

PCR INVESTMENTS S.A.

Estados financieros consolidados
correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de
diciembre de 2024 e informe de auditoría
independiente



PCR INVESTMENTS S.A.

Estados financieros consolidados correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 e informe de auditoría independiente

Contenido

Informe de auditoría 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 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 2024 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 2024, 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 del Consejo de Normas Internacionales de Ética para Contadores y hemos cumplido nuestras responsabilidades de acuerdo con dichos requerimientos. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido brinda una base suficiente y apropiada para fundamentar nuestra opinión.

Énfasis en un asunto

Tal cual se expresa en la Nota 2 a los estados financieros consolidados adjuntos, los mismos han sido exclusivamente formulados 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 2025


Juan José Cabrera
Socio, Deloitte S.C.



© 2025 Deloitte S.C.



Estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2024

(en dólares estadounidenses)

	Nota	2024	2023
Activo			
Activo corriente			
Efectivo y equivalente	5	25.707.077	2.266.762
Inversiones en activos financieros	6	49.953.800	49.634.172
Cuentas por cobrar comerciales	7	19.711.720	10.226.007
Otras cuentas por cobrar	8	7.429.084	4.911.167
Inventarios	9	6.008.333	8.148.418
Total del activo corriente		108.810.014	75.186.526
Activo no corriente			
Otras cuentas por cobrar	8	1.222.658	1.288.178
Inversiones en activos financieros	6	20.907.687	47.166.750
Inventarios	9	240.801	240.801
Derecho de uso de activos	12	3.336.204	1.596.696
Propiedad, planta y equipo	10	17.201.640	2.029.780
Inversiones de exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos	11	45.000.798	42.253.830
Impuesto diferido	15	1.531.824	2.529.900
Total del activo no corriente		89.441.612	97.105.935
Total del activo		198.251.626	172.292.461
Pasivo y patrimonio			
Pasivo corriente			
Deudas comerciales	13	19.849.771	12.232.931
Remuneraciones y cargas sociales	14	11.497.798	8.670.386
Cargas fiscales	15	8.987.158	6.778.547
Pasivos por arrendamientos	12	889.528	1.095.803
Otras deudas	18	2.288.876	2.403.601
Total del pasivo corriente		43.513.131	31.181.268
Pasivo no corriente			
Deudas comerciales	13	207.252	207.252
Provisiones por taponamiento de pozos	19	14.138.667	18.733.853
Pasivos por arrendamientos	12	2.545.432	689.444
Otras deudas	18	7.653.821	6.038.908
Total del pasivo no corriente		24.545.172	25.669.457
Total del pasivo		68.058.303	56.850.725
Patrimonio	21		
Aporte de los accionistas		95.971.153	95.971.153
Prima emisión		-	-
Reserva legal		4.093.619	3.284.305
Resultados acumulados		30.128.551	16.186.278
Total Patrimonio		130.193.323	115.441.736
Total de pasivo y patrimonio		198.251.626	172.292.461



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 2024

(en dólares estadounidenses)

	<u>Nota</u>	<u>2024</u>	<u>2023</u>
Ingresos por venta de bienes y prestación de servicios	25	105.085.135	73.829.862
Costo de ventas y servicios prestados	22	(70.289.372)	(49.547.091)
Ganancia bruta		34.795.763	24.282.771
Gastos de exploración	22	(21.622.573)	(717.911)
Gastos de administración y comercialización	22	(12.917.887)	(10.295.018)
Otros ingresos y egresos netos	23	30.521.748	9.862.587
Ganancia operativa		30.777.051	23.132.429
Resultado financiero y por tenencia			
Generados por activos:			
Intereses		1.551.925	1.795.850
Diferencias de cambio		8.885	2.632
Otros resultados financieros		1.598.600	(710.092)
Generados por pasivos:			
Intereses		(502.262)	(106.677)
Diferencias de cambio		(31.404)	(4.337)
Ganancia antes de impuesto a las ganancias		33.402.795	24.109.805
Impuesto a las ganancias por las operaciones continuas	15	(17.324.417)	(7.666.832)
Resultado del ejercicio		16.078.378	16.442.973
Otros resultados integrales	18	(1.326.791)	74.052
Total del resultado integral		14.751.587	16.517.025

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 2024

(en dólares estadounidenses)

