u>	<u>-</u>	<u>7,508</u>
Operaciones Talara	1,969	-	-	1,969
Operaciones Conchán	568	(168)	-	400
Operaciones Oleoducto	48,041	(23,718)	3,975	28,298
Operaciones Refinería Iquitos	1,392	-	-	1,392
Operaciones Comerciales	603	-	-	603
Gerencia Exploración y Explotación	959	-	-	950
Total de Unidades Propias	<u>53,532</u>	<u>(23,886)</u>	<u>3,975</u>	<u>33,621</u>
	<u>61,198</u>	<u>(24,044)</u>	<u>3,975</u>	<u>41,129</u>
Diferencia de cambio	282	-	2,047	2,329
	<u>61,480</u>	<u>(24,044)</u>	<u>6,022</u>	<u>43,458</u>
	Saldos al 1 de enero US\$000	Pagos US\$000	Provisión y actualización US\$000	Saldos al 31 de diciembre US\$000
Año 2024				
Lote 8	2,126	-	-	2,126
Lote X	1,962	(9)	-	1,953
Pampilla	1,537	(132)	-	1,405
Lubricantes	118	-	-	118
Terminales del Norte	341	-	-	341
Terminales del Sur	85	-	-	85
Terminales del Centro	1,618	-	-	1,618
Sistema Eléctrico Gas Natural	20	-	-	20
Subtotal Unidades Privatizadas	<u>7,807</u>	<u>(141)</u>	<u>-</u>	<u>7,666</u>
Operaciones Talara	1,991	(22)	-	1,969
Operaciones Conchán	729	(161)	-	568
Operaciones Oleoducto	57,246	(30,617)	21,412	48,041
Operaciones Refinería Iquitos	1,392	-	-	1,392
Operaciones Comerciales	603	-	-	603
Gerencia Exploración y Explotación	959	-	-	959
Total de Unidades Propias	<u>62,920</u>	<u>(30,800)</u>	<u>21,412</u>	<u>53,532</u>
	<u>70,727</u>	<u>(30,941)</u>	<u>21,412</u>	<u>61,198</u>
Diferencia de cambio	682	-	(400)	282
	<u>71,409</u>	<u>(30,941)</u>	<u>21,012</u>	<u>61,480</u>

Los desembolsos para la remediación del ambiente en las unidades privatizadas que realiza la Compañía se registran con cargo a resultados en el rubro de otras cargas de gestión. El Artículo 6° de la Ley N°28840 - Ley de Fortalecimiento y Modernización de la Empresa de Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A., establece que la Dirección General del Tesoro Público transferirá a la Compañía, la totalidad de los recursos necesarios para cubrir los gastos de remediación ambiental de los negocios privatizados que les pertenecieron. Siendo reafirmado por la Vigésima Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley N°30114, Ley de Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2014, que autoriza al MEM a efectuar transferencias financieras a favor de la Compañía por concepto de remediación ambiental de los negocios privatizados que le pertenecían.

La línea de mandato del Artículo 6° de la Ley N°28840, en el sentido que el Estado Peruano debe resarcir a la Compañía por la remediación ambiental de sus unidades privatizadas, ha sido reafirmada por la Vigésima Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley N°30114, Ley de Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2014, que autoriza al MEM a efectuar transferencias financieras a favor de la Compañía por concepto de remediación ambiental de los negocios privatizados que le pertenecieron. Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, estaba pendiente por transferirse un monto de US\$11,000 miles para desembolsos futuros, el mismo que también ha sido reconocido por el MEM en 2014.

Siguiendo trámites iniciados en el año 2006, la Compañía ha remitido facturas y similares que sustentan los gastos incurridos por concepto de remediación ambiental al MEM en el periodo de enero de 2007 a octubre de 2014. Ante esta gestión, el MEM depositó en las cuentas de la Compañía con fecha 31 de diciembre de 2014, el monto de US\$1,377 miles (equivalente a S/4,116 miles).

La Compañía ha cursado comunicaciones al MEM solicitando efectuar transferencias financieras por concepto de remediación ambiental, las mismas que han dado como resultado que durante el año 2015 se obtuvieran aportes por US\$20,900 miles (equivalente a S/62,600 miles), los cuales lograron cubrir la totalidad de los gastos desembolsados por la Compañía al 31 de diciembre de 2017 por concepto de remediación ambiental en las unidades privatizadas. Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía se encuentra realizando las gestiones necesarias para lograr la transferencia de los S/34,000 miles (equivalente a US\$9,382 miles) pendientes para cubrir los trabajos de remediación ambiental a los que la Compañía está obligada.

