

PCR INVESTMENTS S.A.

Estados financieros consolidados
correspondientes al ejercicio finalizado el
31 de diciembre de 2025 e informe de
auditoría emitido por un auditor independiente



PCR INVESTMENTS S.A.

Estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 e informe de auditoría emitido por un auditor independiente

Contenido

Informe de auditoría emitido por un auditor independiente

Estado de situación financiera consolidado

Estado del resultado integral consolidado

Estado de flujos de efectivo consolidado

Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado

Notas a los estados financieros consolidados



Informe de auditoría emitido por un auditor independiente

Señores
Directores y Accionistas de PCR Investments S.A.

Opinión

Hemos auditado los estados financieros consolidados de PCR Investments S.A. expresados en dólares estadounidenses, que incluyen el estado de situación financiera consolidada al 31 de diciembre de 2025 y los correspondientes estados del resultado integral consolidado, de flujos de efectivo consolidados y de cambios en el patrimonio neto consolidado por el ejercicio terminado en esa fecha y las notas a los estados financieros que incluyen información material sobre las políticas contables y otra información explicativa.

En nuestra opinión los estados financieros consolidados adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos significativos, la situación financiera de PCR Investments S.A. al 31 de diciembre del 2025, los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por el ejercicio terminado en esa fecha de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (normas contables NIIF).

Fundamentos para la opinión

Hemos realizado nuestra auditoría de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría (NIA). Nuestras responsabilidades bajo esas normas se describen en la sección "Responsabilidades del auditor por la auditoría de los estados financieros consolidados" de nuestro informe. Nosotros somos independientes del Grupo de acuerdo con las disposiciones del Código de Ética para profesionales de la contabilidad (incluidas las Normas Internacionales de Independencia) del Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores (Código IESBA) y hemos cumplido integralmente las demás responsabilidades éticas que corresponden con dicho código. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido brinda una base suficiente y apropiada para fundamentar nuestra opinión.

Énfasis en un asunto

Tal como se expresa en la Nota 2 a los estados financieros consolidados adjuntos; los mismos han sido formulados exclusivamente a los efectos de ser considerados dentro del proceso de consolidación del Grupo Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. al cual pertenece PCR Investments S.A.

Responsabilidades de la Dirección por los estados financieros consolidados

La Dirección es responsable por la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (normas contables NIIF), y por el sistema de control interno que la Dirección determine necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados que estén libres de errores significativos, ya sea debido a fraude o error.



Al preparar los estados financieros consolidados, la Dirección es responsable por evaluar la capacidad del grupo de continuar como un negocio en marcha, revelando, si es aplicable, asuntos relacionados a dicha capacidad y al uso de la base de negocio en marcha como supuesto fundamental de las políticas contables, a menos que la Dirección tenga la intención de liquidar el grupo, cesar operaciones, o no tenga otra alternativa que hacerlo.

La Dirección es responsable de supervisar el proceso de preparación y presentación razonable de los estados financieros del grupo.

Responsabilidades del auditor por la auditoría de los estados financieros consolidados

Nuestros objetivos son obtener seguridad razonable acerca de si los estados financieros consolidados en su conjunto están libres de errores significativos, ya sea debido a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que incluya nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto nivel de seguridad, pero no es una garantía de que una auditoría realizada de acuerdo con las NIA siempre detectará errores significativos en caso de existir. Los errores pueden provenir de fraude o error y se consideran significativos si, individualmente o en su conjunto, podría esperarse que influyeran las decisiones económicas que los usuarios tomen basados en estos estados financieros.

Como parte de una auditoría de acuerdo con las NIA, nosotros aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante el proceso de auditoría. Adicionalmente:

- Identificamos y evaluamos el riesgo que existan errores significativos en los estados financieros consolidados, ya sea debido a fraude o error; diseñamos y realizamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos; y obtenemos evidencia de auditoría suficiente y apropiada para fundamentar nuestra opinión. El riesgo de no detectar un error significativo proveniente de un fraude es mayor que el proveniente de un error, dado que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones intencionales, manifestaciones intencionalmente incorrectas, o anular o eludir el sistema de control interno.
- Obtenemos una comprensión del sistema de control interno relevante para la auditoría con el propósito de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la eficacia del sistema de control interno de la Sociedad.
- Evaluamos lo adecuado de las políticas contables utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables y sus revelaciones realizadas por la Dirección.
- Concluimos sobre la adecuada utilización por parte de la Dirección de la base contable de negocio en marcha y, de acuerdo con la evidencia de auditoría obtenida, si existe una incertidumbre material relacionada con eventos o condiciones que puedan arrojar dudas significativas sobre la capacidad del grupo para continuar como un negocio en marcha. Si concluimos que existe una incertidumbre material, en nuestro dictamen de auditoría debemos llamar la atención sobre las revelaciones relacionadas en los estados financieros consolidados o, si tales revelaciones son inadecuadas, modificar nuestra opinión. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría. Sin embargo, eventos o condiciones futuras podrían provocar que el grupo deje de ser un negocio en marcha.
- Evaluamos la presentación general, la estructura y el contenido de los estados financieros consolidados, incluyendo las revelaciones, y si los estados financieros consolidados representan las transacciones y eventos subyacentes de un modo que se logre una representación razonable de los mismos.



- Planificamos y realizamos la auditoría del Grupo para obtener evidencia de auditoría suficiente y apropiada con respecto a la información financiera de entidades o unidades de negocio dentro del Grupo y el fundamento para formarnos una opinión sobre los estados financieros del Grupo. Somos responsables de la dirección, supervisión y revisión del trabajo de auditoría realizado para los fines de la auditoría del Grupo. Somos los únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.

Entre otros temas, nos comunicamos con la Dirección en relación al alcance y la oportunidad de los procedimientos de auditoría, los hallazgos significativos de auditoría identificados, incluidas, en caso de haberlas, las deficiencias significativas en el sistema de control interno que hubiésemos identificado en el transcurso de nuestra auditoría.

6 de marzo de 2026


Juan José Cabrera
Socio, Deloitte S.C.



Estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2025

(en dólares estadounidenses)

	Nota	2025	2024
Activo			
Activo corriente			
Efectivo y equivalente de efectivo	5	16.122.486	25.707.077
Inversiones en activos financieros	6	5.300.514	49.953.800
Cuentas por cobrar comerciales	7	25.305.100	19.711.720
Otras cuentas por cobrar	8	14.551.546	7.429.084
Inventarios	9	7.152.911	6.008.333
Total del activo corriente		68.432.557	108.810.014
Activo no corriente			
Otras cuentas por cobrar	8	18.001.112	1.222.658
Inversiones en activos financieros	6	15.005.807	20.907.687
Inventarios	9	240.801	240.801
Derecho de uso de activos	12	5.742.169	3.336.204
Propiedad, planta y equipo	10	27.475.764	17.201.640
Inversiones de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos	11	131.040.708	45.000.798
Impuesto diferido	16	3.567.780	1.531.824
Total del activo no corriente		201.074.141	89.441.612
Total del activo		269.506.698	198.251.626
Pasivo y patrimonio			
Pasivo corriente			
Deudas comerciales	13	33.564.404	19.849.771
Préstamos	14	8.373.885	-
Remuneraciones y cargas sociales	15	10.074.524	11.497.798
Cargas fiscales	16	4.026.767	8.987.158
Pasivos por arrendamientos	12	1.097.162	889.528
Otras deudas	19	3.278.922	2.288.876
Total del pasivo corriente		60.415.664	43.513.131
Pasivo no corriente			
Deudas comerciales	13	207.252	207.252
Préstamos	14	37.477.998	-
Provisiones por taponamiento de pozos	20	19.274.051	14.138.667
Pasivos por arrendamientos	12	2.191.207	2.545.432
Otras deudas	19	7.881.615	7.653.821
Total del pasivo no corriente		67.032.123	24.545.172
Total del pasivo		127.447.787	68.058.303
Patrimonio			
Aporte de los accionistas	22	125.291.819	95.971.153
Reserva legal		4.831.198	4.093.619
Resultados acumulados		11.935.894	30.128.551
Total de patrimonio		142.058.911	130.193.323
Total de pasivo y patrimonio		269.506.698	198.251.626

Las notas que acompañan a estos estados financieros consolidados forman parte integrante de los mismos.



Estado del resultado integral consolidado correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025

(en dólares estadounidenses)

	<u>Nota</u>	<u>2025</u>	<u>2024</u>
Ingresos por venta de bienes y prestación de servicios	26	124.612.467	105.085.135
Costo de bienes vendidos y servicios prestados	23	<u>(75.053.544)</u>	<u>(70.289.372)</u>
Ganancia bruta		49.558.923	34.795.763
Gastos de exploración	23	(15.755.056)	(21.622.573)
Gastos de administración y comercialización	23	(12.837.661)	(12.917.887)
Otros ingresos y egresos netos	24	<u>(408.417)</u>	<u>30.521.748</u>
Ganancia operativa		20.557.789	30.777.051
Resultado financiero y por tenencia			
Generados por activos:			
Intereses		1.144.456	1.551.925
Diferencias de cambio		-	8.885
Otros resultados financieros		5.388.409	1.598.600
Generados por pasivos:			
Intereses		(3.208.675)	(502.262)
Diferencias de cambio		(2.215.393)	(31.404)
Otros resultados financieros		(1.240.851)	-
Ganancia antes de impuesto a las ganancias		<u>20.425.735</u>	<u>33.402.795</u>
Impuesto a las ganancias por las operaciones continuas	16	(9.251.297)	(17.324.417)
Resultado del ejercicio		<u>11.174.438</u>	<u>16.078.378</u>
Otros resultados integrales	19	761.456	(1.326.791)
Total del resultado integral		<u>11.935.894</u>	<u>14.751.587</u>

Las notas que acompañan a estos estados financieros consolidados forman parte integrante de los mismos.



Estado de flujos de efectivo consolidado por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025

(en dólares estadounidenses)

	Nota	2025	2024
Flujo de efectivo relacionado con actividades operativas			
Resultado del ejercicio antes de impuestos a las ganancias		20.425.735	33.402.795
Ajustes para conciliar la ganancia neta con el efectivo generado por las operaciones			
Depreciación de propiedad, planta y equipo e Inversiones de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos	10 y 11	19.216.675	18.329.160
Amortización activo derecho a uso	12	2.518.750	1.221.751
Intereses ganados y perdidos netos		1.108.797	2.625.744
Resultado de operaciones antes de cambios en rubros operativos		43.269.957	55.579.450
Variación en activos y pasivos operativos			
Otras cuentas por cobrar		(25.936.872)	(1.454.321)
Cuentas por cobrar comerciales		(5.593.380)	(9.485.713)
Inventarios		(1.144.578)	2.140.085
Deudas comerciales		13.714.633	7.616.840
Otros pasivos		8.528.119	(6.851.384)
Efectivo proveniente de actividades operativas antes del pago de intereses e impuesto a la renta		32.837.879	47.544.957
Pago del impuesto a la renta		(16.727.650)	(9.392.274)
Efectivo (aplicado a)/proveniente de actividades operativas		16.110.229	38.152.683
Flujo de efectivo relacionado con actividades de inversión			
Altas y bajas de propiedad, planta y equipo e Inversiones de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos	10 y 11	(120.455.424)	(39.209.248)
Variación neta en activos financieros	6	50.555.166	25.939.435
Efectivo aplicado a actividades de inversión		(69.900.258)	(13.269.813)
Flujo de efectivo relacionado con actividades de financiamiento			
Obtención de préstamos	14	45.851.883	-
Pagos por arrendamientos	12	(1.646.445)	(1.442.555)
Efectivo proveniente/(aplicado a) de actividades de financiamiento		44.205.438	(1.442.555)
Variación neta de efectivo y equivalente		(9.584.591)	23.440.315
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	5	25.707.077	2.266.762
Efectivo y equivalentes al cierre del ejercicio	5	16.122.486	25.707.077

Las notas que acompañan a estos estados financieros consolidados forman parte integrante de los mismos.



Estado de cambios en el patrimonio neto consolidado por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025

(en dólares estadounidenses)

	Nota	Aporte de los accionistas	Reserva legal	Resultados acumulados	Total de patrimonio
Saldos iniciales al 1 de enero de 2024		95.971.153	3.284.305	16.186.278	115.441.736
Movimientos del ejercicio:					
Reserva legal	22	-	809.314	(809.314)	-
Resultado del ejercicio		-	-	16.078.378	16.078.378
Otros resultados integrales	19	-	-	(1.326.791)	(1.326.791)
Sub- totales		-	809.314	13.942.273	14.751.587
Saldos al 31 de diciembre de 2024		95.971.153	4.093.619	30.128.551	130.193.323
Movimientos del ejercicio:					
Aporte de capital	22	29.320.666	-	-	29.320.666
Reserva legal	22	-	737.579	(737.579)	-
Distribucion de dividendos		-	-	(29.390.972)	(29.390.972)
Resultado del ejercicio		-	-	11.174.438	11.174.438
Otros resultados integrales	19	-	-	761.456	761.456
Sub- totales		29.320.666	737.579	(18.192.657)	11.865.588
Saldos al 31 de diciembre de 2025		125.291.819	4.831.198	11.935.894	142.058.911

Las notas que acompañan a estos estados financieros consolidados forman parte integrante de los mismos.



PCR INVESTMENTS S.A.

Notas a los estados financieros consolidados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025

Nota 1 - Información básica sobre el Grupo

1.1 Naturaleza jurídica y actividad principal de PCR Investments S.A.

PCR Investments S.A. es una sociedad anónima uruguaya cerrada, con acciones nominativas, constituida el 2 de julio de 2013. La Sociedad es controlada por Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. (Argentina).

El cierre del ejercicio económico de la sociedad es el 31 de diciembre de cada año.