	Nota	2024	2023
Flujo de efectivo relacionado con actividades operativas			
Resultado del ejercicio antes de impuestos a las ganancias		33.402.795	24.109.805
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	18.329.160	2.154.414
Amortización por activo de derecho de uso	12	1.221.751	999.216
Intereses ganados y perdidos netos		2.625.744	977.376
Resultado de operaciones antes de cambios en rubros operativos		55.579.450	28.240.811
Variación en activos y pasivos operativos			
Otras cuentas por cobrar		(1.454.321)	(2.809.215)
Cuentas por cobrar comerciales		(9.485.713)	(801.985)
Inventarios		2.140.085	(5.059.227)
Deudas comerciales		7.616.840	7.035.383
Otros pasivos		(6.851.384)	15.801.478
Efectivo proveniente de actividades operativas antes del pago de intereses e impuesto a la renta		47.544.957	42.407.245
Pago del impuesto a la renta		(9.392.274)	(6.128.701)
Efectivo proveniente de actividades operativas		38.152.683	36.278.544
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	(39.209.248)	(13.276.275)
Cobranza (Inversión) en activos financieros		25.939.435	(79.369.796)
Efectivo aplicado a actividades de inversión		(13.269.813)	(92.646.071)
Flujo de efectivo relacionado con actividades de financiamiento			
Pagos por arrendamientos		(1.442.555)	(960.180)
Aporte de accionistas	21	-	24.290.000
Efectivo proveniente (aplicado a)/proveniente de actividades de financiamiento		(1.442.555)	23.329.820
Variación neta de efectivo y equivalente		23.440.315	(33.037.706)
Efectivo y equivalentes al inicio del ejercicio	5	2.266.762	35.304.468
Efectivo y equivalentes al cierre del ejercicio	5	25.707.077	2.266.762

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 2024

(en dólares estadounidenses)

	Nota	Capital	Ajustes al patrimonio	Reserva legal	Resultados acumulados	Total
Saldos iniciales al 1 de enero de 2023		38.738.973	4.453.232	2.847.375	28.603.456	74.643.036
Movimientos del ejercicio:	21					
Aporte de capital		52.778.948	-	-	-	52.778.948
Capitalizaciones		4.453.232	(4.453.232)	-	-	-
Reserva legal		-	-	436.930	(436.930)	-
Distribucion de dividendos		-	-	-	(28.497.273)	(28.497.273)
Resultado del ejercicio		-	-	-	16.442.973	16.442.973
Otros resultados integrales	18	-	-	-	74.052	74.052
Sub- totales		57.232.180	(4.453.232)	436.930	(12.417.178)	40.798.700
Saldos al 31 de diciembre de 2023		95.971.153	-	3.284.305	16.186.278	115.441.736
Movimientos del ejercicio:	21					
Reserva legal		-	-	809.314	(809.314)	-
Resultado del ejercicio		-	-	-	16.078.378	16.078.378
Otros resultados integrales	18	-	-	-	(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

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 2024

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.

La actividad principal de la Sociedad es participar como holding intermedia en otras sociedades comerciales en Uruguay o en el extranjero de acuerdo a lo establecido en el artículo 47 de la Ley 16.060. Además, podrá realizar y administrar todo tipo de actividades de inversión en títulos, bonos, cédulas, debentures, letras, valores inmobiliarios, en el país o en el exterior, por cuenta propia o de terceros.

Al cierre del ejercicio la Sociedad mantenía el 100% del paquete accionario de Comodororivadavia S.A. (ex - Fosforocomp S.A.) y PCR – Ecuador S.A. (ex - Petrolamerec S.A.) y ciertas sociedades constituidas en los Estados Unidos de América descritas en los siguientes párrafos las cuales se encuentran en etapa pre-operativa.

PCR Investments S.A. acordó el establecimiento en Colombia de una Sucursal (PCR Investments S.A. Sucursal Colombia), la cual fue constituida de acuerdo con las leyes colombianas. Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2022 la Sucursal calificó como una operación discontinuada.

Con fecha 19 de enero de 2021, el Grupo constituyó una subsidiaria en el estado de Delaware, Estados Unidos de América, Dutmy US Corp., sobre la que PCR Investments S.A. mantiene una participación del 100%. Adicionalmente, con fecha 20 de enero de 2021, se constituyó en el mismo estado Dutmy SP 1 Limited Liability Company (“LLC”). Asimismo, con fecha 11 de febrero de 2021 se crearon Dutmy SP 2 LLC y Dutmy SP 3 LLC. Con fecha 16 de junio de 2021 se crearon Dutmy US2 Corp. y Dutmy US3 Corp., ambas controladas 100% por Dutmy S.A. Finalmente, el 1 de octubre de 2021 se constituyeron Dutmy SP 4 LLC y Dutmy US4 Corp., ésta última también controlada 100% por PCR Investments S.A.

Dutmy US Corp., Dutmy US2 Corp., Dutmy US3 Corp. y Dutmy US4 Corp. mantienen una participación del 100% sobre Dutmy SP 1 LLC, Dutmy SP 2 LLC, Dutmy SP 3 LLC y Dutmy SP 4 LLC respectivamente.