(b) Provisión para reclamos aduaneros

Comprende la provisión de una contingencia tributaria por S/56,000 miles que corresponde a un proceso aduanero relacionado con discrepancias en el uso del mecanismo de reposición de mercadería en franquicia en el año 2019. A la fecha, dicho proceso se encuentra en el Poder Judicial, quien en primera instancia falló a favor de la Administración Tributaria (SUNAT), razón por la cual la Compañía presentó un recurso de amparo.

(c) Provisión para reclamos civiles –

Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía ha estimado una provisión por US\$ 11,628 miles (equivalente a S/ 39,144 miles), de las cuales está conformado por: un proceso a Heaven Petroleum Operators por US\$ 10,109 miles (equivalente a S/ 34,049 miles), Covise S.A., por US\$ 1,128 miles, (equivalente a S/ 3,800 miles), AFP's US\$ 21 miles (equivalente a S/ 70 miles), un proceso Sr. Guerrero Yarlaque Julio por US\$ 2 miles (equivalente a S/ 8 miles), un proceso Patrimonio en Fideicomiso D.Leg. 861 por US\$ 20 miles (equivalente a S/ 68 miles), SEDAPAL por US\$ 99 miles (equivalente a S/ 333 miles), CCDA Asociados por US\$ 111 (equivalente a S/ 374 miles), Vulcano por \$ 103 (equivalente a S/ 347 miles) y Printer Graf por US\$ 27 (equivalente a S/ 95 miles)

Al 31 de diciembre de 2024, la Compañía ha estimado una provisión por US\$9,975 miles (equivalente a S/37,356 miles), que incluye lo siguiente: un proceso a P&D por US\$5,397 miles (equivalente a S/20,347 miles), Fracsa por US\$2,041 miles (equivalente a S/7,644miles), Covise S.A., por US\$1,008 miles,(equivalente a S/3,775 miles), un proceso al Sr. Murga Pastor Tobias por US\$731 miles (equivalente a S/2,738 miles), Man Trading por US\$215 miles (equivalente a S/805 miles) y otros por US\$583 miles (equivalente a S/2,183 miles),

(d) Provisión para reclamos laborales -

Corresponde a procesos contingentes de carácter laboral por los que la Compañía considera que será probable realizar futuros desembolsos.

18 IMPUESTO A LAS GANANCIAS DIFERIDO

El movimiento del impuesto a las ganancias diferido por los años terminados el 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024 es el que sigue:

	Saldos al 1 de enero de 2024	Cargo (abono) a resultados	Saldos al 31 de diciembre de 2024	Cargo (abono) a resultados	Saldos al 31 de diciembre de 2025
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Activo diferido:					
Provisión para remediación ambiental	21,047	(2,929)	18,118	(5,315)	12,802
Beneficio tributario de pérdida arrastrable	254,416	195,660	450,076	(43,281)	406,795
Pasivos por arrendamiento	10,759	6,477	17,236	(6,906)	10,330
Ebitda tributario	78,728	82,582	161,310	(36,336)	124,975
Otras provisiones	8,544	1,241	9,785	(14,396)	(4,611)
Provisión de deterioro de activos	119,890	-	119,890	-	119,890
	<u>493,384</u>	<u>283,031</u>	<u>776,415</u>	<u>(106,233)</u>	<u>670,182</u>
Pasivo diferido:					
Activos por derecho de uso	(10,842)	(7,404)	(18,246)	6,724	(11,522)
Costo atribuido de propiedad, planta y equipo e intangibles y efecto cambiario de partidas no monetarias (*)	<u>(434,529)</u>	<u>(94,125)</u>	<u>(528,654)</u>	<u>197,827</u>	<u>(330,827)</u>
	<u>(445,371)</u>	<u>(101,529)</u>	<u>(546,900)</u>	<u>204,551</u>	<u>(342,349)</u>
Activo (pasivo) diferido neto	<u>48,013</u>	<u>181,502</u>	<u>229,515</u>	<u>98,318</u>	<u>327,832</u>

(*) Corresponde al impuesto diferido generado por la fluctuación del tipo de cambio que afecta a las partidas no monetarias (principalmente los bienes de Propiedad, planta y equipo), debido a que la Compañía tributa el impuesto a la renta en una moneda distinta (soles) a la de su moneda funcional (US\$).

Durante 2025, el dólar estadounidense tuvo una depreciación importante respecto al sol generando un ingreso por impuesto a la renta diferido por US\$ 182,036 miles.

19 PATRIMONIO

a) Capital social -

Al 31 de diciembre de 2025 el capital autorizado, suscrito y pagado está representado por 15,672,480,855 en acciones comunes, cuyo valor nominal es de un sol cada una y al 31 de diciembre de 2024 por 9,572,168,000. Al 31 de diciembre de 2025, la composición del accionariado que participa del capital emitido de la Compañía comprende:

Clase	Número de acciones	Porcentaje %
A	12,537,984,684	80
B	3,134,496,171	20
	<u>15,672,480,855</u>	<u>100</u>

Las acciones clase "A" se encuentran en posesión del Ministerio de Energía y Minas y el Ministerio de Economía y Finanzas, quienes poseen el 32% y 48%, respectivamente. Estas acciones tienen derecho

a voto, pero son acciones indivisibles, intransferibles e inembargables y no podrán ser objetivo de garantía mobiliaria, usufructo o de afectación alguna.