Al cierre del ejercicio la Sociedad mantenía el 100% del paquete accionario de las siguientes entidades en Ecuador (en fase operativa) y en Estados Unidos de América (en fase pre-operativa):

Entidad	Jurisdicción
Comodororivadavia S.A.	Ecuador
PCR Ecuador S.A. y sus participaciones en consorcios (al 100%): <ul style="list-style-type: none">- Consorcio Petrosud-Petroriva (yacimiento Pindo Ecuador)- Consorcio Palanda-Yuca Sur (yacimiento Palanda Ecuador)	Ecuador
Dutmy Energy Corp. y sus subsidiarias (100% poseídas): <ul style="list-style-type: none">- PCR US Investments LLC- PCR Investments SP1 LLC- PCR Investments SP2 LLC- PCR Investments SP3 LLC- PCR Investments SP4 LLC- PCR Investments SP5 LLC- PCR Investments SP6 LLC- PCR Douglas Power LLC- Five Points Solar LLC- PCR Energy LA LLC- PCR Energy TX LLC	EEUU
PCR US Investments RE LLC	EEUU
Wadley Solar Farm Corp.	EEUU

1.2 Naturaleza jurídica y actividad principal de Comodororivadavia S.A.

Comodororivadavia S.A. es una sociedad constituida en el Ecuador. Su domicilio es Martin Carrión entre Av. República y Alpallana, Edificio Titanium Plaza, piso 7, oficina 7-1, Quito – Ecuador. Ver Nota 1.5

1.3 Naturaleza jurídica y actividad PCR Ecuador S.A. (ex – Petrolamerec S.A.)

Petrolamerec S.A. es una sociedad constituida en el Ecuador. Su domicilio es Martin Carrión entre Av. República y Alpallana, Edificio Titanium Plaza, piso 7, Quito - Ecuador.

A partir de la transacción descrita en la Nota 1.5, es la titular del 100% de los derechos de contratos sobre los yacimientos Palanda – Yuca Sur y Pindo.



1.4 Precio internacional del crudo

De acuerdo a lo estipulado en los contratos de prestación de servicios firmados con el Estado Ecuatoriano, la tarifa por prestación de servicios se paga con los recursos por ingreso disponible del área de los contratos. En caso de que éstos no sean suficientes para cubrir con el pago de la tarifa, de acuerdo a lo establecido en los contratos, el saldo faltante se acumulará durante el mes o años fiscales siguientes (“acumulación”). Adicionalmente, los contratos establecen que cualquier diferencia originada por insuficiencia del ingreso disponible (“acumulación”) que no haya sido pagada por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables a la terminación de los contratos, se extinguirá y no será pagada a la contratista quedando el Ministerio automáticamente liberado de esta obligación de pago.

Nota 2 - Estados financieros consolidados

Los presentes estados financieros consolidados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 expresados en dólares estadounidenses han sido formulados a los efectos de ser considerados dentro del proceso de consolidación del Grupo Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A a la cual pertenece PCR Investments S.A.

Los mismos han sido autorizados para su emisión por la Gerencia del Grupo el 6 de marzo de 2026 y serán presentados a la asamblea de accionistas conjuntamente con los estados estatutarios expresados en pesos uruguayos dentro de los plazos legales previstos por la ley de sociedades comerciales. En opinión de la gerencia, los estados financieros serán aprobados por los accionistas sin modificaciones.

Nota 3 - Normas Internacionales de Información Financiera

3.1 Bases para la preparación de estados financieros

Los presentes estados contables han sido preparados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera (“Normas contables NIIF”) adoptadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standard Board – IASB) en aplicación de la opción prevista por el artículo 7 del decreto 291/14.

3.2 Bases de consolidación

Los presentes estados financieros consolidan la información de PCR Investments S.A. (incluida la sucursal Colombia hasta la discontinuación de la misma), de sus subsidiarias Comodororivadavia S.A. y PCR Ecuador S.A. y de sus subsidiarias americanas (conjuntamente referidas como “el Grupo”), en el entendido de que sobre las mismas PCR Investments ejerce control.

Dichos estados financieros han sido elaborados siguiendo la metodología establecida por la NIIF 10 – Estados financieros consolidados.

De acuerdo a dicha metodología se han aplicado los siguientes procedimientos:

- Se han eliminado:
 - Ingresos y gastos correspondientes a transacciones realizadas entre las entidades controladas.
 - Activos y pasivos entre dichas entidades.
- Se ha ajustado el valor de los bienes comercializados entre dichas entidades.



3.3 Nuevas normas e interpretaciones por el IASB adoptadas

Durante el presente ejercicio las siguientes nuevas normas y/o normas revisadas por el IASB no tuvieron impacto en los estados financieros de la Sociedad dada su operativa:

- Modificaciones a la NIC 21: Ausencia de convertibilidad.

Por otro lado, a la fecha de aprobación de los presentes estados financieros, las normas e interpretaciones emitidas por el IASB que aún no han entrado en vigencia son las siguientes:

- Modificaciones a la NIIF 9 y NIIF 7: Contratos que hacen referencia a electricidad dependiente de la naturaleza.
- Modificaciones a la NIIF 9 y NIIF 7: Clasificación y medición de instrumentos financieros.
- NIIF 18: Presentación e información a revelar en los estados financieros.
- NIIF 19: Subsidiarias sin obligación pública de rendir cuentas: información a revelar.
- Mejoras anuales a las NIIF – Volumen 11: mejoras a NIIF 1, NIIF 7, NIIF 9, NIIF 10 y NIC 7.

NIIF 18: Presentación e información a revelar en los estados financieros

La NIIF 18 sustituye a la NIC 1, manteniendo incambiados muchos de los requisitos de la NIC 1 y complementándolos con nuevos. Además, algunos párrafos de la NIC 1 se han trasladado a la NIC 8 y la NIIF 7. Asimismo, el IASB ha realizado modificaciones menores a la NIC 7 y a la NIC 33, Ganancias por Acción.

La NIIF 18 introduce nuevos requisitos para:

- presentar categorías específicas y subtotales definidos en el estado de resultados;
- proporcionar información a revelar sobre las medidas de rendimiento definidas por la dirección (MPD) en las notas a los estados financieros;
- mejorar la agregación y la desagregación.

Las entidades deben aplicar la NIIF 18 a los ejercicios anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2027, permitiéndose su aplicación anticipada. Las modificaciones a la NIC 7 y la NIC 33, así como las NIC 8 y la NIIF 7 revisadas, entran en vigor cuando una entidad aplica la NIIF 18. La NIIF 18 exige su aplicación retroactiva con disposiciones de transición específicas.

NIIF 19 Subsidiarias sin obligación pública de rendir cuentas: Información a revelar

La NIIF 19 permite que una subsidiaria elegible (definida como una subsidiaria sin obligación pública de rendir cuentas y con una matriz última o intermedia que elabora estados financieros consolidados disponibles para uso público que cumplen con las normas contables NIIF) proporcione información reducida a nivel de revelaciones al aplicar las normas contables NIIF en sus estados financieros.

La nueva norma entra en vigor para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2027, permitiéndose su aplicación anticipada.

Excepto por los cambios en el formato de presentación y de información a revelar en los estados financieros que podrían ser introducidos por las NIIF 18 y 19, la Gerencia espera que la aplicación de estas modificaciones no afecte en forma significativa los estados financieros.



Nota 4 - Principales políticas y prácticas contables

Las políticas contables significativas que han sido adoptadas para la formulación de estos estados financieros consolidados son las siguientes:

4.1 Criterios generales de valuación

Los estados financieros consolidados han sido preparados siguiendo, en general, el principio contable de costo histórico. Consecuentemente, activos, pasivos, ingresos y egresos son valuados a los importes en dinero efectivamente acordados en las transacciones que les han dado origen.

El valor razonable es el precio que se recibiría por vender un activo o el valor pagado para transferir un pasivo entre participantes de un mercado en la fecha de valoración, independientemente de si ese precio es directamente observable o estimado utilizando otra técnica de valoración. Al estimar el valor razonable de un activo o un pasivo, el Grupo tiene en cuenta las características del activo o pasivo que los participantes del mercado tomarían en cuenta al fijar el precio del activo o pasivo a la fecha de medición. El valor razonable a efectos de medición y/o de revelación en los estados financieros, se determina sobre una base de este tipo, a excepción de las mediciones que tienen algunas similitudes con el valor razonable, pero no son su valor razonable, tales como el valor neto de realización de la NIC 2 o el valor en uso de la NIC 36.

Adicionalmente, a efectos de información financiera, las mediciones efectuadas a valor razonable se clasifican en el nivel 1, 2 o 3 con base en el grado de importancia de los importes para la medición del valor razonable en su totalidad, los cuales se describen a continuación:

Nivel 1: Son precios cotizados (sin ajustar) en mercados activos para activos o pasivos idénticos que la entidad puede acceder a la fecha de medición.

Nivel 2: Importes distintos a los precios cotizados incluidos en el Nivel 1, calculados utilizando datos que sean observables para el activo o pasivo, ya sea directa o indirectamente.

Nivel 3: Importes calculados utilizando datos no observables para el activo o pasivo.

4.2 Moneda funcional y moneda de presentación de los estados financieros

La Dirección del Grupo entiende que el dólar estadounidense es la moneda funcional dado que la sustancia económica en que desarrolla su actividad es en dicha moneda, tomando como punto de referencia los elementos indicados en la NIC 21 que son los siguientes:

- El flujo de ingresos y pagos se encuentra denominados en dólares estadounidenses, dado que todos cobros y pagos asociados a las inversiones se fijan en dicha moneda.
- Las cobranzas de las cuentas por cobrar se efectúan sustancialmente en dólares estadounidenses.
- El financiamiento se encuentra denominado en dólares estadounidenses.

4.3 Conversión de saldos en moneda distinta a la funcional

En caso de existir saldos de activos y pasivos en monedas distintas al dólar estadounidense a fecha de cierre son valuados al tipo de cambio de fecha de cierre.

Las diferencias de cambio son imputadas al rubro correspondiente del estado de resultado integral.

Las transacciones en monedas diferentes al dólar estadounidense se registran al tipo de cambio del día anterior de la transacción.



4.4 Definición de capital a mantener

Se ha considerado resultado integral la diferencia que surge al comparar el patrimonio al cierre del ejercicio y al inicio del mismo, luego de excluir los aumentos y disminuciones correspondientes a aportes de capital y retiro de utilidades.

4.5 Participación en acuerdos conjuntos

Un acuerdo conjunto es un acuerdo mediante el cual dos o más partes mantienen control conjunto. La clasificación de un acuerdo conjunto como una operación conjunta o un negocio conjunto dependerá de los derechos y obligaciones de las partes con respecto al acuerdo.

Una operación conjunta es un acuerdo conjunto mediante el cual las partes que tienen control conjunto del acuerdo, tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos, relacionados con el acuerdo.

Cuando el Grupo lleva a cabo sus actividades en el marco de operaciones conjuntas, el Grupo reconoce en relación con su participación en una operación conjunta:

- a) Sus activos, incluyendo su parte de los bienes comunes
- b) Sus pasivos, incluyendo su parte de los pasivos incurridos conjuntamente
- c) Sus ingresos, por la venta de su parte de la producción derivado de la operación conjunta.
- d) Sus gastos, incluyendo su parte de cualquier gasto que haya incurrido conjuntamente

Los acuerdos de operaciones conjuntas que mantiene el Grupo involucran el establecimiento de una entidad aparte en la que cada participante posee una participación. El Grupo reconoce su participación correspondiente al 60%, en los Consorcios Petrosud - Petroriva y Palanda Yuca - Sur (entidades controladas de forma conjunta) en relación a su participación. La distribución de los activos, pasivos, ingresos y gastos de las entidades controladas en forma conjunta se combina con las partidas equivalentes en los estados financieros del Grupo, línea por línea.

La participación en los Consorcios se basa en los últimos estados contables disponibles al cierre de los ejercicios considerando los hechos y las operaciones significativas subsecuentes y/o información de gestión disponible. Los saldos comunes entre los Consorcios y el Grupo han sido eliminados.

4.6 Activos financieros

Activo financiero es cualquier activo que sea: dinero en efectivo, depósitos en entidades financieras, instrumentos de patrimonio de otras entidades, derechos contractuales o un contrato que será o puede ser liquidado con la entrega de instrumentos de patrimonio propio.

Los activos financieros se clasifican en las siguientes categorías: “activos financieros al costo amortizado”, “activos financieros medidos a su valor razonable a través del resultado integral”, y “activos financieros medidos a su valor razonable a través de resultados”. La clasificación depende de las características contractuales y del modelo de negocios de la entidad y se determina en el momento de su reconocimiento inicial.

Método del interés efectivo

El método del interés efectivo es un método para calcular el costo amortizado de un activo financiero y el devengamiento del ingreso por intereses a lo largo del ejercicio relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar a lo largo de la vida esperada del activo financiero o, cuando sea apropiado, un menor período.

Los ingresos son reconocidos sobre el método del interés efectivo para instrumentos de deuda o colocaciones diferentes a aquellos activos financieros valuados al valor razonable con cambios en resultados.



Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Los activos financieros clasificados dentro de esta categoría son aquellos adquiridos para negociar.

Los activos financieros clasificados dentro de esta categoría tanto inicialmente como posteriormente son valuados al valor razonable, siendo reconocidos en el estado de resultados todas las ganancias o pérdidas derivadas del cambio de valor y aquellas que resultan por el devengamiento de intereses o dividendos.

Inversiones en otras empresas

Las inversiones en otras empresas se presentan al valor razonable, y las variaciones correspondientes se clasifican en el estado de resultado integral.

Préstamos financieros

Los préstamos financieros están presentados a su costo amortizado, con cualquier diferencia entre el costo y su valor de cancelación reconocida en el Estado de resultados durante el período de financiamiento, utilizando tasas de interés efectivas.

Deterioro de activos financieros

En relación con el deterioro de los activos financieros, la NIIF 9 introduce un modelo de pérdida crediticia esperada en lugar del modelo de pérdida incurrida según la NIC 39. El modelo de pérdida crediticia esperada requiere que el Grupo tenga en cuenta las pérdidas crediticias esperadas y cambios en las mismas en cada fecha de reporte para reflejar cambios en el riesgo de crédito desde el reconocimiento inicial de los activos financieros. Dicho de otra forma, no es necesario que se hayan incurrido en pérdidas respecto a un crédito para que se reconozcan pérdidas crediticias esperadas en relación al mismo.

Específicamente, la NIIF 9 requiere que el Grupo reconozca una provisión para pérdidas crediticias esperadas en:

- a. instrumentos de deuda medidos posteriormente al costo amortizado o al valor razonable con cambios en otros resultados integrales;
- b. arrendamientos por cobrar;
- c. cuentas por cobrar comerciales y activos contractuales; y
- d. contratos de garantías financieras en los cuales aplican los requisitos de deterioro de la NIIF 9.