En el ejercicio 2022, el Grupo constituyó nuevas subsidiarias en el estado de Delaware, Estados Unidos de América, PCR US Investments Corp. 5 y PCR US Investments Corp 6, sobre la que PCR Investments S.A. mantiene una participación del 100%. PCR US Investments Corp. 5 y PCR US Investments Corp 6. mantienen una participación del 100% sobre PCR Investments SP 5 LLC y PCR Investments SP 6 LLC.

En el ejercicio 2023, el Grupo constituyó nuevas subsidiarias en el estado de Delaware, Estados Unidos de América PCR US Investments RE LLC, PCR Energy TX Corp, PCR Energy TX LLC, PCR Energy LA Corp y PCR Energy LA LLC. Sobre la que PCR Investments S.A. mantiene una participación del 100%.

El objetivo de la constitución de estas sociedades consiste en el desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica a través de fuentes renovables en los Estados Unidos. A la fecha de emisión de estos estados financieros, las entidades antes mencionadas comenzaron a tener operaciones principalmente relacionadas a préstamos intercompany.



Con fecha 11 de mayo de 2023 se inscribió en el Registro Mercantil la reforma de estatutos y el cambio de denominación de “Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A.” por el de “PCR – Ecuador S.A.”

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.

1.5 Transacciones bajo control común

En relación con las subsidiarias ecuatorianas Petroriva S.A. (“Petroriva”), Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Comodororivadavia S.A. (“Comodororivadavia”) y Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A. (ahora PCR-Ecuador S.A.), con fecha 14 de abril de 2023, el Ministerio de Energía y Minas (“MEyM”) autorizó la cesión del 100% de los derechos contractuales de los Contratos de Prestación Servicios para la Exploración y/o Explotación de Hidrocarburos (Petróleo Crudo), en los Bloques Pindo y Palanda Yuca Sur, de Petroriva y Comodororivadavia, a favor de PCR-Ecuador S.A., en calidad de empresas del mismo Grupo empresarial. Operativa y contablemente, la cesión se perfeccionó con fecha 1 de junio de 2023.

Por las características de la transacción descrita en el párrafo anterior, la misma no se encuadra en las previsiones de la NIIF 3 ya que la cesión de los derechos contractuales se da entre entidades que conforman un mismo Grupo económico cuyo controlante final es PCR.

Es responsabilidad de la Dirección y Gerencia del Grupo la determinación de la política contable a aplicar para el tratamiento de la mencionada transacción.

Consecuentemente, el Grupo establece como política contable para la registración de este tipo de transacciones la utilización de los valores en libros de las entidades predecesoras.

Nota 2 - Estados financieros consolidados

Los presentes estados financieros consolidados por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 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 2025 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 contables 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. La participación actual de PCR Investments en Comodororivadavia S.A. y PCR Ecuador S.A. es del 100%.

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 Impacto de la aplicación de otras modificaciones a las Normas e Interpretaciones a las NIIF que son efectivas por los períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2024:

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

- Modificaciones a la NIC 1: Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes.
- Modificaciones a la NIC 1: Pasivos no corrientes con condiciones pactadas (covenants).
- Modificaciones a la NIC 7 y NIIF 7: Acuerdos de financiación de proveedores.
- Modificaciones a la NIIF 16: Pasivo por arrendamiento en una venta con arrendamiento posterior.



3.4 Normas nuevas y revisadas emitidas, pero aún no efectivas

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 NIC 21: Ausencia de convertibilidad.
- 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.

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:

Ítem	Vida útil (en años)
Muebles y útiles y equipos	10
Rodados	5

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 sismica)
- Perforaciones exploratorias
- Excavaciones de zanjas y trincheras
- Toma de muestras

Los desembolsos relacionados con estudios de sismica 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.

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).

	<u>2024</u>	<u>2023</u>
Bancos y depósitos a plazo fijo (*)	25.707.077	2.266.762
	<u>25.707.077</u>	<u>2.266.762</u>

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

Nota 6 - Inversiones en activos financieros

Corriente	<u>2024</u>	<u>2023</u>
Depósitos a plazo fijo (*)	11.593.263	30.237.431
Bonos y letras del tesoro (**)	38.360.537	19.396.741
	<u>49.953.800</u>	<u>49.634.172</u>
No corriente	<u>2024</u>	<u>2023</u>
Bonos y letras del tesoro (**)	20.907.687	47.166.750
	<u>20.907.687</u>	<u>47.166.750</u>

(*) Al 31 de diciembre del 2024 y 31 de diciembre del 2023, corresponde a certificados de depósito a plazo fijo en instituciones financieras, con vencimiento de enero 2025 (febrero 2024 para el cierre del ejercicio 2023) y una tasa de interés promedio efectiva anual de 7,10% (8,97% para el año 2023).