Las acciones clase “B” se encuentran en posesión del Ministerio de Energía y Minas y el Ministerio de Economía y Finanzas, quienes poseen el 8% y 12%, respectivamente. Estas acciones tienen derecho a voto y podrán ser transferidas a través de mecanismos centralizados de negociación del Mercado de valores.

El D.U. N°013-2024 (Nota 1-a) aprobó, entre otros aspectos, los siguientes aumentos de capital social:

- La capitalización del apoyo financiero transitorio aprobado mediante el artículo 2 del Decreto de Urgencia N°010-2022, otorgado por el Ministerio de Economía y Finanzas a través de la Dirección General del Tesoro Público, hasta por el monto de US\$750,000 miles más los intereses generados hasta la fecha de entrada en vigor de esta norma legal, quedando así extinguida la obligación de pago. El importe capitalizado por US\$828,110 miles (equivalente a S/3,122,804 miles) fue conciliado con el Ministerio de Economía y Finanzas MEF.
- La asunción, por parte del Ministerio de Economía y Finanzas, a través de la Dirección General del Tesoro Público, de las obligaciones a cargo de PETROPERÚ S.A., correspondientes al préstamo para capital de trabajo contratado con el Banco de la Nación, hasta por el monto de US\$800,000 miles más los intereses generados hasta la fecha de entrada en vigor del presente Decreto de Urgencia, dicho préstamo contó con la garantía del Gobierno Nacional, aprobada por el artículo 2 del D.U. N°004-2024, constituyéndose así un aporte de capital del Estado a la Compañía por US\$789,581 miles (equivalente a S/2,977,509 miles). El importe del aumento de capital fue conciliado con el MEF.

b) Capital adicional -

El 1 de abril de 2025, Registros Públicos de Lima emitió la partida registral correspondiente al aumento de capital social por los S/ 6,100,312,855, con lo cual el registro pasó al Capital Social.

c) Reserva legal -

De acuerdo con el artículo 229 de la Ley General de Sociedades, se debe constituir una reserva legal con la transferencia de no menos del 10% de la ganancia neta anual hasta alcanzar el 20% del capital pagado. En ausencia de utilidades no distribuidas o reservas de libre disposición, la reserva legal podrá ser aplicada a la compensación de pérdidas, debiendo ser repuesta con las utilidades de ejercicios posteriores.

Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, la reserva legal registrada asciende a US\$8,724 miles (equivalente a S/ 29,382 y S/ 32,889 miles, respectivamente).

d) Resultados acumulados -

La Junta General de Accionistas aprobó la política de dividendos que señala lo siguiente: “Las utilidades distribuibles y luego de deducida la participación de los trabajadores, los impuestos de Ley y la reserva legal que pudiera corresponder, se destinarán a los proyectos de inversión para la modernización o ampliación de las actividades de la sociedad, en cumplimiento de sus objetivos anuales y quinquenales aprobados, de conformidad con lo establecido por el artículo 4° de la Ley N°28840 - Ley de Fortalecimiento y Modernización de la Empresa de Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A.”, lo cual es concordante con el Artículo Vigésimo Noveno literal F) del Estatuto Social vigente.

20 INGRESO DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Este rubro comprende:

	Por el periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre		Por el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre	
	2025	2024	2025	2024
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Ventas nacionales	755,205	810,038	2,970,967	3,010,005
Fondo de Estabilización de Precios (*) (Nota 7)	(2,090)	3,414	(14,569)	(3,547)
Ingresos relacionados con actividades ordinarias	6,736	11,229	33,124	40,407
	<u>759,851</u>	<u>824,681</u>	<u>2,989,522</u>	<u>3,046,865</u>
Ventas al exterior	69,959	42,379	390,840	409,532
	<u>829,810</u>	<u>867,060</u>	<u>3,380,362</u>	<u>3,456,397</u>

Al 31 de diciembre de 2025 y de 2024, las ventas se descomponen como sigue:

	Por el periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre		Por el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre	
	2025	2024	2025	2024
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Ventas nacionales:				
Diesel varios	435,260	448,987	1,751,867	1,734,416
Gasolinas	236,286	236,175	926,079	822,726
Asfaltos	26,278	25,463	81,183	95,195
Petróleos Industriales	27,424	33,761	92,941	90,534
GLP	14,592	25,652	54,872	68,734
Turbo A1	12,149	44,322	42,978	189,901
Íquidos de Gas Natural - PP	3,794	5,695	21,047	20,391
Solventes	2,595	2,369	9,406	10,687
Otros (ULSD- B100-Alcohol)	599	-	3,480	3,364
Gas Seco Lotes -PP	823	824	3,317	3,148
Gas Húmedo LOTE I	0	1,349	2,196	3,185
Nafta primaria	39	66	122	4,549
Coque Fino (TM)	12	18	34	35
Total ventas nacionales	<u>759,851</u>	<u>824,681</u>	<u>2,989,522</u>	<u>3,046,865</u>
Ventas al exterior				
Turbo a1	26,389	804	132,159	15,852
Crudo Oriente	-	-	101,480	-
Petróleos Industriales	7,185	14,188	59,559	322,648
Gasolinas	21,147	-	42,408	-
Material de Corte	-	27,119	26,127	27,119
Nafta Virgen	-	-	10,116	-
Aceite Clarificado	7,392	-	7,392	-
ULSD (EXP)	5,635	-	5,635	-
Ácido Sulfúrico (TM)	1,699	-	4,813	-
Asfaltos	204	268	843	1,027
Diesel varios	308	-	308	-
crudo reducido	-	-	-	8,622
Crudo Gran Tierra Lote 95	-	-	-	34,264
Total ventas al exterior	<u>69,959</u>	<u>42,379</u>	<u>390,840</u>	<u>409,532</u>

21 OTROS INGRESOS OPERACIONALES

Este rubro comprende:

	Por el periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre		Por el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre	
	2025	2024	2025	2024
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Ingresos reconocidos en un momento en el tiempo:				
Tarifas de operación de terminales	5,378	5,542	20,339	20,877
Servicios de operaciones terminales	6,363	5,586	21,256	19,496
Servicios de operaciones marítimas	1,934	1,573	6,299	6,560
Operación de abastecimiento PNP	1,251	1,281	5,454	5,323
Fletes recobrables	21	254	272	8,294
Servicio de operación de estaciones de combustible y cisternas a compañías mineras	-	326	-	1,782
Ingresos a lo largo en el tiempo:				
Alquileres	954	955	4,007	3,840
Otros ingresos por servicios	419	389	1,281	1,586
Transporte crudo por Oleoducto	-	-	-	3,165
	<u>16,320</u>	<u>15,906</u>	<u>58,908</u>	<u>70,923</u>

22 COSTO DE VENTAS

Este rubro comprende:

	Por el periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre		Por el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre	
	2025	2024	2025	2024
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Inventario inicial de existencias	698,047	711,100	657,559	893,970
Compras de petróleo crudo, productos refinados y suministros	422,786	675,811	2,490,013	2,733,583
Gastos operativos de producción (a)	192,175	174,467	759,104	843,336
Inventario final de existencias	<u>(481,859)</u>	<u>(657,559)</u>	<u>(481,859)</u>	<u>(657,559)</u>
	<u>831,149</u>	<u>903,819</u>	<u>3,424,817</u>	<u>3,813,330</u>

(a) La composición de los gastos operativos de producción es como sigue:

	Por el periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre		Por el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre	
	2025	2024	2025	2024
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Servicios de terceros (*)	89,903	104,065	366,044	394,236
Depreciación (Nota 10)	42,259	10,756	159,600	209,105
Cargas de personal (Nota 24)	25,815	12,991	79,932	65,662
Seguros	7,810	11,097	31,893	42,420
Depreciación de activo de derecho de uso	6,055	6,125	26,125	23,717
Cargas diversas de gestión	11,061	15,838	58,222	69,000
Amortización	1,583	1,311	6,319	6,279
Otros materiales y suministros de producción	7,612	10,316	28,395	29,184
Otros	<u>77</u>	<u>1,968</u>	<u>2,574</u>	<u>3,734</u>
	<u>192,175</u>	<u>174,467</u>	<u>759,104</u>	<u>843,336</u>

(*) Incluye lo siguiente:

	Por el periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre		Por el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre	
	2025	2024	2025	2024
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Fletes y gastos transporte terrestre	26,170	27,690	84,344	88,752
Servicios de mantenimiento y reparación	28,396	25,192	133,756	96,244
Energía y agua	14,873	15,778	55,504	65,939
Otros fletes	5,507	15,970	22,495	68,751
Almacenamiento de productos	2,122	2,590	10,459	9,943
Despacho de productos	2,752	3,632	14,392	13,775
Servicio de procesamiento de gas natural	5,311	4,366	10,528	17,177
Otras asesorías	4,025	1,266	6,304	5,286
Protección y seguridad industrial	1,676	2,588	9,789	9,100
Alimentación y alojamiento	738	1,149	3,224	3,741
Publicidad	853	217	2,957	2,158
Almacenamiento y despacho (PNP - Petrored)	1,119	1,148	4,459	4,292
Diversos	(3,639)	2,479	7,833	9,078
	<u>89,903</u>	<u>104,065</u>	<u>366,044</u>	<u>394,236</u>