En particular, la NIIF 9 requiere que el Grupo mida la provisión para pérdidas de un instrumento financiero por el monto de las pérdidas crediticias esperadas en toda la vida útil del activo si el riesgo crediticio en dicho instrumento financiero ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial, o, si el instrumento financiero fue comprado u originado con deterioro crediticio.

Sin embargo, si el riesgo crediticio de un instrumento financiero no ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial (exceptuando instrumentos financieros comprados u originados con deterioro crediticio), el Grupo debe medir la provisión para pérdidas de ese instrumento financiero por un monto igual a las pérdidas esperadas en los próximos doce meses. La NIIF 9 también requiere un enfoque simplificado para medir la provisión para pérdidas esperadas en toda la vida útil para las cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales y arrendamientos por cobrar en determinadas circunstancias.

Baja en cuentas de un activo financiero

El Grupo da de baja a un activo financiero solo cuando los derechos contractuales de recibir un flujo de fondos asociado a dicho activo expiran, o cuando se transfiere el activo financiero junto con todos sus riesgos y beneficios a otra entidad.



4.7 Inventarios

Los inventarios son expresados al menor entre el costo y el valor neto realizable. El costo incluye los costos directos y cuando sea aplicable aquellos costos indirectos que fueron incurridos en poner los inventarios en su condición y lugar actuales.

Para el ordenamiento de las salidas se sigue el criterio del precio promedio ponderado (PPP).

Los inventarios incluyen una provisión para reconocer pérdidas por obsolescencia, la cual es determinada en función de un análisis de la posibilidad real de utilización en la prestación de servicios.

4.8 Propiedad, planta y equipo

Medición en el momento del reconocimiento

Las partidas de propiedad, planta y equipo se miden inicialmente por su costo.

El costo de las partidas de propiedad, planta y equipo comprenden su precio de adquisición más todos los costos directamente relacionados con la ubicación y la puesta en condiciones de funcionamiento y la estimación inicial de cualquier costo de desmantelamiento y retiro del elemento o de rehabilitación de la ubicación del activo.

Adicionalmente, se considerará como parte del costo de los activos, los costos por préstamos directamente atribuibles a la adquisición o construcción de activos calificables (que requieren de un tiempo sustancial para estar listos para su uso).

Medición posterior al reconocimiento: modelo del costo

Después del reconocimiento inicial, las partidas de propiedad, planta y equipo son registradas al costo menos la depreciación acumulada y el importe acumulado de las pérdidas de deterioro de valor.

Los gastos de reparaciones y mantenimientos se imputan a resultados en el ejercicio en que se producen.

Método de depreciación y vidas útiles

El costo de las partidas de propiedad, planta y equipo se deprecian de acuerdo con el método lineal. La vida útil estimada, el valor residual y el método de depreciación son revisados al final de cada año, siendo el efecto de cualquier cambio en el estimado registrado sobre una base prospectiva.

A continuación, se presentan las principales partidas de propiedad, planta y equipo, así como las vidas útiles utilizadas en el cálculo de la depreciación:

Ítems Vida útil (en años)

Equipos de campo	10
Muebles, útiles y equipos	10
Rodados	5
Equipo de comunicación	5
Equipos de computación	3

Retiro o venta de propiedad, planta y equipo

La utilidad o pérdida que surja del retiro o venta de una partida de propiedad, planta y equipo es calculada como la diferencia entre el precio de venta y el valor en libros del activo y reconocida en resultados.



Inversiones de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos

Corresponden a desembolsos relacionados con la exploración, desarrollo y producción de petróleo crudo y gas en el área en que las reservas han sido probadas.

Asimismo, el importe incluye el mayor valor resultante de la combinación de negocios calculado como la diferencia entre el valor razonable a la fecha de la adquisición y el valor en libros de dichos activos.

Inversiones de exploración

Los costos de exploración relacionados con el descubrimiento específico de reservas se capitalizan cuando se incurren. Los costos de exploración y perforación de pozos exploratorios se capitalizan hasta que se determina si existen reservas probadas que justifiquen su desarrollo comercial. Si no se encuentran tales reservas, los mencionados costos de exploración y perforación se imputan a resultados.

El Grupo registra como costos de exploración aquellos incurridos después de obtener el derecho legal de explorar un área determinada y antes de que sean demostrables la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de la extracción de un recurso mineral. Estos costos incluyen entre otros:

- Adquisición de derechos de exploración
- Estudios topográficos, geológicos, geoquímicos y geofísicos (incluyendo estudios de sísmica)
- Perforaciones exploratorias
- Excavaciones de zanjas y trincheras
- Toma de muestras

Los desembolsos relacionados con estudios de sísmica en la etapa de exploración se reconocen directamente en el estado de resultado integral.

Luego de la demostración de la factibilidad técnica y viabilidad comercial, el Grupo reclasifica las inversiones efectuadas como inversiones de desarrollo y aplica la política contable establecida para la amortización de estas inversiones.

Inversiones de desarrollo

Los costos de desarrollo incurridos para extraer las reservas probadas (incluyendo costos de perforación de pozos productivos y pozos en desarrollo secos, plataformas, sistemas de mejora de recuperación, etc.) se capitalizan en inversiones de producción.

Inversiones de producción

Corresponden a los costos incurridos sobre pozos que se encuentran en producción. Los mismos son capitalizados como inversiones y se espera que generen beneficios económicos futuros.

Incluyen los costos futuros descontados por obligaciones para el abandono de las inversiones de producción (taponamiento de pozos), que son activados conjuntamente con los activos que le dieron origen y son depreciados utilizando el método de unidades de producción. Como contrapartida se reconoce un pasivo a largo plazo por dicho concepto, al valor estimado a pagar descontado.

Amortización de inversiones de desarrollo y producción

El Grupo calcula la amortización de las inversiones de producción en base a las unidades producidas, considerando la producción del período y las reservas de petróleo probadas desarrolladas.



4.9 Costos por préstamos

Los costos por préstamos atribuidos directamente a la adquisición, construcción o producción de activos calificados, los cuales constituyen activos que requieren de un período de tiempo sustancial para su uso o venta, son sumados al costo de estos activos hasta el momento en que estén listos para su uso o venta.

El ingreso por intereses de las inversiones temporales en préstamos específicos pendientes para ser consumidos en activos calificados es deducido de los costos por préstamos aptos para su capitalización.

Todos los otros costos por préstamos son reconocidos en resultados durante el ejercicio en que se incurren.

4.10 Combinaciones de negocio

Una combinación de negocios se contabiliza mediante la aplicación del método de adquisición. La contraprestación para cada adquisición se mide al valor razonable (a la fecha de intercambio) de los activos cedidos, pasivos incurridos o asumidos y los instrumentos de patrimonio emitidos por el Grupo a cambio del control de la adquirida. Los costos relacionados con la adquisición se reconocen en los resultados al ser incurridos.

Los activos identificables, pasivos y pasivos contingentes de la adquirida que cumplen con las condiciones para reconocimiento de acuerdo a la NIIF 3 se reconocen a su valor razonable a la fecha de adquisición.

4.11 Reservas de crudo

Las reservas probadas son cantidades estimadas de petróleo crudo determinadas de acuerdo a estudios geológicos y de ingeniería efectuados por un profesional independiente. Las reservas probadas desarrolladas son aquellas que pueden recuperarse a través de pozos existentes con equipos y método de operación existentes. Las estimaciones de reservas de petróleo no son exactas y son sujetas de revisión futura. En consecuencia, las estimaciones contables financieras (como la estimación estándar de los flujos de efectivo descontados y la amortización de inversiones de exploración, desarrollo y producción) que se basan en las reservas probadas y reservas probadas desarrolladas también están sujetas a cambios.

4.12 Pérdidas por deterioro de activos tangibles e intangibles

Al cierre de cada ejercicio, el Grupo evalúa el valor registrado de sus activos tangibles e intangibles a fin de determinar si existen hechos o circunstancias que indiquen que el activo haya sufrido una pérdida por deterioro. Si existe alguno de estos hechos o circunstancias, se estima el importe recuperable de dicho activo para determinar el monto de la pérdida por deterioro correspondiente. Si el activo no genera flujos de efectivo que sean independientes de otros activos, el Grupo estima el importe recuperable de la unidad generadora de efectivo a la cual pertenece el activo.

Un activo intangible con una vida útil no definida se evalúa anualmente por deterioro y en cualquier momento que exista una indicación de que el activo puede estar deteriorado.

El valor recuperable, es el mayor, entre el valor razonable menos los costos para la venta y el valor de uso. El valor de uso, es el valor actual de los flujos de efectivo estimado, que se espera que surjan de la operación continuada del activo a lo largo de su vida útil, así como de su enajenación o abandono al final de la misma. Para la determinación del valor de uso, los flujos proyectados de efectivo son descontados a su valor actual utilizando una tasa de descuento antes de impuestos, que refleje la evaluación actual del mercado, sobre el valor temporal del dinero y los riesgos específicos que soporta el activo que se está valorando.

Si se estima que el importe recuperable de un activo (o unidad generadora de efectivo) es menor que su valor registrado, este último se reduce a su importe recuperable, reconociéndose inmediatamente una pérdida por deterioro.



Cuando una pérdida por deterioro se revierte posteriormente, el valor del activo se incrementa hasta su importe recuperable, siempre que dicho valor no exceda el valor que tendría en caso de nunca haberse reconocido una pérdida por deterioro. Esa reversión se reconoce dentro del resultado del ejercicio.

4.13 Impuesto a la renta

El cargo a resultados por impuesto sobre la renta representa la suma del impuesto a pagar y del impuesto diferido.

Impuesto a pagar

El impuesto a pagar está basado en la renta gravable del año. La renta gravable difiere del resultado integral como se reporta en el estado de resultado integral, ya que excluye rubros de ingresos o gastos que son gravables o deducibles en otros años y rubros que nunca son gravables o deducibles. El pasivo del Grupo por impuesto a pagar es calculado utilizando la tasa de impuesto que está vigente a la fecha de cierre del ejercicio.

Impuesto diferido

El impuesto diferido es aquél que se espera sea pagadero o recuperable por las diferencias entre el valor en libros de los activos y los pasivos en los estados financieros y por los valores de los mismos siguiendo los criterios fiscales utilizados en el cálculo de la renta gravable. El impuesto diferido es contabilizado utilizando el método del pasivo en el balance. Los pasivos por impuesto diferido son generalmente reconocidos para todas las diferencias temporales imponibles y los activos por impuesto diferido son reconocidos en la medida que sea probable que haya rentas gravadas disponibles en contra de las cuales, las diferencias temporales deducibles puedan ser utilizadas.

El valor en libros de los activos por impuesto diferido es revisado al cierre de cada ejercicio y reducido en la medida que no sea probable que suficiente renta gravada esté disponible en el futuro para permitir que todos o parte de los activos sean recuperables.

El impuesto diferido es medido a la tasa de impuesto que se aplicaría en el ejercicio en que se espera liquidar el pasivo o realizar el activo.

Los activos y pasivos por impuesto diferido son compensados cuando están relacionados a los impuestos a las ganancias gravados por la misma autoridad impositiva y el Grupo pretende liquidar el impuesto corriente de sus activos y pasivos sobre una base neta.

Tanto el impuesto a pagar como el diferido son reconocidos como gasto o ingreso en el estado de resultados, excepto cuando se relacionan con ítems que han sido acreditados o debitados directamente en patrimonio. En dicho caso el impuesto devengado se reconocería directamente en patrimonio.

Impuesto Mínimo Global e Impuesto Mínimo Complementario Doméstico

Con fecha 16 de diciembre de 2025 fue promulgada la Ley N° 20.446 (Presupuesto Nacional 2025–2029), mediante la cual se incorporó a la legislación uruguaya el régimen de Impuesto Mínimo Global (IMG), conforme a las Reglas GloBE de la OCDE (Reglas Globales contra la Erosión de la Base Imponible de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos), con aplicación para ejercicios económicos que cierren a partir de la fecha de promulgación. Dicho régimen resulta aplicable a grupos multinacionales con ingresos consolidados superiores a EUR 750 millones en al menos dos de los últimos cuatro ejercicios fiscales. El decreto reglamentario de esta ley aún no ha sido emitido a la fecha de publicación de los presentes estados financieros. Por otra parte, Uruguay implementó el Impuesto Mínimo Complementario Doméstico (IMCD), el cual se encuentra alineado con las normas OCDE, a los efectos de asegurar que las rentas generadas en el país se graven localmente hasta alcanzar como mínimo la tasa efectiva del 15% (con ciertas excepciones).



La Dirección de la entidad ha evaluado los requerimientos establecidos por la normativa vigente y concluye que la entidad no se encuentra comprendida dentro del alcance del Impuesto Mínimo Global ni del Impuesto Mínimo Complementario Domestico, por lo que no se ha reconocido impacto alguno en los presentes estados financieros.

4.14 Provisiones

Se reconocen cuando el Grupo tiene una obligación presente (ya sea legal o implícita) como resultado de un suceso pasado, es probable que el Grupo tenga que desprenderse de recursos que incorporen beneficios económicos para cancelar la obligación, y puede hacerse una estimación fiable del importe de la obligación.

El importe reconocido como provisión debe ser la mejor estimación del desembolso necesario para cancelar la obligación presente, al final de cada ejercicio, teniendo en cuenta los riesgos y las incertidumbres correspondientes. Cuando se mide una provisión usando el flujo de efectivo estimado para cancelar la obligación presente, su valor en libros representa el valor presente de dicho flujo de efectivo.

Provisión para taponamiento de pozos

Los cambios en la medición de la provisión para taponamiento de pozos, que se deriven de cambios en el plazo del contrato o importe de las salidas de recursos que incorporan beneficios económicos requeridos para cancelar la obligación, o un cambio en la tasa de descuento se contabilizarán de acuerdo con lo siguiente:

- Los cambios en el pasivo se añadirán o deducirán del costo del activo correspondiente en el período actual, respetando lo establecido en el literal siguiente.
- El importe deducido del costo del activo no será superior a su importe en libros. Si la disminución en el pasivo excediese el importe en libros del activo, el exceso se reconocerá inmediatamente en el resultado del período.
- Si el ajuste diese lugar a una adición al costo del activo, el Grupo considerará si esto es un indicio de que el nuevo importe en libros del mismo podría no ser completamente recuperable. Si existiese dicho indicio, la entidad realizará una prueba del deterioro del valor estimando su importe recuperable, y contabilizará cualquier pérdida por deterioro del valor del activo de acuerdo con la NIC 36.