(**) Al 31 de diciembre del 2024 el saldo (corriente y no corriente) incluye: i) US Treasury Bills por US\$ 16.315.134 por el costo de adquisición de US\$ 16.270.459 (al 31 de diciembre de 2023 US\$ 55.796.019 costo de adquisición US\$ 56.262.000), ii) Bonos corporativos por US\$ 10.964.182 con un costo de adquisición de US\$11.075.000 (al 31 de diciembre de 2023 US\$ 10.747.493 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	2024	2023
Deudores comunes (*)	21.251.312	11.295.967
Previsión para cuentas por cobrar	(1.539.592)	(1.069.980)
Diversos	-	20
	19.711.720	10.226.007

(*) Al 31 de diciembre del 2024, incluyen cuentas por cobrar al MEM por US\$21,2 millones (US\$11.3 millones para el año 2023) por los servicios prestados de extracción de petróleo crudo en los campos Pindo y Palanda Yuca Sur y por los ingresos de participación del bloque Sahino a partir de abril 2024.

Nota 8 - Otras cuentas por cobrar

Corrientes	2024	2023
Anticipos a proveedores	1.755.354	267.560
Anticipos de impuestos	76.508	3.825
Retenciones de Impuesto a las ganancias	-	101.432
Gastos pagados por adelantado	1.002.847	643.168
Créditos con sociedades relacionadas (Nota 24)	559.664	452.987
Costos de contratos (Bloques Sahino y Arazá Este) (**)	1.503.368	190.094
Impuesto al valor agregado – IVA (*)	2.333.713	2.812.927
Diversos	197.630	439.174
	7.429.084	4.911.167
No corrientes	2024	2023
Deposito entregado en garantía	1.222.658	1.288.178
	1.222.658	1.288.178

(*) Al 31 de diciembre del 2024 y diciembre del 2023, 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 2024, 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	2024	2023
Materiales en almacenes y otros	6.008.333	8.148.418
	6.008.333	8.148.418
No corrientes	2024	2023
Materiales en almacenes	1.335.095	1.335.095
Petróleo crudo	240.801	240.801
	1.575.896	1.575.896
Previsión por obsolescencia y lenta rotación de materiales	(1.335.095)	(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 2024	3.007.349	1.826.692	276.482		652.124	5.762.647
Altas	730.840	329.922	3.523.443	11.085.364	-	15.669.569
Bajas						
Saldos al 31 de diciembre de 2024	3.652.281	2.156.613	3.529.925	11.355.364	652.124	21.432.216
Depreciaciones						
Saldos al 1 de enero de 2024	2.260.763	1.432.661	-	-	39.444	3.732.868
Bajas	-	-	-	-	-	-
Depreciaciones del período	298.811	177.157	-	-	21.740	497.708
Saldos al 31 de diciembre de 2024	2.559.574	1.609.818	-	-	61.182	4.230.576
Saldos al 31 de diciembre de 2024	1.092.707	546.795	3.529.925	11.355.364	590.942	17.201.640
Saldos al 31 de diciembre de 2023	746.586	394.031	276.482	-	612.682	2.029.780

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

	Pozos y equipos de explotación de petróleo y gas	Total
Costo de adquisición		
Saldos al 1 de enero de 2024	267.911.968	267.911.968
Altas	50.065.934	50.065.934
Disminuciones	(29.517.876)	(29.517.876)
Saldos al 31 de diciembre de 2024	288.460.026	288.460.026
Depreciaciones		
Saldos al 1 de enero de 2024	225.658.138	225.658.138
Depreciaciones del ejercicio	17.831.452	17.831.452
Bajas	1.593	1.593
Ajustes	(31.955)	(31.955)
Saldos al 31 de diciembre de 2024	243.459.228	243.459.228
Saldos al 31 de diciembre de 2024	45.000.798	45.000.798
Saldos al 31 de diciembre de 2023	42.253.830	42.253.830



Amortización

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 2024 y 2023, y, el volumen de producción, fueron como sigue:

Campo	Reservas probadas desarrolladas		Volumen de producción	
	2024	2023	2024	2023
	(en barriles de petróleo crudo)			
Pindo	4.402.404	5.510.000	1.515.688	1.730.157
Palanda Yuca Sur	1.242.503	2.043.000	773.760	855.380

Para el cálculo de la amortización de los años 2024 y 2023, la Compañía consideró los últimos estudios de reservas disponibles para el cierre de sus estados financieros al 31 de diciembre del 2024 y 2023, respectivamente.