23 GASTOS DE VENTA Y DISTRIBUCION

Este rubro comprende:

	Por el periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre		Por el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre	
	2025	2024	2025	2024
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Cargas de personal (Nota 24)	6,672	4,277	20,933	19,402
Tributos	3,887	4,165	15,541	15,432
Servicios de terceros (*)	3,426	2,608	11,001	9,791
Depreciación	1,125	2,602	3,940	10,790
Seguros	212	322	737	2,080
Materiales y suministros	387	1,153	2,653	3,320
Cargas diversas de gestión	67	151	662	429
Depreciación por derecho de uso	33	42	149	162
	<u>15,809</u>	<u>15,320</u>	<u>55,616</u>	<u>61,406</u>

(*) Incluye lo siguiente:

	Por el periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre		Por el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre	
	2025	2024	2025	2024
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Servicios de mantenimiento y reparación	1,398	829	4,255	2,659
Servicios de terceros varios	1,167	908	3,136	3,466
Protección y seguridad industrial	634	616	2,703	2,606
Alquileres	57	36	190	136
Energía y agua	103	107	412	419
Gastos de viaje y transferencias	34	33	148	128
Fletes y otros gastos	10	51	40	197
Alimentación y alojamiento	23	28	117	180
	<u>3,426</u>	<u>2,608</u>	<u>11,001</u>	<u>9,791</u>

24 GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Este rubro comprende:

	Por el periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre		Por el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre	
	2025	2024	2025	2024
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Cargas de personal (Nota 24)	20,964	14,598	67,555	61,636
Servicios de terceros (*)	11,080	27,051	55,975	69,375
Cargas diversas de gestión	2,635	19,596	14,135	26,343
Depreciación	1,669	(280)	5,674	6,983
Tributos	2,687	1,617	6,689	5,323
Amortización	268	240	1,072	1,637
Materiales y suministros	559	361	1,803	1,232
Depreciación derecho de uso	353	448	1,150	1,414
Seguros	92	227	822	902
Contingencias	1,093	5,528	1,359	6,219
	<u>41,400</u>	<u>69,386</u>	<u>156,234</u>	<u>181,064</u>

(*) Incluye lo siguiente:

	Por el periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre		Por el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre	
	2025	2024	2025	2024
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Asesoría, peritaje y auditorías	666	2,756	7,413	7,335
Gastos bancarios	2,655	14,850	18,338	22,661
Servicios de mantenimiento y reparación	2,113	2,863	8,201	9,793
Servicios de Outsourcing IBM	1,247	1,802	5,200	6,266
Protección y seguridad industrial	1,575	1,155	5,548	5,864
Fletes y otros fletes	977	719	3,284	2,386
Servicios temporales	538	1,664	2,219	8,949
Publicidad	76	92	347	352
Gastos de viaje y transferencias	74	119	304	366
Servicios médicos	289	155	1,037	702
Diversos	870	876	4,084	4,701
	<u>11,080</u>	<u>27,051</u>	<u>55,975</u>	<u>69,375</u>

25 CARGAS DE PERSONAL

Este rubro comprende:

	Por el periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre		Por el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre	
	2025	2024	2025	2024
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Sueldos y salarios	32,650	13,046	83,797	64,898
Bonificaciones	7,278	6,476	26,626	26,082
Contribuciones sociales	5,868	5,089	22,391	19,297
Gratificaciones	2,168	2,028	12,204	11,989
Compensación por tiempo de servicios	1,881	1,650	8,420	8,174
Vacaciones	1,116	955	4,408	4,305
Alimentación	965	730	3,711	3,545
Sobretiempo	328	277	1,809	1,916
Movilidad	265	94	1,051	876
Compensación Trabajo remoto	23	61	84	120
Otros	909	1,460	3,919	5,498
	<u>53,451</u>	<u>31,866</u>	<u>168,420</u>	<u>146,700</u>

26 OTROS INGRESOS Y GASTOS

Los otros ingresos y otros gastos comprenden:

	Por el periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre		Por el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre	
	2025	2024	2025	2024
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Otros ingresos:				
Reclamos y/o indemnizaciones (a)	12,054	3,494	32,268	22,676
Contingencia - Caso Consorcio P&D	-	-	5,406	-
Otros	490	1,439	2,320	3,288
Recupero provisiones civiles y laborales	81	72	1,360	647
Caso Arbitral - Consorcio Brunner	-	-	609	-
Contraprestación de la servidumbre de paso de la Faja Transportadora de Minerales - Terminal Callao	-	(238)	244	-
Recupero de tarifa por uso de puerto de carga en Pucallpa	39	89	168	362
Devolución de SUNAT - Intereses por saldo a favor del IR 3ra. Cat.	-	(345)	-	-
Recupero de provisión de cobranza dudosa	-	-	-	15
Capitalización de Activos	1,534	-	1,534	-
Regularización de provisiones	-	892	-	892
	<u>14,198</u>	<u>5,403</u>	<u>43,909</u>	<u>27,880</u>

	Por el periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre		Por el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre	
	2025	2024	2025	2024
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Otros gastos				
Contingencia Civil	-	(14)	(9,624)	-
SUNAT IR 2019	-	-	(7,961)	-
Provisión por siniestros en oleoducto	3,785	(4,685)	(3,975)	(21,412)
Costo neto enajenación de activos mantenidos para la venta	(314)	-	(842)	-
Programa de desvinculación voluntaria	(634)	(351)	(744)	(886)
Contingencias - Embargos derivados de PAS	(16,035)	-	(16,035)	-
Contingencia por reposición de mercadería en franquicia (b)	-	(38,063)	-	(38,064)
	<u>(13,198)</u>	<u>(43,113)</u>	<u>(39,181)</u>	<u>(60,362)</u>

27 INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

Los ingresos y gastos financieros comprenden:

	Por el periodo de tres meses terminado el 31 de diciembre		Por el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre	
	2025	2024	2025	2024
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Intereses sobre depósitos bancarios	1,158	278	2,689	2,377
Intereses sobre cuentas por cobrar	71	77	1,059	389
	<u>1,229</u>	<u>355</u>	<u>3,748</u>	<u>2,766</u>
Intereses de préstamos relacionados a la NRT	(48,675)	(46,253)	(195,105)	(189,595)
Intereses de préstamos de capital de trabajo	(33,576)	(27,573)	(119,216)	(139,872)
Intereses de contrato forward	(4,604)	1,338	(14,480)	(20,267)
Intereses por obligaciones comerciales	(1,260)	(4,599)	(3,289)	(20,176)
Pérdida financiera en precio de compra de crudo	-	(5,904)	-	(5,904)
Intereses de arrendamientos	(1,034)	(1,238)	(5,281)	(5,333)
Obligaciones Tributarias	(651)	-	(2,263)	(2,608)
Otros	(93)	-	(92)	-
	<u>(89,893)</u>	<u>(84,229)</u>	<u>(339,726)</u>	<u>(383,755)</u>

28 SITUACIÓN TRIBUTARIA

a) Tasas tributarias -

De acuerdo con la legislación vigente, la Compañía está sujeta en forma individual a los impuestos que le sean aplicables. La Compañía considera que ha determinado las bases imponibles bajo el régimen general del impuesto a la renta de acuerdo con la legislación tributaria vigente, la que exige agregar y deducir al resultado, mostrado en los estados financieros, aquellas partidas que la referida legislación reconoce como gravables y no gravables, respectivamente. La tasa del impuesto a la renta ha sido fijada en 29.5% desde 2017 en adelante, mediante Decreto Legislativo N°1261 publicado el 10 de diciembre de 2016. La determinación del impuesto a la renta de las actividades del segmento Explotación de Lotes se efectúa de forma separada a las actividades de los otros segmentos.

Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía mantiene pérdidas tributarias por S/5,188,359 miles, equivalente a US\$1,378,967 miles (S/5,720,053 miles, equivalente a US\$1,525,682 miles a diciembre 2024). El sistema utilizado por la Compañía para el arrastre de pérdidas tributarias es el sistema "B", el cual consiste en compensar dichas pérdidas, hasta agotar su importe, contra el 50% de las rentas netas que se obtengan en los ejercicios inmediatos posteriores a su generación. La opción del sistema "B" se ejerció con oportunidad de la presentación de la declaración jurada anual del Impuesto a la renta correspondiente al ejercicio en que se generaron las pérdidas. Una vez ejercida la opción, no es posible modificar el sistema. De acuerdo con las proyecciones de la Gerencia, la Compañía compensará las pérdidas tributarias acumuladas con ganancias tributarias futuras. El 2025 compensó S/ 531,695 miles, y el 2024 no compensó pérdidas arrastrables.