4.15 Beneficios a los empleados

Beneficios definidos - Bonificación por despido e indemnización por años de servicio.

El costo de los beneficios definidos (bonificación por despido e indemnización por años de servicio) es determinado utilizando el Método de la Unidad de Crédito Proyectada, con valoraciones actuariales realizadas al final de cada ejercicio.

El valor presente de las provisiones para obligaciones por beneficios definidos depende de varios factores que son determinados en función de un cálculo actuarial basados en varios supuestos. Estos supuestos utilizados para determinar el valor presente de estas obligaciones incluyen una tasa de descuento. Cualquier cambio en los supuestos impacta en el valor en libros de las provisiones de estos beneficios.

Participación a trabajadores

Debido a que la Compañía no tiene empleados, no le corresponde constituir provisiones por este concepto; sin embargo, la participación a los empleados que mantienen relación de dependencia con las subsidiarias, está constituida de acuerdo con las disposiciones legales a la tasa del 15% de la utilidad contable y es registrada en el resultado del año.



A partir del año 2010, el 12% de esta participación debe ser pagada al Estado Ecuatoriano conforme lo regula el reglamento correspondiente. Dicha participación es calculada y liquidada por las sociedades en las que el Grupo participa.

4.16 Clasificación como pasivo o patrimonio

Los instrumentos de pasivo o patrimonio se clasifican como pasivos financieros o patrimonio de acuerdo a la sustancia del acuerdo contractual.

Instrumentos de patrimonio

Un instrumento de patrimonio es cualquier contrato que evidencia un interés residual en los activos de cualquier entidad luego de deducir todos sus pasivos. Los instrumentos de patrimonio emitidos por el Grupo se registran por los valores históricos en pesos uruguayos recibidos, netos de los costos directos de emisión

Pasivos financieros

Los pasivos financieros corresponden a préstamos que son inicialmente medidos al valor razonable neto de costos de transacción. Con posterioridad son medidos al costo amortizado empleando el método de la tasa de interés efectiva para el devengamiento de los intereses.

Baja en cuentas de un pasivo financiero

El Grupo dará de baja en cuentas un pasivo financiero si, y solo si, expiran, cancelan o cumplen las obligaciones del Grupo. La diferencia entre el importe en libros del pasivo financiero dado de baja y la contraprestación pagada y por pagar se reconoce en el resultado del ejercicio.

4.17 Uso de estimaciones contables

La preparación de estados financieros a una fecha determinada requiere que la Dirección del Grupo realice estimaciones y evaluaciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados y los activos y pasivos contingentes revelados a la fecha de emisión de los presentes estados financieros, como así también los ingresos y egresos registrados en el ejercicio. Los resultados reales futuros pueden diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los presentes estados financieros. A continuación, se detallan las estimaciones que incluyen la aplicación de juicio profesional significativo:

- **Deterioro de activos**

A la fecha de cierre de cada ejercicio, o en aquella fecha que se considere necesario, se analiza el valor de los activos para determinar si existe algún indicio de que dichos activos hubieran sufrido una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del importe recuperable de dicho activo. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de efectivo de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la unidad generadora de efectivo a la que pertenece el activo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en ejercicios anteriores son revertidas cuando se produce un cambio en las estimaciones sobre su importe recuperable incrementando el valor del activo con abono a resultados con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse reconocido la pérdida por deterioro.



Al 31 de diciembre del 2024, la Administración del Grupo realizó un análisis de deterioro de las inversiones de exploración, desarrollo y producción y los activos por derecho de uso por cada una de sus unidades generadoras de efectivo, para lo cual estimó el valor en uso de las mismas, determinando los flujos de efectivo futuros de los Consorcios hasta la fecha de terminación de los respectivos contratos (diciembre del 2025 para el Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur y diciembre del 2027 para Consorcio Petrosud - Petroriva), descontados a una tasa promedio ponderada del costo del capital (WACC) del 12,22%. Los precios de venta de petróleo crudo ecuatoriano fueron estimados con base en estudios independientes, y la producción futura fue proyectada por el departamento técnico de los Consorcios.

El análisis efectuado no generó un ajuste por deterioro, en razón de que el valor de uso de los activos de la Compañía determinado al 31 de diciembre del 2024 es superior al saldo en libros de los mismos a esa fecha. La Administración considera que los supuestos utilizados en el referido cálculo se mantienen vigentes al 31 de diciembre del 2024 y por lo tanto no se prevé ningún ajuste en los estados financieros a esa fecha.

- **Provisiones para obligaciones por beneficios definidos**

Bonificación por jubilación patronal, desahucio e indemnización por años de servicio - El costo de los beneficios definidos (bonificación por desahucio e indemnización por años de servicio) es determinado utilizando el Método de la Unidad de Crédito Proyectada, con valoraciones actuariales realizadas al final de cada período.

- **Impuesto a la renta diferido**

El Grupo ha realizado la estimación de sus impuestos diferidos considerando que ciertas diferencias entre el valor en libros y la base tributaria de los activos y pasivos se revertirán en el futuro.

- **Reservas de crudo**

Las reservas probadas son cantidades estimadas de petróleo crudo determinadas de acuerdo a estudios geológicos y de ingeniería efectuados por un profesional independiente. Las reservas probadas desarrolladas son aquellas que pueden recuperarse a través de pozos existentes con equipos y método de operación existentes. Las estimaciones de reservas de petróleo no son exactas y son sujetas de revisión futura. En consecuencia, las estimaciones contables financieras (como la estimación estándar de los flujos de efectivo descontados y la amortización de inversiones de exploración, desarrollo y producción) que se basan en las reservas probadas y reservas probadas desarrolladas también están sujetas a cambios.

- **Taponamiento de pozos**

A la fecha de cierre de cada ejercicio, o en aquella fecha que se considere necesario, la Administración del Grupo efectúa una estimación de los costos futuros por obligaciones para el abandono de campos, en base a un estudio efectuado por especialistas técnicos del Consorcio (en los que el Grupo participa con el 60%). Los costos futuros estimados se traen a valor presente utilizando una tasa de descuento del 8,5%.

- **Cálculo de la pérdida de crédito esperada**

Cuando se mide la pérdida de crédito esperada (PCE), la Compañía utiliza información que considera razonable y soportable, la cual está basada en datos históricos que permiten establecer probabilidades de incumplimiento. La pérdida dado el incumplimiento es una estimación de la pérdida que surge cuando ocurre un incumplimiento. Se basa en la diferencia entre los flujos de efectivo contractuales pendientes de cobro y aquellos que la Compañía espera recibir.

4.18 Reconocimiento de ingresos

Se calculan al valor razonable de la contraprestación cobrada o por cobrar.



- 4.18.1** Prestación de servicios – El Grupo aplica el modelo de 5 pasos para reconocer los ingresos por prestación de servicios. Bajo este modelo el Grupo ha identificado una única obligación de desempeño en los contratos de prestación de servicios de extracción de petróleo crudo que mantienen los Consorcios con la Secretaría de Hidrocarburos, la cual se cumple en la entrega del petróleo extraído en el punto de fiscalización, y se valora considerando el componente fijo del precio de la transacción que corresponde al “ingreso disponible” (valor referencial establecido en el contrato), hasta por el valor de la tarifa de servicio pactada en el contrato. El componente variable es la diferencia que surge cuando el “ingreso disponible” es inferior a la tarifa por servicio establecida en el contrato, y siempre que existan saldos de “acumulación” por recuperar. El componente variable (recuperación de “acumulación”) se reconoce en el momento en que es comunicado por el MERNNR en los respectivos estimados de levante mensuales emitidos.

La Contraprestación distinta del efectivo, que corresponde al petróleo recibido como parte de pago de los servicios de explotación por porte del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (anteriormente Secretaría de Hidrocarburos), se reconoce a su valor razonable en función de lo establecido en el contrato de prestación de servicios y en el contrato de comercialización suscrito con el “trader” que vende dicho petróleo en el mercado internacional. El 1 de Setiembre del 2020, los Consorcio Petrosud – Petroriva y Consorcio Palanda Yuca Sur (donde el Grupo participa en un 60%) firmaron un contrato de comercialización del petróleo crudo con su compañía relacionada PCR Investments S.A., en el cual el precio pactado de venta constituye el precio promedio ponderado al contado de las exportaciones FOB de petróleo crudo de EP Petroecuador realizadas el mes anterior al mes de carga. El plazo del contrato es de un año desde la fecha de su suscripción.

- 4.18.2** Ajuste de tarifa - Los ingresos provenientes del ajuste de la tarifa se registran en el período en que dicho ajuste es negociado con la Secretaría de Hidrocarburos y si existe ingreso disponible, conforme lo establecido en el contrato.
- 4.18.3** Ganancia o pérdida por diferencia de precio - Las ganancias o pérdidas por diferencia de precio se registran en resultados al cierre del ejercicio sobre el que se informa, en base al estimado de levantes emitido por la Secretaría de Hidrocarburos.

4.19 Arrendamientos

El Grupo como arrendataria

El Grupo evalúa si un contrato es o contiene un arrendamiento al inicio del contrato. El Grupo reconoce un activo por derecho de uso y un correspondiente pasivo por arrendamiento respecto a todos los contratos de arrendamiento en los que sea arrendatario, exceptuando los arrendamientos de corto plazo (plazo de 12 meses o menos) y los de activos de bajo valor. Para estos arrendamientos, el Grupo reconoce los pagos de renta como un gasto operativo bajo el método de línea recta durante el período de vigencia del arrendamiento, a menos que otro método sea más representativo del patrón de tiempo en que los beneficios económicos de los activos arrendados son consumidos.

El pasivo por arrendamiento es medido inicialmente al valor presente de los pagos de rentas que no se han efectuado a la fecha de inicio, descontado por la tasa implícita en el contrato. Si esta tasa no puede ser fácilmente determinada, el Grupo utiliza su tasa incremental. Los pagos de renta incluidos en la medición del pasivo por arrendamiento consisten en:

- Pagos de renta fijos (incluyendo pagos fijos en sustancia), menos cualquier incentivo por arrendamiento recibido;
- Pagos de renta variables que dependen de un índice o tasa, inicialmente medidos usando el índice o tasa en la fecha de inicio;
- El valor esperado a pagarse por el arrendatario como valor residual garantizado;
- Pagos por penalizaciones resultantes de la terminación del arrendamiento, si el período del arrendamiento refleja la ejecución de una opción de terminación del arrendamiento.



El pasivo por arrendamiento se presenta como en un rubro separado en el estado de situación financiera.

El pasivo por arrendamiento es medido subsecuentemente por el incremento del valor en libros para reflejar los intereses devengados del pasivo por arrendamiento (usando el método de interés efectivo) y reduciendo el valor en libros para reflejar los pagos de renta realizados.

El Grupo mide nuevamente el pasivo por arrendamiento (y realiza el ajuste correspondiente al activo por derecho de uso relacionado) siempre que:

- El plazo del arrendamiento es modificado o hay un evento o cambio significativo en las circunstancias del arrendamiento, que resulta en un cambio en la evaluación del ejercicio de opción de compra, en cuyo caso el pasivo por arrendamiento es medido descontando los pagos de renta revisados usando una tasa de descuento actualizada.
- Los pagos de renta se modifican como consecuencia de cambios en índices o tasas, o un cambio en el pago esperado de un valor residual garantizado, en cuyos casos el pasivo por arrendamiento se revalúa descontando los pagos de renta revisados utilizando la misma tasa de descuento (a menos que el cambio en los pagos de renta se deba a un cambio en una tasa de interés variable, en cuyo caso se usa una tasa de descuento actualizada).
- Un contrato de arrendamiento se modifique y la modificación del arrendamiento no se contabilice como un arrendamiento separado, en cuyo caso el pasivo por arrendamiento se revalúa con base en el plazo del arrendamiento modificado, descontando los pagos de renta revisados usando una tasa de descuento actualizada a la fecha de entrada en vigor de la modificación.

Los activos por derechos de uso consisten en la medición inicial del pasivo por arrendamiento correspondiente, los pagos de renta realizados en o antes de la fecha de inicio, menos cualquier incentivo por arrendamiento recibido y cualquier costo inicial directo. La valuación subsecuente es el costo menos la depreciación acumulada y pérdidas por deterioro.

Los activos por derechos de uso se deprecian durante el período que resulte más corto entre el período del arrendamiento y la vida útil del activo subyacente. Si un arrendamiento transfiere la propiedad del activo subyacente o el costo del derecho de uso del activo refleja que el Grupo espera ejercer una opción de compra, el activo por derecho de uso se depreciará sobre la vida útil del activo subyacente. La depreciación comienza en la fecha de inicio del arrendamiento.

Los activos por derechos de uso son presentados como un rubro separado en el estado de situación financiera.

4.20 Reconocimiento de costos y gastos

Los costos y gastos se registran al costo histórico. Los costos y gastos se reconocen a medida que son incurridos, independientemente de la fecha en que se haya realizado el pago, y se registran en el ejercicio más cercano en el que se conocen.

4.21 Compensación de saldos y transacciones

Como norma general en los estados financieros no se compensan los activos y pasivos, tampoco los ingresos y gastos, salvo aquellos casos en los que la compensación sea requerida o permitida por alguna norma y esta presentación sea el reflejo de la esencia de la transacción.

Los ingresos y gastos con origen en transacciones que, contractualmente o por una norma legal, contemplan la posibilidad de compensación y el Grupo tiene la intención de liquidar por su importe neto o de realizar el activo y proceder al pago del pasivo de forma simultánea, se presentan netos en resultados.



Nota 5 - Efectivo y equivalente

A los efectos de la elaboración del Estado de flujos de efectivo, se ha considerado como efectivo los saldos mantenidos en caja y bancos e inversiones en otros activos financieros mantenidos hasta el vencimiento con un vencimiento menor a 90 días (equivalentes a efectivo).

	31.12.2025	31.12.2024
Bancos y depósitos a plazo (*)	16.122.486	25.707.077
	16.122.486	25.707.077

(*) Al 31 de diciembre de 2025 incluye US\$ 8.014.982 por depósitos a plazo fijo (US\$ 17.400.000 al 31 de diciembre de 2024), cuyos vencimientos son menores a 3 meses desde la fecha de su adquisición.