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

Derecho de uso de activos

Al 31 de diciembre del 2024 y 2023, corresponde al arrendamiento de bombas y cables electrosumergibles (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 2024 y 2023 de Derecho de uso de activos es el siguiente:

	<u>2024</u>	<u>2023</u>
Valores brutos		
Saldos al 1 de enero de 2024	8.559.607	3.525.386
Altas	4.436.526	1.465.172
Bajas	(1.475.267)	(611.087)
Cesión Derechos (Nota 1.5)	-	4.180.136
Saldos al fin de año	11.520.866	8.559.607
Depreciaciones		
Saldos al 1 de enero de 2024	(6.962.911)	(2.837.777)
Cesión Derechos (Nota 1.5)	-	(3.125.918)
Depreciaciones del ejercicio	(1.221.751)	(999.216)
Saldos al fin de año	(8.184.662)	(6.962.911)
Saldos Netos al fin del año	3.336.204	1.596.696

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 electrosumergibles y oficinas arrendadas.

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

	<u>2024</u>	<u>2023</u>
Corrientes		
Pasivos por arrendamientos	889.528	1.095.803
	889.528	1.095.803
No Corrientes		
Pasivos por arrendamientos	2.545.432	689.444
	2.545.432	689.444



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

Vencimientos	Bombas y cables electrosumergibles	Edificios			Total
		(Piso 1)	(Piso 3)	(Piso 7)	
2025	717.280	55.560	38.205	78.483	889.528
2026	729.152	28.234	43.488	94.868	895.742
2027	648.819	1.100	49.330	88.777	788.026
2028	600.032		55.845	-	655.877
2029	175.114		30.673		205.787
Total	2.870.397	84.894	217.541	262.128	3.434.960

Clasificación:

- Corriente	717.280	55.560	38.205	78.483	889.528
- No corriente	2.153.117	29.334	179.336	183.645	2.545.432
Total	2.870.398	84.893	217.542	262.128	3.434.960

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 11.25% anual para los bloques Sahino y Palanda y del 8,50% anual para el bloque Pindo.

Reconciliación de pasivos provenientes de actividades de financiamiento

	Al inicio	Altas de activos y cambios de estimación	Remediación/Ef ecto cesión derechos	Provisión de intereses	Pagos	Diciembre
2024						
Pasivos por arrendamientos	1.785.247	1.914.286	1.046.974	131.010	(1.442.555)	3.434.960
2023						
Pasivos por arrendamientos	770.389	729.738	1.154.423	90.875	(960.180)	1.785.245

Nota 13 - Deudas comerciales

	2024	2023
Corrientes		
Proveedores	19.849.771	12.231.219
Operación conjunta	-	1.365
Impuestos municipales y retenciones a pagar	-	347
	19.849.771	12.232.931
No corrientes		
Proveedores	207.252	207.252
	207.252	207.252



Nota 14 - Remuneraciones y cargas sociales

Corriente	2024	2023
Participación laboral	9.877.267	6.839.406
Beneficios sociales	1.620.531	1.830.980
	11.497.798	8.670.386

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:

	2024	2023
Saldos al inicio	6.839.406	4.021.268
Provisión del año	9.731.483	6.839.406
Pagos efectuados	(6.693.622)	(4.021.268)
Saldos al cierre	9.877.267	6.839.406

Nota 15 - Cargas fiscales

15.1 Activos y pasivos

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

	2024	2023
Retenciones de Impuesto al Valor Agregado - IVA (Nota 8)	2.333.713	2.812.927
Total	2.333.713	2.812.927

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

	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
	2022	Efecto del año	2023
Año 2023			
Inversiones de exploración y explotación de hidrocarburos	623.334	87.870	711.204
Provisión para taponamiento de pozos	282.890	480.797	763.687
Provisión por indemnización por años de servicios	608.000	393.879	1.001.879
Otros	(497.793)	550.923	53.130
Total activo	1.016.431	1.513.469	2.529.900



Pasivos por impuestos corriente y no corriente	2024	2023
Impuesto a las ganancias a pagar	6.097.894	3.311.541
Retenciones y percepciones	354.921	1.716.575
Impuesto al Valor Agregado – IVA	1.268.633	1.269.938
Diversos	1.265.710	480.493
	8.987.158	6.778.547

15.2 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:

	2024	2023
Utilidad según estados financieros antes de impuesto a las ganancias	33.270.117	24.109.805
Tasa de impuesto a la renta	25%	25%
Gasto de impuesto a las ganancias	8.317.529	6.027.451
Ajustes netos efectuados bajo NIIF	8.067.607	2.864.505
Gastos no deducibles	2.656.093	(10.810)
Otros ajustes	(1.716.812)	(1.214.314)
Impuesto a las ganancias cargado a resultados (*)	17.324.417	7.666.832

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

	2024	2023
Impuesto a las ganancias corriente	13.873.151	9.180.301
Impuesto a la utilidad - contribución de Seguridad	2.453.190	-
Impuesto a las ganancias diferido	998.076	(1.513.469)
	17.324.417	7.666.832

15.3 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.