Cabe agregar que, de acuerdo con la legislación tributaria vigente en Perú, los sujetos no domiciliados tributan sólo por sus rentas de fuente peruana. Así, en términos generales las rentas obtenidas por sujetos no domiciliados por servicios prestados en nuestro país se encontrarán gravadas con el impuesto a la renta con una tasa de 30% sobre una base bruta, esto en tanto no corresponda la aplicación de un Convenio para Evitar la Doble Imposición (CDI). Para efectos de los servicios de asistencia técnica o servicios digitales prestados por sujetos no domiciliados en favor de sujetos domiciliados resultará indistinto el lugar de prestación de los mismos y en todos los casos se encontrará gravado con el Impuesto a Renta con una tasa de 15% y 30% sobre una base bruta, respectivamente. La tasa aplicable a los servicios de asistencia técnica será de 15%, siempre que se cumpla con los requisitos señalados en la Ley del Impuesto a la Renta.

b) Determinación del impuesto a las ganancias -

El resultado por impuesto a las ganancias mostrado en el estado de resultados integrales a diciembre 2025 y a diciembre 2024 (que corresponde íntegramente al impuesto a la renta aplicable en el país) comprende:

	<u>2025</u> <u>US\$000</u>	<u>2024</u> <u>US\$000</u>
Corriente	(51,213)	-
Diferido (Nota 18)	<u>98,318</u>	<u>181,502</u>
	<u><u>47,105</u></u>	<u><u>181,502</u></u>

29 CONTINGENCIAS

Al 31 de diciembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, la Compañía mantiene pendientes de resolución las siguientes demandas laborales, civiles, tributarias y aduaneras de naturaleza contingente consideradas como posibles:

	2025	2024
	US\$000	US\$000
Procesos civiles	95,362	99,177
Procesos tributarios y aduaneros	108	15,068
Procesos laborales	2,612	1,730
	<u>98,082</u>	<u>115,975</u>

El movimiento de las contingencias se detalla a continuación:

	Saldo al 1 de enero	Adiciones	Extornos	Saldo al 31 de diciembre
	US\$000	US\$000	US\$000	US\$000
Año 2025				
Procesos civiles (a)	99,177	29,181	(32,996)	95,362
Procesos tributarios y aduaneros (b)	15,068	-	(14,960)	108
Procesos laborales	1,730	1,093	(211)	2,612
	<u>115,975</u>	<u>30,274</u>	<u>(48,167)</u>	<u>98,082</u>

- a) Al 31 de diciembre 2025 entre los principales procesos Civiles se tienen: Biddle Inc. S.A.C. por US\$ 8,201 miles (equivalente a S/ 27,620 miles), Comunidad Nativa San José de Paragua Poza por US\$ 9,194 miles (equivalente a S/ 30,967 miles), SIMA por US\$ 5,403 miles (equivalente a S/ 21,933 miles), APTIM por US\$ 2,963 miles (equivalente a S/ 9,979 miles), CIME Ingenieros SRL por US\$ 1,876 miles (equivalente a S/ 6,317 miles), Procurador Público SUNAT por US\$ 1,128 miles (equivalente a S/ 3,800), Pluspetrol Norte por US\$ 891 miles (equivalente a S/ 3,000 miles), AFP's por US\$ 1,723 miles (equivalente a S/ 5,803 miles), Rebaza Vigo Percy por US\$ 1,287 miles (equivalente a S/ 4,335 miles), Hispánica por US\$ 885 miles (equivalente a S/ 2,981 miles), Ruesta de García Juana u Ubillus Ordinola por US\$ 594 miles (equivalente a S/ 2,000 miles), GUVI Services por US\$ 457 miles (equivalente a S/1,540 miles), Juegos Panamericanos por US\$ 456 (equivalente a S/ 1,537 miles), Consorcio FCC por US\$ 4,916 miles (equivalente a S/ 18,056 miles), Consorcio P&D US\$ 5,240 miles (equivalente a S/ 18,614 miles), Murga Pastor Tobías por US\$ 3,271 miles (equivalente a S/ 11,017 miles) y PNP Dirección de E.y F US\$ 732 miles (equivalente a S/ 2,464 miles) entre los principales. Se extornaron principalmente procesos mantenidos con Heaven Petroleum Operators por US\$ 31,036 miles (equivalente a S/ 115,423 miles), Transgas Shipping por US\$ 189 miles (equivalente a S/ 767 miles), Seguroc por US\$ 122 miles (equivalente a S/ 455 miles), CEBA S.A. por US\$ 312 miles (equivalente a S/ 1,179 miles), E&A Afines por US\$ 460 miles (equivalente a S/ 1,865 miles) y AFP Profuturo por US\$ 270 miles (equivalente a S/ 957 miles).
- b) Al 31 de diciembre 2025 se extornó el proceso mantenido con la Administración Tributaria (SUNAT) por US\$14,964 miles (equivalente a S/54,032 miles), relacionado al expediente 06304-2019-01801 al haber sido archivado por Legal en junio 2025.