Nota 6 - Inversiones en activos financieros

Corriente	31.12.2025	31.12.2024
Depósitos a plazo fijo (*)	5.300.514	11.593.263
Bonos y letras del tesoro (**)	-	38.360.537
	5.300.514	49.953.800
No Corriente	31.12.2025	31.12.2024
Bonos y letras del tesoro (**)	15.005.807	20.907.687
	15.005.807	20.907.687

(*) Al 31 de diciembre del 2025 y 31 de diciembre del 2024, corresponde a certificados de depósito a plazo fijo en instituciones financieras, con vencimiento de enero 2026 (enero 2025 para el cierre del ejercicio 2024) y una tasa de interés promedio efectiva anual de 3,35% (7,10% para el año 2024).

(**) Al 31 de diciembre del 2025 el saldo incluye inversiones en Fondos mutuos por US\$ 15.005.807. Al 31 de diciembre de 2024 (corriente y no corriente) incluye: i) US Treasury Bills US\$ 16.315.134 costo de adquisición US\$ 16.270.459, ii) Bonos corporativos US\$ 10.964.182 con un costo de adquisición de US\$ 11.075.000 e iii) inversiones en Fondos mutuos por US\$ 31.988.900.

Nota 7 - Cuentas por cobrar comerciales

Corriente	31.12.2025	31.12.2024
Deudores comunes (*)	25.361.149	21.251.312
Previsión para cuentas por cobrar	(56.049)	(1.539.592)
	25.305.100	19.711.720

(*) Al 31 de diciembre del 2025, corresponden a cuentas por cobrar al MAE por US\$25,3 millones (US\$19.7 millones para el año 2024) por los servicios prestados de extracción de petróleo crudo en los campos Pindo y Palanda Yuca Sur y por la participación en la producción del bloque Sahino. A la fecha de emisión de estos estados financieros se encuentran pendientes de cobro dichos valores.



Nota 8 - Otras cuentas por cobrar

Corrientes	31.12.2025	31.12.2024
Anticipos a proveedores	897.961	1.755.354
Anticipos de impuestos	140.274	76.508
Gastos pagados por adelantado	3.480.134	1.002.847
Créditos con sociedades relacionadas (Nota 25)	631.834	559.664
Costos de contratos (Bloques Sahino y Arazá Este)	1.797.252	1.503.368
Impuesto al valor agregado – IVA (*)	6.763.283	2.333.713
Diversos	840.808	197.630
	14.551.546	7.429.084
No corrientes	31.12.2025	31.12.2024
Anticipo a proveedores	748.622	-
Deposito entregado en garantía (**)	17.252.490	1.222.658
	18.001.112	1.222.658

(*) Al 31 de diciembre del 2025 y diciembre del 2024, incluye retenciones del 100% del IVA efectuadas por el MEM sobre las facturas por servicios petroleros prestados por los contratos de los Bloques Petroleros Sahino, Pindo y Palanda - Yuca Sur.

(**) Al 31 de diciembre del 2025, corresponde al reconocimiento de las garantías bancarias que PCR-Ecuador entregó en cumplimiento a las Bases de Contratación y en el Contrato de Participación para el período de Explotación en los bloques Sahino, Arazá Este, Saywa y VHR Este a favor del Ministerio de Energía y Minas otorgadas por el Banco Internacional en términos de incondicional, irrevocable y de cobro inmediato en dólares de los Estados Unidos de América. Esta garantía se hará efectiva en caso de incumplimiento de cualquiera de las obligaciones del Plan Exploratorio Comprometido.

Nota 9 - Inventarios

Corrientes	31.12.2025	31.12.2024
Materiales en almacenes y otros	7.152.911	6.008.333
	7.152.911	6.008.333
No corrientes	31.12.2025	31.12.2024
Materiales en almacenes	1.014.106	1.335.095
Petróleo crudo	240.801	240.801
	1.254.907	1.575.896
Previsión por obsolescencia y lenta rotación de materiales	(1.014.106)	(1.335.095)
	240.801	240.801



Nota 10 - Propiedad, planta y equipo

	Muebles y útiles	Rodados	Terrenos	Obras en curso	Edificios	Total
Costo de adquisición						
Saldos al 1 de enero de 2025	3.652.281	2.156.614	3.529.925	11.355.365	652.124	21.346.309
Altas	9.267.917	407.460	3.919.491	16.553.652	-	30.148.520
Bajas	(3.063.807)	(322.425)	(2.598.549)	(13.226.906)	-	(19.211.687)
Saldos al 31 de diciembre de 2025	9.856.391	2.241.649	4.850.867	14.682.111	652.124	32.283.142
Depreciaciones						
Saldos al 1 de enero de 2025	2.473.666	1.609.818	-	-	61.182	4.144.666
Bajas	(6.681)	(77.689)	-	-	-	(84.370)
Depreciaciones del período	499.227	220.390	-	-	27.465	747.082
Saldos al 31 de diciembre de 2025	2.966.212	1.752.519	-	-	88.647	4.807.378
Neto al 31 de diciembre de 2025	6.890.179	489.130	4.850.867	14.682.111	563.477	27.475.764
Neto al 31 de diciembre de 2024	1.178.615	546.796	3.529.925	11.355.364	590.942	17.201.643

Nota 11 - Inversiones de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos

	Pozos y equipos de explotación de petróleo y gas	Propiedad Minera	Total
Costo de adquisición			
Saldos al 1 de enero de 2025	288.142.416	-	288.142.416
Altas (*)	72.357.222	35.133.300	107.490.522
Disminuciones	(2.634.950)	-	(2.634.950)
Saldos al 31 de diciembre de 2025	357.864.688	35.133.300	392.997.988
Depreciaciones			
Saldos al 1 de enero de 2025	243.474.911	-	243.474.911
Depreciaciones del período	18.419.218	77.375	18.496.593
Bajas	(14.224)	-	(14.224)
Saldos al 31 de diciembre de 2025	261.879.905	77.375	261.957.280
Neto al 31 de diciembre de 2025	95.984.783	35.055.925	131.040.708
Neto al 31 de diciembre de 2024	44.667.505	-	44.667.505

(*) Proyecto Cherokee, Cuenca Anadarko, Oklahoma (Estados Unidos)

Con fecha 1 de diciembre de 2025 PCR ENERGY OK LLC, subsidiaria del Grupo en los Estados Unidos de América, concretó la adquisición de una participación promedio del 15% en un proyecto de desarrollo de hidrocarburos no convencionales denominado "Cherokee", ubicado en la cuenca Anadarko, en el condado de Roger Mills, Estado de Oklahoma, Estados Unidos (el "Proyecto").

El Proyecto, está orientado a la producción de shale oil y shale gas, y es operado por la compañía estadounidense Upland Exploration LLC ("Upland").



El activo adquirido, cuya fecha efectiva a efectos legales se retrotrajo al 1 de septiembre de 2025, comprende participación en arrendamientos de áreas por aproximadamente 66.700 acres minerales, con seis pozos ya perforados y un pozo en perforación. De acuerdo con el plan del operador, se prevé perforar 60 pozos en los próximos cuatro años. El precio pagado por la transacción ascendió a aproximadamente US\$ 53,7 millones y fue imputado al rubro Inversiones de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos del balance general consolidado al 31 de diciembre de 2025.

El resto del aumento de las inversiones de exploración desarrollo y producción de hidrocarburos corresponde a inversiones en pozos petroleros de Ecuador.

Las reservas probadas desarrolladas obtenidas de los informes de reservas certificadas de los campos Pindo y Palanda utilizadas para calcular la amortización de las inversiones de exploración y producción de hidrocarburos, para los años 2025 y 2024, y, el volumen de producción, fueron como sigue:

Campo	Reservas probadas desarrolladas		Volumen de producción Año	
	Enero, 1			
	2025	2024	2025	2024
Pindo	2.812.000	4.309.000	1.494.357	1.515.688
Palanda Yuca Sur	3.350.000	1.258.000	1.154.917	733.760
Sahino	3.065.000	=	674.494	=

Para el cálculo de la amortización de los años 2025 y 2024, la Compañía consideró los últimos estudios de reservas disponibles para el cierre de sus estados financieros al 31 de diciembre del 2025 y 2024, respectivamente.

Para el caso de Sahino, durante el año 2025, se extrajeron 500,874 barriles. Las reservas confirmadas por los especialistas externos de la Compañía al 1 de enero del 2025 ascienden a 3,065,000 barriles; se calculó y se contabilizó la amortización durante el período.

Nota 12 - Activo por derecho de uso y pasivo por arrendamientos

Derecho de uso de activos

Al 31 de diciembre del 2025 y 2024, corresponde al arrendamiento de bombas y cables electro sumergibles (el plazo es hasta de 5 años) y de las oficinas administrativas ubicadas en Quito (los plazos para los Consorcios Palanda Yuca Sur y Petrosud Petroriva son de 6 y 8 años, respectivamente).

El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2025 y 2024 de Derecho de uso de activos es el siguiente:

	2025	2024
Valores brutos		
Saldos al inicio	11.520.866	8.559.607
Altas	6.555.754	4.436.526
Bajas	(1.631.039)	(1.475.267)
Saldos al cierre	16.445.581	11.520.866
Depreciaciones		
Saldos al inicio	(8.184.662)	(6.962.911)
Depreciaciones del ejercicio	(2.518.750)	(1.221.751)
Saldos al cierre	(10.703.412)	(8.184.662)
Saldos Netos al cierre	5.742.169	3.336.204

Corresponde a contratos que luego del análisis respectivo, el Grupo ha concluido constituyen arrendamientos de acuerdo a NIIF 16, de los cuales ha registrado el derecho de uso de los activos subyacentes a bombas electro sumergibles y oficinas arrendadas.



El detalle del rubro de los pasivos por arrendamientos es el siguiente:

Corrientes	2025	2024
Pasivos por arrendamientos	1.097.162	889.528
	1.097.162	889.528

No Corrientes	2025	2024
Pasivos por arrendamientos	2.191.207	2.545.432
	2.191.207	2.545.432

El análisis de la madurez de los pasivos por arrendamiento se presenta a continuación:

Arrendamientos a proveedores locales:

	Bombas y cables electrosumergibles	Piso 1	Piso 3	Piso 7	Total
Análisis de madurez:					
2026	925.129	29.130	43.112	99.791	1.097.162
2027	701.187	26.299	48.491	90.544	866.521
2028	972.613	-	53.967	-	1.026.580
2029	268.879	-	29.227	-	298.106
Total	<u>2.867.808</u>	<u>55.429</u>	<u>174.797</u>	<u>190.335</u>	<u>3.288.369</u>
<i>Clasificación:</i>					
Corriente	925.129	29.130	43.112	99.791	1.097.162
No corriente	<u>1.942.679</u>	<u>26.299</u>	<u>131.685</u>	<u>90.544</u>	<u>2.191.207</u>

La Compañía no enfrenta un riesgo de liquidez significativo respecto a sus pasivos por arrendamiento. La tasa promedio utilizada para descontar el pasivo por arrendamientos fue del 9,42% anual para el bloque Palanda, 9,66% anual para el bloque Sahino y del 8.39% anual para el bloque Pindo.

Reconciliación de pasivos provenientes de actividades de financiamiento

	<u>Enero 1</u>	<u>Altas</u>	<u>Remediación</u>	<u>Provisión de intereses</u>	<u>Pagos</u>	<u>Diciembre, 31</u>
<u>2025</u>						
Pasivos por arrendamientos	<u>3.434.960</u>	<u>1.157.213</u>	=	<u>342.641</u>	<u>(1.646.445)</u>	<u>3.288.369</u>
<u>2024</u>						
Pasivos por arrendamientos	<u>1.785.245</u>	<u>1.914.286</u>	<u>1.046.974</u>	<u>131.010</u>	<u>(1.442.555)</u>	<u>3.434.960</u>



Nota 13 - Deudas comerciales

	31.12.2025	31.12.2024
Corrientes		
Proveedores (*)	33.123.289	19.849.774
Partes relacionadas (Nota 25)	441.115	-
	33.564.404	19.849.774
No corrientes		
Proveedores	207.252	207.252
	207.252	207.252

(*) Al 31 de diciembre del 2025 y 2024 incluye principalmente saldos por pagar a proveedores locales por bienes y servicios relacionados con inventarios, perforación y reacondicionamientos de pozos.

Nota 14 - Préstamos

	31.12.2025	31.12.2024
Corrientes		
Instituciones financieras	4.429.167	-
Partes relacionadas (Nota 25)	3.944.718	-
	8.373.885	-
No corrientes		
Instituciones financieras	9.471.698	-
Partes relacionadas (Nota 25)	28.006.300	-
	37.477.998	-

Al 31 de diciembre del 2025, corresponde a préstamos con instituciones financieras locales con tasas de interés que fluctúan entre 7% y 7.23%, con vencimiento hasta octubre del 2028.

Nota 15 - Remuneraciones y cargas sociales

	31.12.2025	31.12.2024
Participación laboral	8.386.618	9.877.267
Beneficios sociales	1.687.906	1.620.531
	10.074.524	11.497.798

Participación laboral - Consorcios

Debido a que el Grupo no tiene trabajadores, no corresponde constituir provisiones por este concepto. Sin embargo, la participación a los empleados que mantienen relación de dependencia con los Consorcios está constituida de conformidad con disposiciones legales a la tasa del 15% y es registrada en el resultado del año. Del 15% de participación a trabajadores, el 3% se destinará a los trabajadores que tuvieren derecho conforme a la ley y el 12% restante será pagado al Estado para proyectos de inversión social en salud y educación en las áreas de influencia de la actividad hidrocarburífera. Dicha participación es calculada y liquidada por los Consorcios.