Nota 16 - Precios de transferencia

De conformidad con disposiciones legales vigentes en Ecuador los contribuyentes sujetos al impuesto a la renta que hayan efectuado operaciones con partes relacionadas definidas para efectos tributarios dentro de un mismo período fiscal por un importe acumulado superior a US\$ 15 millones están obligados a presentar un estudio de Precios de Transferencia. Los Consorcios (en los que el Grupo participa en el 60%), preparan el referido estudio y, de ser existir ajuste, liquidan el impuesto a la renta correspondiente. La Administración se encuentra en proceso de preparación de dicho estudio y considera que los efectos, en caso de existir, carecerían de importancia relativa respecto de los estados financieros tomados en conjunto.

Nota 17 - Activos y pasivos contingentes

Activos contingentes

Al 31 de diciembre del 2024, los Consorcios mantienen los siguientes activos contingentes, los cuales serán registrados en la medida que la resolución favorable de la contingencia sea virtualmente cierta.

Precio de combustible

En marzo del 2002, las compañías Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A., Petroriva S.A. y Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Comodororivadavia S.A. presentaron un reclamo en contra de Petroecuador, solicitando se cumpla la obligación contractual de esta última de proveer el diésel para las operaciones de los contratos a precio de mercado nacional; y consecuentemente se demandó también la devolución de los valores pagados en exceso, en las adquisiciones de diésel que fueron realizadas a Petroproducción para las operaciones de los campos Pindo y Palanda Yuca Sur, que se proveyeron a precio de mercado internacional.



En enero de 2003, el Tribunal de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Quito (Ecuador) dictó un laudo en el cual acogió las pretensiones de las demandantes y ordenó a Petroecuador:

- Devolver a las compañías actoras la diferencia existente: entre el precio de venta nacional del combustible adquirido para sus operaciones; y el precio de mercado internacional pagado por éstas por la adquisición de combustible para sus operaciones, desde mayo de 2000 hasta la fecha de ejecutoriedad del laudo.
- Pagar a la parte actora los intereses de ley calculados desde la fecha en que fueron pagadas las diferencias de precio, hasta la fecha en que Petroecuador devuelva a éstas los montos indebidamente cobrados.
- Dejar de cobrar a las actoras el precio de mercado internacional y cobrar solamente el precio de mercado nacional por el combustible adquirido para sus operaciones, situación que no ocurrió por lo que esta diferencia de precio se acumuló desde febrero del 2003 hasta la fecha de finalización del contrato en febrero de 2011.

A efectos de lograr la ejecución de lo ordenado en los literales a) y b) antes transcritos, el 30 de julio del 2004, las empresas presentaron una demanda de ejecución forzosa del laudo arbitral en contra de Petroecuador y, con providencia del 23 de septiembre del 2004, el juez a cargo del proceso emitió el mandato de pago y dispuso que Petroecuador pague a las compañías que conforman el Consorcio de US\$ 962 mil. (60% corresponde al Grupo).

Debido al tiempo transcurrido sin que Petroecuador acoja el mandamiento de pago, el juez a cargo del procedimiento, el 16 de julio de 2017, emitió un nuevo mandamiento de pago con el cual se ordenó a Petroecuador el pago de US\$ 1,7 millones (60% corresponde al Grupo).

En relación al literal c), con fecha 20 de mayo de 2016, las empresas presentaron una demanda de ejecución del mismo, ante un juez de lo civil. La Jueza a la cual le correspondió conocer la demanda se abstuvo de tramitar la misma, por haber detectado un error en la forma en que la denominación de Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A. está escrita en el Laudo Arbitral. En tal virtud, alegó que la empresa que demandaba la ejecución del Laudo, no se trataba de la misma persona jurídica a la que se hacía referencia en dicho instrumento. Las empresas decidieron no apelar dicha decisión; dejando en claro que, lo anterior no restringe la posibilidad de las empresas de presentar otra demanda de ejecución del literal c) del laudo en cualquier momento.

La obligación de EP Petroecuador derivada del literal c) del Laudo Arbitral está valorada, según las empresas, en US\$ 15,7 millones. Sobre este valor debe calcularse el lucro cesante, derivado de la inobservancia de Petroecuador de lo ordenado en el literal c), lucro cesante que, al tratarse de una obligación traducible en dinero, se calcula aplicando una tasa de interés sobre el valor de la afectación.

El 7 de noviembre de 2019, Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A. - PCR (accionista de las Compañías) comunicó a la Procuraduría General del Estado (PGE), la existencia de una controversia en materia de inversión, relacionada con la ejecución del Laudo Arbitral del 2 de enero de 2003. Después de varias comunicaciones con la PGE para legitimar la actuación del accionista por cuenta de las Compañías y de poner en conocimiento de la empresa contratada para el patrocinio del referido procedimiento. El 20 de enero de 2021, PCR mantuvo reunión con los abogados de EP Petroecuador y de la PGE a cargo de los litigios internacionales, en dicha reunión EP Petroecuador se comprometió a revisar la documentación del caso, así como la liquidación de la deuda, con corte al 31 de enero de 2021 presentada a la PGE y a EP Petroecuador con fecha 8 de febrero de 2021.