30 GANANCIAS (PÉRDIDAS) BÁSICAS Y DILUIDAS POR ACCIÓN

El cálculo de las ganancias básicas y diluidas por acción al 31 de diciembre de 2025 y de 2024, que se expresan por el mismo valor al no existir acciones con efecto dilutivo, se presenta a continuación:

	<u>Utilidad US\$000</u>	<u>Promedio ponderado de Acciones en circulación (en miles)</u>	<u>Utilidad por acción</u>
Al 31 de diciembre de 2025			
Utilidad/(pérdida) por acción básica y diluida	(468,295)	14,151,581	(0.033)
Al 31 de diciembre de 2024			
Utilidad/(pérdida) por acción básica y diluida	(773,905)	9,572,168	(0.081)

31 GARANTÍAS

Garantías y cartas fianza -

Al 31 de diciembre de 2025, la Compañía mantiene cartas fianzas emitidas por instituciones financieras locales a favor de proveedores por S/28,285 miles (equivalente a US\$8,398 miles) y por US\$78,111 miles. Al 31 de diciembre de 2024, mantenía cartas fianzas emitidas a favor de proveedores por S S/91,847 miles (equivalente a US\$24,362 miles) y por US\$80,132 miles.

32 PARTES RELACIONADAS

El Gobierno peruano es dueño de las acciones de capital de la Sociedad y está representado por cada miembro de la Junta General de Accionistas. Según el vigésimo tercer artículo del Estatuto de PETROPERU S.A., la Junta General de Accionistas se compone de cinco miembros en representación de las acciones de clase "A" y "B" de propiedad del Estado peruano: El Ministerio de Energía y Minas, quien lo presidirá y cuatro miembros en representación del Estado peruano designado por Decreto Supremo. Las transacciones entre la Sociedad y el gobierno peruano y el Ministerio de Energía y Minas están relacionados con las transacciones con los accionistas.

33 EVENTOS POSTERIORES

El 03 de enero de 2026 el señor Luis Alberto Canales Gálvez presentó su carta de renuncia irrevocable al cargo de Director de Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.

El 07 de enero de 2026 se publicaron Acuerdos adoptados en Sesión de Directorio Extraordinaria del 07.01.2026, los cuales se detallan a continuación:

- Con Acuerdo de Directorio N°001-2026-PP se acordó designar como Vicepresidente del Directorio de Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. al señor Edilfredo Elías More Bayona, a partir del 08 de enero de 2026, con las facultades y atribuciones que establece el Estatuto Social de la empresa, el Reglamento de Régimen Interno de Organización y Funcionamiento del Directorio de PETROPERÚ S.A. y las normas pertinentes.
- Con Acuerdo de Directorio N°002-2026-PP se acordó dejar sin efecto, a partir del día siguiente de la aprobación por parte del Directorio, la encargatura del señor Gustavo Adolfo Villa Mora, en el puesto de Gerente General (e) de Petróleos del Perú – PETROPERU S.A., aprobada con Acuerdo de Directorio N°142-2025-PP del 05.12.2025.
- Con Acuerdo de Directorio N°002-2026-PP se acordó encargar, a partir del día siguiente de la aprobación por parte del Directorio, a la señora Rita Lorena López Saavedra, en el puesto de Gerente General (e) de Petróleos del Perú – PETROPERU S.A.

El 28 de enero de 2026 se publicó el informe elaborado por la Clasificadora Internacional Moody's Ratings, mediante el cual se rebaja la calificación de PETROPERÚ a "Caa1" (equivalente a "CCC+") de "B3" (equivalente a "B-") como emisor de deuda en el mercado internacional y modifica la perspectiva a Negativa de Estable.

El 3 de febrero de 2026 se publicó que con Acuerdo de Directorio N° 010-2026-PP se acordó cancelar el proceso de contratación del Servicio de Transformación Integral, desarrollado en el marco del Decreto de Urgencia N° 013-2024, debido a que dentro del alcance Decreto de Urgencia

N° 010-2025 del 31 de diciembre de 2025, se encarga a PROINVERSIÓN el diseño, conducción y ejecución integral del proceso de reorganización patrimonial de PETROPERÚ; por lo que no es necesario continuar con el proceso de contratación del Servicio de Transformación Integral, para evitar la superposición de actividades.

El 3 de febrero se efectuó Junta General de Accionistas en Sesión Universal, en la que se acordó lo siguiente:

- Aprobar los Estados Financieros de Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A. correspondientes al ejercicio económico 2024, juntamente con el Dictamen de los auditores independientes sociedad de auditoría Gaveglia Aparicio y Asociados Sociedad Civil de Responsabilidad Limitada.
- Aprobar la Memoria Anual del ejercicio económico 2024 de la empresa Petróleos del Perú – PETROPERÚ S.A.
- Designar en la categoría de Director Independiente y No Independiente a los siguientes Directores:
 - Raúl Jaime Ancassi, como Director no independiente
 - Edilfredo Elías Motre Bayona, como Director independiente