Los movimientos de la provisión para participación laboral fueron como sigue:

	31.12.2025	31.12.2024
Saldos al inicio	9.730.762	6.839.406
Provisión del año	8.234.573	9.731.483
Pagos efectuados	(9.730.762)	(6.693.622)
Saldos al cierre	8.386.618	9.877.267

Nota 16 - Cargas fiscales

16.1 Activos y pasivos

Un resumen de activos y pasivos por impuestos es como sigue:

Pasivos por impuestos corriente y no corriente	31.12.2025	31.12.2024
Impuesto a las ganancias a pagar	1.811.562	6.097.894
Impuesto al Valor Agregado – IVA	1.756.944	1.268.633
Retenciones y percepciones	323.953	354.921
Diversos	134.308	1.265.710
	4.026.767	8.987.158

Los movimientos de activos por impuestos a la renta diferidos fueron como sigue:

	2024	Efecto del año	2025
Año 2025			
Inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	683.263	744.331	1.427.594
Provisión para taponamiento de pozos	(253.161)	1.070.499	817.338
Provisión por indemnización por años de servicios	1.044.083	179.000	1.223.083
Otros	57.639	42.126	99.765
Total activo	1.531.824	2.035.956	3.567.780
	2023	Efecto del año	2024
Año 2024			
Inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	711.204	(27.941)	683.263
Provisión para taponamiento de pozos	763.687	(1.016.848)	(253.161)
Provisión por indemnización por años de servicios	1.001.879	42.204	1.044.083
Otros	53.130	4.509	57.639
Total activo	2.529.900	(998.076)	1.531.824



16.2 Conciliación del impuesto a las ganancias reconocido en los resultados

Una reconciliación entre la utilidad según estados financieros y el gasto por impuesto a las ganancias es como sigue:

	<u>2025</u>	<u>2024</u>
Utilidad según estados financieros antes de impuesto a las ganancias	20.425.735	33.402.795
Tasa de impuesto a la renta	25%	25%
Gasto de impuesto a las ganancias	5.106.434	8.350.699
Ajustes netos efectuados bajo NIIF	1.933.640	8.067.607
Gastos no deducibles	43.150	2.656.093
Otros ajustes (*)	2.168.073	(1.749.982)
Impuesto a las ganancias cargado a resultados (*)	<u>9.251.297</u>	<u>17.324.417</u>

(*) Incluye sustancialmente pérdidas fiscales (no reconocidas como un activo por impuesto diferido generadas en las entidades del grupo que operan en EEUU.

La composición del Impuesto a las ganancias del ejercicio es la siguiente:

	<u>2025</u>	<u>2024</u>
Impuesto a las ganancias corriente	11.203.576	13.873.151
Impuesto a la utilidad - contribución de Seguridad	-	2.453.190
Impuesto a las ganancias diferido	(2.035.956)	998.076
	<u>9.251.297</u>	<u>17.324.417</u>

16.3 Aspectos Tributarios en Ecuador

Ley Orgánica de Competitividad Energética (Reformas a varios cuerpos legales)

El 11 de enero del año 2024, se publicó en el Suplemento del Registro Oficial No. 475 la “Ley Orgánica de Competitividad Energética”, que tiene por objeto promover soluciones económicas y de generación de energía a fin de superar las crisis energéticas, optimizando el manejo de los recursos públicos asociados al sector eléctrico en el ámbito público y privado, así como en todo el territorio nacional.

Ley de Régimen Tributario Interno

Deducciones - Se establece una deducción del 100% adicional en la depreciación y amortización que corresponda a la adquisición de maquinarias, equipos y tecnologías destinadas a la implementación de sistemas de generación distribuida para autoabastecimiento a base de energías renovables no convencionales (aplicable a partir del año 2025).

Ley Orgánica para Enfrentar el Conflicto Armado Interno, la Crisis Social y Económica

El 12 de marzo del año 2024, se publicó en el Suplemento del Registro Oficial No. 516 la “Ley Orgánica para Enfrentar el Conflicto Armado Interno, la Crisis Social y Económica”, que tiene como objeto enfrentar el conflicto armado interno, la crisis social y económica por la cual atraviesa el Ecuador y que ha agravado la difícil situación fiscal; y, el 1 de abril del año 2024, se publicó mediante Decreto Ejecutivo No. 211 el respectivo reglamento, que incluye, entre otros aspectos no mencionados anteriormente:

Reformas a la Ley de Régimen Tributario Interno (Impuesto al Valor Agregado)

Se establecieron nuevas tarifas de Impuesto al Valor Agregado - IVA, como sigue:

Tarifa del 5% de IVA en las transferencias locales de materiales de construcción.



Tarifa del 13% de IVA con la posibilidad de que el mandatario pueda elevarlo circunstancialmente hasta el 15%. El 18 de marzo del año 2024, se publicó en el Suplemento del Registro Oficial No. 520 el Decreto Ejecutivo No. 198, que modifica la tarifa general de Impuesto al Valor Agregado (IVA) del 13% al 15%, para el año 2024 (aplicable desde el 1 de abril del año 2024). Mediante Decreto Ejecutivo 470, publicado el 10 de diciembre del año 2024 en el Suplemento del Registro Oficial No. 700 se dispone mantener la modificación de la tarifa general de Impuesto al Valor Agregado (IVA) del 13% al 15%, para el año 2025.

Reformas al Impuesto a la Salida de Divisas, varios cuerpos legales:

Con base en las condiciones de las finanzas públicas y de la balanza de pagos el Presidente de la República podrá modificar la tarifa del Impuesto a la Salida de Divisas de forma general, por sectores o por las variables que se considere, previo dictamen favorable del Ministerio de Economía y Finanzas. En ningún caso la tarifa podrá superar el 5%.

A partir de la publicación de la Ley (marzo 12, 2024), la tarifa general del Impuesto a la Salida de Divisas es del 5% . El 10 de diciembre del año 2024, se publicó en el Suplemento del Registro Oficial No. 700 el Decreto Ejecutivo No. 468, que modifica la tarifa del Impuesto a la Salida de Divisas para el año 2025, para las importaciones de la lista de subpartidas arancelarias determinadas mediante acuerdo ministerial y previo el dictamen favorable del Ministerio de Economía y Finanzas. Durante los meses de enero a marzo del año 2025, el Impuesto a la Salida de Divisas será del 0% para los productos que constan en el listado. Adicionalmente, con este decreto se eliminó la posibilidad de tomar el Impuesto a la Salida de Divisas como crédito tributario de impuesto a la renta.

Ley de transparencia social

Retenciones sobre distribución de dividendos

El 27 de agosto de 2025 se publicó en el Registro Oficial No. 112 la Ley de Transparencia Social y en cumplimiento de lo dispuesto en esta Ley, la compañía ha evaluado las obligaciones relacionadas con el nuevo pago a cuenta sobre utilidades acumuladas y con las retenciones aplicables a la distribución de dividendos. Como resultado de este análisis, la entidad ha procedido a determinar, registrar y declarar dichas obligaciones conforme a la normativa vigente. Adicionalmente, para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2025, la compañía no mantenía utilidades acumuladas sin distribuir provenientes de períodos anteriores; por ello, no se generó obligación alguna respecto del mencionado pago a cuenta.

Ley para el Fortalecimiento de las Fuerzas Armadas y la Policía Nacional, Donaciones a la policía

En cumplimiento de la “Ley para el Fortalecimiento de las Fuerzas Armadas y la Policía Nacional”, cuyo objetivo es establecer un régimen de incentivos tributarios y mecanismos de facilitación para donaciones destinadas al fortalecimiento operativo de las fuerzas del orden, la compañía ha evaluado las disposiciones relacionadas con las donaciones a la Policía Nacional y su tratamiento fiscal. Conforme a lo establecido en dicha Ley, las donaciones de bienes muebles, inmuebles, equipamiento o suministros nuevos a favor de las instituciones de seguridad permiten acceder a una rebaja del impuesto a la renta causado, hasta un límite del 30% del impuesto del ejercicio, siempre que se cumplan los requisitos y procedimientos definidos por la normativa aplicable. Durante el periodo analizado, la compañía revisó estas disposiciones y procedió a su adecuada aplicación en caso de corresponder, asegurando que cualquier donación realizada cumpla tanto con los criterios legales como con los lineamientos establecidos para la correcta utilización y formalización de este incentivo.



Nota 17 - Precios de transferencia

La Compañía no dispone del estudio de precios de transferencia correspondiente al año 2025, requerido por disposiciones legales vigentes, debido a que el plazo para su presentación ante las autoridades tributarias vence en el mes de junio del 2026. Dicho estudio constituye una base para determinar si las operaciones con partes relacionadas han sido efectuadas a precios razonables que se aproximan a valores de plena competencia. Al 31 de diciembre del 2025, la Administración con la participación de un asesor externo independiente preparó un diagnóstico y concluyó que las transacciones con partes relacionadas se aproximan a valores de plena competencia. A la fecha de emisión de los estados financieros adjuntos, la Administración de la Compañía se encuentra en proceso de preparación del estudio integral de precios de transferencia. Al 31 de diciembre del 2024, la Compañía efectuó el estudio de precios de transferencia en el cual se estableció que las transacciones con partes relacionadas han sido efectuadas a precios razonables que se aproximan a valores de plena competencia.

Nota 18 - Activos y pasivos contingentes

18.1 Activos contingentes

Acta de mediación de EP Petroecuador:

El 17 de noviembre de 2023 EP Petroecuador y PCR-ECUADOR S.A. suscribieron el Acta de Mediación con Acuerdo Transaccional No. 126-2022 (11). En esta acta se negociaron los siguientes 3 temas:

- a) Ejecución de Laudo Arbitral No. 012-02
- b) Servicio de bombeo de Pindo (hasta septiembre 2022)
- c) Devolución de IVA petrolero

La cláusula 4.4. del acta determina el siguiente calendario de pagos:

<u>Año</u>	<u>Nro. Pago</u>	<u>Fecha</u>	<u>Valor US\$</u>	<u>Ingreso del año (1)</u>
2023	Pago 1	Hasta el 3 de diciembre de 2023 (valor recibido el 12-12-2023)	12.222.272	-
2024	Pago 2	Jueves, 29 de febrero de 2024 (valor recibido el 8-03-2024)	12.222.271	12.222.271
2024	Pago 3	Martes, 30 de abril de 2024 (valor recibido el 10-05-2024)	<u>12.222.271</u>	<u>12.222.271</u>
		Total	<u>36.666.814</u>	<u>24.444.542</u>

(1) En cada cuota incluye US\$551 mil correspondiente a la recuperación de una cuenta por cobrar. El acta de mediación fue cumplida en su totalidad.



Pago a la contratista

Hasta el 31 de mayo de 2023, PCR-ECUADOR S.A. mantenía una participación del 50% en la explotación y exploración de hidrocarburos en los campos marginales Pindo y Palanda Yuca Sur, operados mediante los consorcios Pindo y Palanda con el Estado ecuatoriano. Estos contratos fueron suscritos originalmente con la Secretaría de Hidrocarburos, hoy Ministerio de Ambiente y Energía.

A partir del 1 de junio de 2023, la empresa asumió el 100% de los derechos sobre dichos contratos de prestación de servicios. Con ello, PCR-ECUADOR S.A. pasó a ser responsable exclusiva de la operación en ambos campos.

Con fecha 2 de agosto de 2016, se llevó a cabo un embarque de petróleo por 140,500 barriles de petróleo correspondientes al Consorcio Petrosud - Petroriva y 76,000 barriles de petróleo por el Consorcio Petrolero Palanda-Yuca Sur (en los que la Compañía participaba con el 50%).

De conformidad con el numeral 15.9.2. de la cláusula 15 del contrato de prestación de servicios y de acuerdo al Reglamento de Contabilidad vigente, el precio de hidrocarburos para el caso de pago en especie se fija de acuerdo con el último precio promedio mensual de ventas externas de hidrocarburos de calidad equivalente, realizadas por EP PETROECUADOR en el mes inmediato anterior a la fecha del embarque. En consecuencia, para la valoración del pago en agosto de 2016, la Secretaría de Hidrocarburos debía

licar el promedio mensual de ventas externas de hidrocarburos de calidad equivalente del mes de julio de 2016. Sin embargo, la Secretaría de Hidrocarburos aplicó el promedio mensual de ventas externas de hidrocarburos de calidad equivalente del mes de junio de 2016, como si el pago se hubiera realizado en julio de 2016.

Lo anterior, ocasionó a las Contratistas, un perjuicio, pues la Secretaría de Hidrocarburos reflejó en los estimados de levante un pago mayor al efectivamente realizado en US\$555 mil para el Consorcio Petrosud - Petroriva y US\$300 mil para el Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur.

El 17 de junio de 2020, el Tribunal Arbitral de la Cámara de Comercio de Quito notificó a las partes, su reconocimiento de que el Estado ecuatoriano incumplió sus obligaciones contractuales y ordenó:

Que el Estado ecuatoriano, a través del entonces Ministerio de Energía y Minas y actual Ministerio de Ambiente y Energía (MAE), pague a las Demandantes:

- En concepto de daño emergente US\$854,574 por la errónea liquidación de la tarifa relativa al pago en especie correspondiente al embarque efectuado el 2 de agosto de 2016, de los cuales US\$554,585 corresponden al bloque Pindo y US\$299,989 al bloque Palanda Yuca-Sur y Campo Sami;
- En concepto de daño emergente US\$43,620 al haber provocado la sobreestadía del B/T Overseas Luzon, de los cuales US\$28,302 corresponden al Bloque Pindo y US\$15,317 al Bloque Palanda - Yuca Sur y Campo Sami.
- En concepto de lucro cesante el valor de US\$987,240 por las pérdidas ocasionadas por el diferencial del precio de cada barril de petróleo vendido con retraso a la compañía Shell Western Supply and Trading Limited, de los cuales US\$640,680 corresponden al Bloque Pindo y US\$346,560 al Bloque Palanda - Yuc Sur y Campo Sami.

Esta obligación fue cedida a PCR-ECUADOR S.A. Existe un proceso de cobro presentado ante el Contencioso Administrativo.



Se ha ingresado por parte de la compañía insistencias a fin de que se cumpla con lo ordenado en el mandamiento de ejecución. Es así que el 18 de julio de 2023, la Jueza a cargo solicitó al Director de Patrocinio del MEM, (ahora Ministerio de Ambiente y Energía - MAE), justifique en debida y legal forma dentro del término de 15 días el cumplimiento del mandamiento de ejecución, así también la Jueza a cargo del proceso conminó al MEM (ahora Ministerio de Ambiente y Energía - MAE) para que cumpla con su obligación hasta el 4 de marzo de 2025, lastimosamente el plazo no se cumplió. Por último, el 2 de febrero de 2026 la Jueza a cargo dispuso de conformidad con el Art. 132 numeral 1 del Código Orgánico de la Función Judicial, impone una multa compulsiva y progresiva diaria de la octava parte de una remuneración básica, esto es la cantidad de US\$60.25 (SESENTA DÓLARES DE LOS ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA CON VEINTE Y CINCO CENTAVOS) diarios al MINISTRO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES

El Ministerio de Economía y Finanzas emitió un nuevo Acuerdo Ministerial No. 033 en el mes septiembre de 2024, sobre el cual el Ministerio de Energía y Minas completó y envió nuevos formularios al Ministerio de Economía y Finanzas para poder continuar con el proceso y presupuestar el pago para el ejercicio fiscal 2025, esto fue enviado el 16 de junio de 2025, pero el Ministerio de Economía y Finanzas remitió requerimientos adicionales al MAE, el cual a su vez está gestionando hasta la presente fecha.