El 15 de octubre de 2021, el Procurador Judicial de EP Petroecuador presentó un escrito ante el juez de lo civil a cargo del procedimiento, en el cual solicitó se realice una reliquidación de la obligación, a fin de proceder con el pago. El 27 de octubre de 2021, la perito designada al caso, presentó el informe de reliquidación de la obligación por US\$1,986.509,40. Posteriormente, el juez deberá emitir un nuevo mandamiento de ejecución ordenando el pago inmediato de dicho valor.

Mediante escritura pública celebrada el 29 de octubre de 2021, Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A. cedió la totalidad de sus derechos o crédito sobre el laudo arbitral 012 - 02 a favor de Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Comodororivadavia S.A., con lo cual en caso de que Petroecuador pague un valor sobre el activo contingente, la primera no tendrá derecho al cobro o recepción de valor alguno.



Mediante providencia del 16 de noviembre del 2021, el Juez de lo civil a cargo de la ejecución, en virtud del art. 438 del Código de Procedimiento Civil, ordenó a la parte demandada Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP Petroecuador, en el término de 24 horas pague o dimita bienes libres de todo gravamen a la parte actora por US\$ 1.9 millones (incluye capital e intereses).

A pesar del tiempo transcurrido desde la última providencia del juez y de que en ella se ha reiterado la obligación de Petroecuador de dar cumplimiento al pago ordenado, hasta la fecha de emisión de este informe, dicha empresa no ha procedido con el mismo.

Pago a la contratista

Con fecha 2 de agosto de 2016 se llevó a cabo un embarque de petróleo por 140.500 barriles de petróleo para el Consorcio Petrosud - Petroriva y 76.000 barriles de petróleo para el Consorcio Petrolero Palanda-Yuca Sur (en los que el Grupo participa con el 60%). La fecha del embarque se desprende del conocimiento de embarque (B/L).

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 debió haber aplicado 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 refleja 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 (US\$427 mil de ambos Consorcios corresponden al Grupo).

Al amparo de las normas del contrato relacionadas a la solución de conflictos las Contratistas iniciaron en el año 2016 el proceso de reclamación por la controversia derivada del incumplimiento de la Secretaría de Hidrocarburos, procedimiento que se alargó sin éxito hasta marzo del 2018. Ante la negativa de la Secretaría de Hidrocarburos para resolver esta controversia y reconocer el incumplimiento, así como la responsabilidad contractual y extracontractual derivada del mismo, las Contratistas iniciaron en abril del 2018 un procedimiento arbitral, que resuelva el conflicto ocasionado, tendiente a reparar los perjuicios ocasionados lo cual incluye daño emergente y lucro cesante.

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 MERNNR, 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 la que el Grupo participa con el 60%);
- 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 la que el Grupo participa con el 60%);
- 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 - Yuca Sur y Campo Sami (en la que el Grupo participa con el 60%).



El 28 de octubre del 2020, el Tribunal Arbitral dictó mandamiento de ejecución de acuerdo a los siguientes términos: El MERNNR deberá pagar a los demandantes por daños emergentes por 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; y US\$ 43.620 al haber provocado la sobreestadía del B/T Overseas Luzon; y, por concepto de lucro cesante por 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.

El MERNNR presentó un recurso de nulidad sobre el Laudo arbitral. Con fecha 30 de diciembre de 2020, la Corte Provincial a cargo del proceso solicitó al representante del MERNNR que aclare y complete información de la demanda, así como que justifique la calidad en la cual compareció al proceso, lo cual fue cumplido el 6 de enero de 2021.

El 23 de febrero de 2021, la Corte Provincial otorgó al MERNNR el término de 3 días para completar la demanda, esta vez pidiéndole que especifique el nombre de las personas naturales que representan a las empresas demandadas, en este caso, Petroriva S.A., Petróleos Sud Americanos del Ecuador Petrolamerec S.A. y Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Comodororivadavia S.A. Dicho requerimiento habría sido cumplido dentro del término referido, el 26 de febrero de 2021

Con fecha 25 de marzo de 2021, el Tribunal de lo Contencioso Administrativo (TCA) ordenó: 1) que se lleve a cabo la respectiva audiencia para que la parte demandada argumente su defensa y emita su pronunciamiento respecto a lo establecido en el artículo 373 del COGEP; 2) indicar si el ejecutado ha dado cumplimiento a lo ordenado en mandato del 28 de octubre del 2020. El 29 de marzo de 2021, se determinó que el ejecutado, no ha dado cumplimiento al referido mandato.