18.2 Pasivos contingentes:

Notificación de devolución de volúmenes de crudo, liquidación de contratos Campos Marginales Pindo y Palanda Yuca Sur.

El 17 de julio de 2024 PCR-ECUADOR S.A. recibió la notificación del Oficio Nro. PETRO-PGG- 2024-0670-O a través de la cual EP Petroecuador comunicó a PCR que entregue en el plazo de 30 días, 32.378 barriles correspondientes al Campo Marginal Palanda Yuca Sur; y 108.858 barriles por el Campo Marginal Pindo.

En el plazo que EP Petroecuador otorgó PCR emitió una respuesta mencionando que la obligación no existe, ya que las compañías que suscribieron los contratos recibieron los bloques con una producción inferior a la curva base de cada contrato, esto fue ratificado por los informes de auditoría emitidos por la DNH por los años 1999 y 2000. Así también, se mencionó que en el remoto caso que la supuesta obligación existiere, la misma está prescrita.

Mediante Oficio Nro. MEM-SACHAA-2025-0046-OF de 21 de enero de 2025, el Ministerio de Energía y Minas envió un archivo completo de documentos, en el que EP Petroecuador solicita al MAE que efectúe el cobro de la supuesta obligación.

Se han mantenido reuniones con autoridades del MAE y EP Petroecuador para discutir la información que consta en el expediente.

El 11 de febrero de 2025 se presentó la contestación al MAE bajo los mismos argumentos anteriormente expuestos a EP Petroecuador y que además según la siguiente cláusula que consta en cada contrato, no existe la obligación:

“[...] El volumen de petróleo crudo que el Estado recibe, no será inferior al que venía recibiendo con la operación del campo por PETROPRODUCCIÓN, resultante de la curva base de producción: salvo en los casos de fuerza mayor debidamente calificados por el Ministro de Energía y Minas que afecte a la producción total del bloque, en cuyo caso la reducción total del bloque será proporcional tanto a la curva base como a la producción incremental; este volumen corresponderá a la producción diaria fiscalizada por la Dirección Nacional de Hidrocarburos y entregada por la Contratista en el Centro de Fiscalización y Entrega”. (El resaltado me corresponde)



A través del Oficio Nro. PETRO-PGG-2025-0655-O emitido por EP Petroecuador el 30 de julio y recibido por PCR-ECUADOR S.A. el 14 de agosto de 2025 (Anexo 4) PETROECUADOR comunica a PCR que el valor monetario correspondiente a la curva base registrada en los contratos suscritos en el año 1999 y calculado con el precio de referencia a julio 2024 asciende a \$10.777.035 y menciona que ese valor deberá ser cancelado de manera inmediata a EP PETROECUADOR, más intereses generados hasta la fecha efectiva de pago. ...El 17 de septiembre de 2025 PCR notificó al Estado ecuatoriano su intención de iniciar negociaciones directas, se mantuvieron dos reuniones de negociaciones directas, la primera el 24 de septiembre y la segunda el 14 de octubre de 2025. PCR propuso de conformidad a la cláusula de solución de controversias avanzar con la revisión del caso a través de un proceso de mediación..

Los días 29 y 30 de octubre de 2025, PCR ha recibido notificaciones de requerimiento de pago voluntario, emitidas por EP Petroecuador.

Para mitigar los daños derivados de estas acciones, PCR ha interpuesto dos demandas de excepciones a la coactiva ante el Tribunal Distrital Contencioso Administrativo con sede en el Distrito Metropolitano de Quito. Dichos procesos se encuentran signados con los números 17811-2025-05324 y 17811-2025-05325. Adicionalmente, de conformidad con el artículo 327 del Código Orgánico Administrativo ("COA"), se consignó el diez por ciento (10%) del monto requerido para la suspensión de los procesos coactivos.

PCR procedió a caucionar el cien por ciento (100%) de la supuesta obligación, de conformidad con el artículo 281 del COA ante el respectivo órgano ejecutor de los procedimientos coactivos ante Petroecuador. Petroecuador levantó el 24 de diciembre todas las medidas cautelares

En diciembre de 2025 PCR ha iniciado un arbitraje internacional al amparo de los contratos de prestación de servicios suscritos con el Estado ecuatoriano en contra de la República del Ecuador por intermedio del Ministerio del Ambiente y Energía y de Petroecuador. A la presente fecha el Tribunal arbitral está conformado.

Expediente Administrativo No. 027-2023-DCI-RCV

La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables - ARCERNNR emitió el 30 de noviembre de 2023 una resolución que impuso una multa de US\$6,375, PCR-Ecuador S.A. puede presentar una acción subjetiva ante el TCA hasta 90 días término después de lo que fue efectivamente notificada, es decir el plazo corre desde el 25 de enero de 2024. Se ha presentado una demanda ante el Tribunal Contencioso Administrativo, la cual fue calificada.

Informes de Examen Especial de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero - ARCH

Los Consorcios han sido fiscalizados por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero - ARCH (ex Dirección Nacional de Hidrocarburos - DNH). Los informes emitidos por la ARCH son de carácter administrativo y la entidad que ejecuta las recomendaciones de los informes es el Servicio de Rentas Internas - SRI, al considerar las observaciones identificadas por la ARCH en sus procesos de fiscalización y determinación del pago de impuestos.

Mediante orden de determinación No. NAC-GCFDETC20-00000020-M emitida y notificada el 28 de septiembre del 2020, el SRI informó a la Gerencia el inicio del proceso de determinación del año 2018. El 12 de abril del 2022, el SRI emitió el acta borrador de determinación No. DZ9-ASOABDC22-0000001-M del impuesto a la renta del año 2018 por US\$2.8 millones relacionado principalmente con la baja de cuentas por cobrar (IVA Contrato Marginal e ingresos acumulados no recuperados) por US\$856 mil e ingresos exentos recuperados de acumulación de años anterior por US\$1.6 millones.

Proceso Judicial 17510-2023-00100:

Como resultado de lo detallado anteriormente, El Consorcio petrolero Palanda Yuca Sur, inició este proceso en contra del SRI, donde la Administración Tributaria pretende el cobro de US\$781.280 por concepto de impuesto a la renta del ejercicio 2018 más intereses calculados a partir del 25 de abril de 2019, más un recargo de US\$156.256.



Entre los principales argumentos del Consorcio Petrolero Palanda Yuca Sur que constan en la demanda se ha argumentado: i) que se ha producido la caducidad de la potestad determinativa del SRI; (ii) que la Administración Tributaria carece de fundamento para la imposición de glosas por la deducibilidad de la cantidad de US\$1.091.085 que fue declarada como pérdida, por no haber sido devuelta oportunamente por el Estado ecuatoriano, como consecuencia de no haberse reconocido al IVA pagado por el Consorcio entre los componentes que sirvieron para determinar la retribución de la parte contratista mientras se ejecutó la modalidad de Campos Marginales; y, (iii) que el Consorcio se encontraba plenamente legitimado para castigar, como pérdida, el monto de US\$2,333,003.38 correspondiente a la Acumulación generada en su favor en los ejercicios 2015 y 2016. 091.,085.22 que fue declarada como pérdida, por no haber sido devuelta oportunamente por el Estado ecuatoriano, como consecuencia de no haberse reconocido al IVA pagado por el Consorcio entre los componentes que sirvieron para determinar la retribución de la parte contratista mientras se ejecutó la modalidad de Campos Marginales; y, (iii) que el Consorcio se encontraba plenamente legitimado para castigar, como pérdida, el monto de US\$2.333.003 correspondiente a la Acumulación generada en su favor en los ejercicios 2015 y 2016.

El día 28 de enero de 2025 la Juez a cargo dictó sentencia oral en favor del Consorcio por caducidad, el Tribunal Distrital de lo Contencioso Tributario emitió sentencia el 28 de enero de 2025 y la misma fue notificada el 11 de febrero del mismo año, el SRI interpuso recurso de casación dentro del término otorgado por ley. El 23 de febrero de 2026 el recurso de casación fue calificado y PCR tiene 30 días término para contestar el recurso.

Así también, el 03 de enero de 2024, el Servicio de Rentas Internas presentó una denuncia en contra del Consorcio Petrolero Palanda - Yuca Sur (integrado por las compañías PCR - Ecuador S.A., Petroriva S.A. y Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp S.A. y sus personeros por el delito de defraudación tributaria, lo cual dio lugar al inicio de la Investigación Previa No. 170101824010419, la cual puede durar hasta dos años. El representante legal y el contador rindieron versiones ante la Fiscalía sobre el caso. El caso no ha avanzado hasta la presente fecha y PCR ha solicitado el archivo del proceso, pero la Fiscal a cargo no se ha pronunciado hasta la presente fecha.

Nota 19 - Otras deudas

Corrientes	31.12.2025	31.12.2024
Provisiones (Impuesto a los dividendos en Ecuador)	2.773.676	1.952.456
Pasivo de garantías de contratos	484.993	305.667
Diversos	20.253	30.753
	3.278.922	2.288.876
No corrientes	31.12.2025	31.12.2024
Pasivos por beneficios definidos	7.022.789	6.756.612
Otros	858.826	897.209
	7.881.615	7.653.821

Un resumen de obligaciones por beneficios definidos es como sigue:

	2025	2024
Provisión por indemnización por años de servicio	3.293.620	3.953.888
Jubilación patronal	2.872.601	1.854.967
Bonificación por desahucio	856.568	947.757
Total	7.022.789	6.756.612



19.1 Provisión por indemnización por años de servicio

Representa la provisión para el pago de las indemnizaciones laborales a los empleados cuando el Grupo finalice el plazo de vigencia de los contratos de servicios firmados con la Secretaría de Hidrocarburos. La Administración calculó la referida provisión en base a un estudio actuarial y las disposiciones establecidas en el Código de Trabajo.

Los movimientos en el valor presente de obligación por indemnización por años de servicios fueron como sigue:

	<u>31.12.2025</u>	<u>31.12.2024</u>
Saldos al comienzo del año	3.953.888	3.164.357
Costo de servicio	399.279	101.114
Interés neto	185.457	198.781
Pérdidas (Ganancias) actuariales, netas	(1.225.012)	489.636
Beneficios pagados	(19.992)	-
Saldos al fin del año	<u>3.293.620</u>	<u>3.953.888</u>

19.2 Bonificación por desahucio

De acuerdo con disposiciones del Código de Trabajo en los casos de terminación de la relación laboral por desahucio solicitado por el empleador o por el trabajador, el Grupo entregará el 25% de la última remuneración mensual por cada uno de los años de servicio.

Los movimientos en el valor presente de obligación de bonificación por desahucio fueron como sigue:

	<u>31.12.2025</u>	<u>31.12.2024</u>
Saldos al comienzo del año	947.757	759.042
Costo de servicio	100.586	48.658
Interés neto	44.405	47.663
Beneficios pagados	(223.802)	135.657
Otros	(12.378)	(43.263)
Saldos al fin del año	<u>856.568</u>	<u>947.757</u>

19.3 Jubilación patronal

De acuerdo con disposiciones del Código del Trabajo, los trabajadores que por veinte años o más hubieren prestado sus servicios en forma continuada o interrumpida, tendrán derecho a ser jubilados por sus empleadores sin perjuicio de la jubilación que les corresponde en su condición de afiliados al Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social.

	<u>2025</u>	<u>2024</u>
Saldos al comienzo del año	1.854.967	1.015.984
Costo de servicio	226.296	73.884
Interés neto	86.627	63.601
Ganancias actuariales, netas	704.711	701.498
Saldos al fin del año	<u>2.872.601</u>	<u>1.854.967</u>

Los cálculos actuariales del valor presente de la obligación devengada por concepto de beneficios definidos fueron realizados al 31 de diciembre de 2025 y 2024 por un actuario independiente. El valor presente de las obligaciones por concepto de beneficios definidos y los costos del servicio actual y el costo del servicio anterior fueron calculados utilizando el método de la unidad de crédito proyectada. Bajo este método los beneficios definidos deben ser atribuidos al período de servicio del empleado y basados en la fórmula del plan, de tal suerte que se atribuye la misma cantidad de beneficio a cada año de servicio, considerando el uso de hipótesis actuariales para calcular el valor presente de dichos beneficios. Estas hipótesis reflejan el valor de dinero a través del tiempo, el incremento salarial y las probabilidades de pago de estos beneficios.



Las ganancias y pérdidas actuariales que surjan de los ajustes por la experiencia y cambios en los supuestos actuariales se cargan o abonan a otro resultado integral durante el remanente de vida laboral promedio esperado de los empleados correspondientes, con base en el enfoque de la banda de fluctuación.

Las hipótesis actuariales significativas utilizadas para la determinación de las obligaciones por beneficios definidos (OBD) son la tasa de descuento incremento salarial esperado y la mortalidad. El análisis de sensibilidad detallado a continuación se ha desarrollado en base a los cambios razonablemente posibles que se produzcan al final del período de referencia de los respectivos supuestos.

	Provisión por <u>indemnización</u>	Bonificación por <u>desahucio</u>	Jubilación <u>patronal</u>
Variación OBD (tasa de descuento - 0.5%)	(120.996)	(30.456)	(89.328)
Impacto % en el OBD (tasa de descuento - 0.5%)	(4%)	(4%)	(3%)
Variación OBD (tasa de descuento + 0.5%)	128.762	32.458	94.381
Impacto % en el OBD (tasa de descuento + 0.5%)	4%	4%	3%
Variación OBD (tasa de incremento salarial + 0.5%)	120.067	30.587	96.498
Impacto % en el OBD (tasa de incremento salarial + 0.5%)	4%	4%	3%
Variación OBD (tasa de incremento salarial - 0.5%)	(113.871)	(28.978)	(92.103)
Impacto % en el OBD (tasa de incremento salarial 0.5%)	(3%)	(3%)	(3%)

El análisis de sensibilidad presentado anteriormente puede no ser representativo de la variación real en la obligación por beneficios definidos ya que es poco probable que el cambio en las hipótesis se produzca en forma aislada unos de otros (algunos de los supuestos pueden ser correlacionados).

Es importante mencionar que en el análisis de sensibilidad desarrollado. El valor presente de las obligaciones por beneficios definidos se calculó utilizando el método de crédito unitario proyectado que es el mismo que el aplicado en el cálculo de la obligación por beneficios definidos reconocido en el estado de situación financiera.

Las presunciones principales usadas para propósitos de los cálculos actuariales son las siguientes:

	<u>31.12.2025</u>	<u>31.12.2024</u>
Consorcio Petrolero Palanda – Yuca Sur		
Tasa(s) de descuento	4,02	4,67
Tasa esperada del incremento salarial	1,03	1,33

Los importes reconocidos en el estado de resultado integral respecto a dichos planes de beneficios definidos son los siguientes:

	<u>31.12.2025</u>	<u>31.12.2024</u>
Costo de servicio	781.146	370.948
Interés neto	316.489	310.045
Subtotal costo de beneficios definidos reconocido en resultados	<u>1.097.635</u>	<u>680.993</u>
	<u>31.12.2025</u>	<u>31.12.2024</u>
Nuevas mediciones		
Ganancia (perdida) actuarial reconocida por ajustes y experiencia	(761.456)	1.326.791
Subtotal efecto de beneficios definidos reconocido en otros resultado integral	<u>(761.456)</u>	<u>1.326.791</u>



Nota 20 - Provisiones por tapamiento de pozos

Constituye principalmente una estimación efectuada por la Administración de la Compañía para taponamiento de pozos, en base a un estudio realizado por especialistas técnicos de la misma, considerando la política establecida por los accionistas al respecto. Los costos futuros fueron descontados a una tasa del 9.42% (2024: 12.63%) para el bloque Palanda y 8.39% (2024: 10.93%) para el bloque Pindo, 9.66% para el bloque Sahino (2024: 10.93%).

Un resumen de los movimientos de la provisión para taponamiento de pozos es como sigue:

	2025	2024
Saldos al comienzo del año	14.138.667	18.733.853
Adiciones del año	985.949	2.031.730
Cambio en las estimaciones de la provisión (1)	2.524.433	(8.015.073)
Costo financiero	1.625.002	1.388.157
Saldos al fin del año	19.274.051	14.138.667

- (1) Corresponde al cambio de tasa de descuento con respecto al año anterior e incrementos del costo estimado de taponamiento por pozo.

Nota 21 - Instrumentos financieros

21.1 Gestión de riesgos financieros

En el curso normal de sus negocios y actividades de financiamiento los Consorcios (en los que el Grupo participa con el 60%) están expuestos a distintos riesgos de naturaleza financiera que pueden afectar de manera más o menos significativa al valor económico de sus flujos y activos y en consecuencia sus resultados.

El Grupo dispone de una organización y de sistemas de información administrados por la Casa Matriz, que permiten identificar dichos riesgos determinar su magnitud proponer al Comité de Dirección medidas de mitigación, ejecutar dichas medidas y controlar su efectividad.

A continuación, se presenta una definición de los riesgos que enfrenta el Grupo, una caracterización y cuantificación de éstos y una descripción de las medidas de mitigación actualmente en uso por parte del Grupo, si es el caso.

21.2 Riesgo en las tasas de interés

El Grupo se encuentra expuesto a riesgos en la tasa de interés debido a que el Grupo toma dinero en préstamo a tasas de interés fijas. El riesgo es manejado por el Grupo evaluando periódicamente la volatilidad de las tasas de interés en el mercado y determinar acciones inmediatas en el caso de que ameriten.

21.3 Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se refiere al riesgo de que una de las partes incumpla con sus obligaciones contractuales resultando en una pérdida financiera para el Grupo. El Grupo ha adoptado una política de únicamente involucrarse con partes solventes y obtener suficientes colaterales, cuando sea apropiado, como forma de mitigar el riesgo de la pérdida financiera ocasionada por los incumplimientos.



21.4 Riesgo de liquidez

El Comité de Dirección del Grupo es el que tiene la responsabilidad final por la gestión de liquidez. Este Comité ha establecido un marco de trabajo apropiado para la gestión de liquidez de manera que la gerencia pueda manejar los requerimientos de financiamiento a corto, mediano y largo plazo, así como la gestión de liquidez del Grupo. El Grupo maneja el riesgo de liquidez manteniendo reservas, facilidades financieras y préstamos de su Casa Matriz y bancarios, monitoreando continuamente los flujos efectivos proyectados y reales y conciliando los perfiles de vencimiento de los activos y pasivos financieros.

21.5 Riesgo de capital

El Grupo gestiona su capital para asegurar que esté en capacidad de continuar como empresa en marcha mientras que maximiza el rendimiento a su Casa Matriz a través de la optimización de los saldos de deuda y aportes.

El Comité de Dirección del Grupo revisa la estructura de capital del Grupo periódicamente. Como parte de esta revisión, el Comité considera el costo del capital y los riesgos asociados con cada clase de capital.

21.6 Categorías de los instrumentos financieros

Un detalle de los activos y pasivos financieros mantenidos por el Grupo es como sigue:

	<u>2025</u>	<u>2024</u>
Activos financieros		
Bancos (Nota 5)	16.122.486	25.707.077
Inversiones en activos financieros (Nota 6)	20.306.321	70.861.487
Cuentas por cobrar comerciales (Nota 7)	25.305.100	19.711.720
Total	61.733.907	116.280.284
Pasivos financieros		
Deudas comerciales (Nota 13)	33.771.656	20.057.023
Préstamos (Nota 14)	45.851.883	-
Pasivos por arrendamientos (Nota 12)	3.288.369	3.434.960
Total	82.911.908	23.491.983

El valor razonable de los referidos activos y pasivos financieros se aproximan a sus valores en libros.

Nota 22 - Patrimonio

El capital emitido e integrado de la Sociedad asciende a 3.255.571.310 acciones ordinarias nominativas con derecho a un voto cada una, de valor nominal \$ 1 (pesos uruguayos uno) cada una, totalizando \$ 3.255.571.310 equivalentes a US\$ 95.971.153. El 100% de las acciones de la entidad pertenecen a Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A (PCR).

Durante el ejercicio 2025, se aprobaron distribuciones de dividendos por el importe de US\$ 29.390.972.

Durante el ejercicio 2025, se realizaron aportes de capital por el importe de US\$ 29.320.665 mediante la capitalización de los dividendos pendientes de pago mencionados en el párrafo anterior.



Reserva legal

Con fecha 15 de mayo de 2025 la asamblea de accionistas resolvió la formación de la reserva legal por un total de US\$ 737.579,29.

Con fecha 3 de julio de 2024 la asamblea de accionistas resolvió la formación de la reserva legal por un total de US\$ 809.314.

Nota 23 - Cuadro de costos y gastos

El cuadro de costos y gastos por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 se presenta a continuación:

Rubro	Costo de producción	Gastos de administración	Gastos de exploración	Total
Depreciación de PP&E e inversiones de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos	19.026.344	139.956	-	19.166.300
Sueldos y jornales	16.268.040	2.350.690	-	18.618.730
Gastos exploratorios	-	-	14.490.512	14.490.512
Mantenimiento de maquinarias y otros bienes	11.177.875	139.083	-	11.316.958
Combustibles y lubricantes	7.969.380	10.461	-	7.979.841
Servicios de terceros	5.481.381	59.166	-	5.540.547
Alquileres	4.289.007	214.112	-	4.503.119
Honorarios y retribuciones por servicios	1.081.468	3.052.631	-	4.134.099
Impuestos tasas y contribuciones	1.078.435	639.075	-	1.717.510
Gastos relacionados con el personal	1.542.784	158.272	-	1.701.056
Seguros	1.250.687	161.003	-	1.411.690
Amortización activo derecho a uso	1.267.038	-	1.251.712	2.518.750
Energía	216.000	13.239	-	229.239
Movilidad	-	15.077	-	15.077
Gastos estudios de suelo	-	-	12.832	12.832
Contribuciones sociales	-	8.234	-	8.234
Comunicaciones	-	6.950	-	6.950
Diversos	4.405.105	5.869.712	-	10.274.817
Total	75.053.544	12.837.661	15.755.056	103.646.261

El cuadro de costos y gastos por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 se presenta a continuación:

Rubro	Costo de producción	Gastos de administración	Gastos de exploración y comercialización	Total
Pozos Improductivos	-	-	20.442.829	20.442.829
Sueldos y jornales	16.980.122	2.373.155	-	19.353.277
Depreciación de PP&E e inversiones de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos	18.140.411	202.896	-	18.343.307
Combustibles y lubricantes	8.166.283	9.026	-	8.175.309
Mantenimiento de maquinarias y otros bienes	8.082.697	57.268	-	8.139.965
Honorarios y retribuciones por servicios	962.158	4.677.149	-	5.639.307
Alquileres	4.848.621	211.748	-	5.060.369
Diversos	4.193.796	285.972	-	4.479.768
Servicios de terceros	3.984.458	186.207	-	4.170.665



Rubro	Costo de producción	Gastos de administración	Gastos de exploración y comercialización	Total
Impuestos tasas y contribuciones	1.058.224	2.499.545	-	3.557.769
Gastos de comercialización	-	2.031.166	-	2.031.166
Gastos relacionados con el personal	1.439.436	156.932	-	1.596.368
Amortización activo derecho a uso	1.248.590	-	-	1.248.590
Gastos estudios de suelo	-	-	1.179.744	1.179.744
Seguros	990.022	102.714	-	1.092.736
Energía	194.554	9.882	-	204.436
Movilidad	-	45.286	-	45.286
Gastos de transporte	-	41.360	-	41.360
Contribuciones sociales	-	20.498	-	20.498
Comunicaciones	-	6.954	-	6.954
Fletes de materiales y productos terminados	-	129	-	129
Total	70.289.372	12.917.887	21.622.573	104.829.832

Nota 24 - Otros ingresos y egresos netos

	<u>2025</u>	<u>2024</u>
Diversos – ganancias (pérdidas)	(408.417)	30.521.748
	<u>(408.417)</u>	<u>30.521.748</u>

El saldo de resultados en el ejercicio 2024 diversos incluye la cobranza del segundo y tercer pago de acuerdo al Acta de Mediación con Acuerdo Transaccional No. 126-2022 (11), por dos cuotas de US\$12.222.271 cada una (Nota 18) al cual se le aplicó retención correspondiente en función del acuerdo de pago 2011037 para el anterior accionista “Grupo Fierro”. En el ejercicio 2023 se cobró una cuota del citado acuerdo.

Nota 25 - Saldos y transacciones con partes vinculadas

Los saldos con partes relacionadas no consolidadas corresponden a los siguientes:

	<u>31.12.2025</u>	<u>31.12.2024</u>
Otras cuentas por cobrar (Nota 8)		
Petroriva S.A.	82	-
Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.	293.552	285.411
Luz de Tres Picos S.A.	186.063	180.908
PCR Trading S.A.	67.100	-
Generacion Electrica Argentina Renovable (GEAR)	62.681	60.945
Cleanergy	22.356	-
Wadley Solar Farm Corp	-	32.400
	<u>631.834</u>	<u>559.644</u>
	<u>31.12.2025</u>	<u>31.12.2024</u>
Comercialización de crudo		
Petroriva S.A.	-	18.108.404
	<u>-</u>	<u>18.108.404</u>



Préstamos (Nota 14)	31.12.2025	31.12.2024
Préstamos – corrientes		
PCR Trading S.A.	2.250.000	-
Petroriva S.A.	1.694.718	-
	3.944.718	-
Préstamos – no corrientes		
	31.12.2025	31.12.2024
PCR Trading S.A.	28.006.300	-
	28.006.300	-
Deudas comerciales (Nota 13)	31.12.2025	31.12.2024
Corrientes		
PCR Trading S.A.	441.115	-
	441.115	-

Compensaciones a personal gerencial clave

La compensación de los ejecutivos y del Directorio de los Consorcios (en los que el Grupo participa con el 60%) durante el año fue la siguiente:

	31.12.2025	31.12.2024
Beneficios a corto plazo	1.971.299	2.218.198

La compensación de los directores y ejecutivos clave es determinada con base en el rendimiento de los individuos y las tendencias del mercado.

Nota 26 - Ingresos por venta de bienes y prestación de servicios

	31.12.2025	31.12.2024
Ingresos por producción y comercialización de crudo	121.638.149	103.816.603
Otros ingresos	2.974.318	1.268.532
	124.612.467	105.085.135

Ingresos por producción y venta de crudo (contrato de participación) - El bloque 90 Sahino extrajo 674.495 barriles durante todo el período 2025, de los cuales, según el contrato de participación a la Contratista le corresponde 478.148 barriles. En el período 2024 extrajo 500.874 barriles, de los cuales participó en 327.542 barriles.

El bloque 91, en el período 2024 registró un total de 879 barriles previos a la declaratoria de pozos no comerciales, de los cuales según el contrato de participación de la Contratista le corresponde 597 barriles.

Ingresos por servicios prestados al Ministerio de Energía y Minas - Durante los años 2025 y 2024, el bloque 65 - Pindo extrajo 1.494.357 y 1.515.688 barriles de crudo, respectivamente; y, el Bloque 64 - Palanda Yuca Sur 1.154.917 y 773.760 barriles de crudo, respectivamente. El grupo tiene el 60% del consorcio de explotación.

Nota 27 - Compromisos

Contrato compra - venta de crudo

PCR-Ecuador S.A., firmó un contrato de comercialización del petróleo crudo con su compañía relacionada PCR Investments S.A., en el cual el precio pactado de venta constituye el precio promedio ponderado al contado de las exportaciones FOB de petróleo crudo de EP Petroecuador realizadas el mes anterior al mes de carga. El plazo del contrato fue renovado para el período 1 de noviembre de 2025 al 30 de septiembre del 2026.



Los demás factores utilizados para la determinación y reconocimiento del ingreso se encuentran detallados en los respectivos contratos de prestación de servicios y de participación.

Nota 28 - Hechos posteriores

Con posterioridad al 31 de diciembre de 2025 no se han producido hechos o circunstancias que afecten significativamente la situación patrimonial. los resultados de las operaciones y los flujos de efectivo del Grupo que deban ser revelados.