Mediante providencia del 25 de noviembre de 2021, el TCA señaló: 1.- En atención al escrito del 25 de Junio de 2021, presentado por el actor y en virtud de lo que establece el Art. 170 del Código Orgánico de Planificación y Finanzas Públicas: "... Las entidades y organismos del sector público deberán dar cumplimiento inmediato a las sentencias ejecutoriadas y pasadas en autoridad de cosa juzgada, y si implican el egreso de recursos fiscales, dicha obligación se financiará con cargo a las asignaciones presupuestarias de la respectiva entidad u organismo, para lo cual si es necesario se realizarán las reformas respectivas en el gasto no permanente. 2.- Se le otorga al MRNRR, un plazo de 10 días, para que dé cumplimiento al auto de 28 de Octubre de 2020 dentro del cual se emite el mandamiento de ejecución.

No obstante, lo ordenado por el TCA, el Ministerio no dio cumplimiento al pago ordenado, por lo que, mediante providencia de 20 de diciembre de 2021, el TCA otorgó al Ministerio, un plazo de 5 días adicionales para la ejecución del pago y bajo prevenciones de ley advirtió que, en caso de no hacerlo se oficiaría a la Fiscalía General del Estado para investigaciones por el delito en cumplimiento de orden legítima de autoridad competente. Hasta la fecha de emisión de los estados financieros no habido ningún evento adicional a lo mencionado previamente.

Con fecha 10 de marzo de 2022, el TCA dispuso al MERNNR el término de 10 días a fin de que dé cumplimiento a lo ordenado en el mandamiento de ejecución de fecha 28 de octubre de 2020, mismo que no ha sido cumplido hasta la presente fecha.

El 12 de mayo del 2022, se ingresó un escrito al Tribunal Contencioso Administrativo indicando que la parte ejecutada ha presentado varios oficios administrativos con los que pretenden indicar su buena intención de cumplir con el pago. Debido a esto se solicitó al Tribunal Contencioso Administrativo que disponga en atención a los artículos 314 inciso 3 del COGEP y 282 del COIP, se oficie a la Fiscalía por la posible consumación del delito establecido en el artículo 282 del COIP que hace referencia a incumplimientos de decisiones legítimas de autoridad competente. Así mismo, se solicitó a través del Tribunal Contencioso Administrativo que el MERNNR presente los nombres e identificación de los funcionarios de la Dirección Jurídica y de la Dirección Financiera encargados administrativamente de solicitar y hacer efectiva la reforma presupuestaria para cumplir el mandamiento de ejecución de 28 de octubre de 2020.



Con fecha 19 de mayo de 2022, la Jueza del Tribunal Contencioso Administrativo incorporó el escrito presentado y dio 3 días al MERNNR para enviar su respuesta, sin embargo, aún se espera la respuesta.

El 8 de septiembre el abogado a cargo ingresó un escrito solicitando al Tribunal Contencioso Administrativo que se imponga una multa compulsiva diaria al Coordinador General Administrativo Financiero y al Director de Planificación e Inversión y que se prevenga a los funcionarios mencionados que, de no atender el pedido se remita el expediente a la Fiscalía).

Con fecha de 29 de septiembre, el Tribunal de lo Contencioso Administrativo otorgó al Ministerio de Recursos Naturales no Renovables, el término de diez días improrrogables, para que dé cumplimiento a la decisión del 28 de Octubre de 2020 dentro del cual se emite el mandamiento de ejecución, de lo contrario empezarán a recurrir los días para el pago de la multa.

El 11 de octubre de 2022, las compañías solicitaron a los jueces del TCA se convoque a las partes procesales a una audiencia con el propósito de exigir del ejecutado el cumplimiento de las obligaciones que son materia de esta acción.

El 12 de octubre de 2022 en atención a nuestra solicitud se corrió traslado a la parte accionada con el término de tres días.

Con fecha 24 de octubre de 2022 el TCA convocó a audiencia entre las partes, la cual se llevó a cabo el 10 de noviembre de 2022, a fin de escuchar al MEM los justificativos de su incumplimiento.

De parte de las Compañías se expuso su posición de las empresas y se hizo un recuento de los incumplimientos del Estado, se exigió el pago inmediato del valor adeudado, bajo advertencia de que habrá responsabilidades penales.

La jueza a cargo concedió 3 hábiles para que el MEM informe sobre las gestiones administrativas, el MEM respondió fuera de término remitiendo simples argumentos que no justifican su falta de pago, sólo justifican el hecho de que están elaborando su informe sin siquiera determinar el plazo dentro del cual sacarán dicho informe.

El 9 de diciembre de 2022 se presentó un escrito al TCA, indicando que se está denegando justicia, insistiendo en los pedidos para que se aplique la multa compulsiva diaria, solicitando que se oficie a los entes públicos para que entreguen información sobre bienes, cuentas y activos del MEM.

El 13 de enero de 2023, el TCA emitió una providencia mediante la cual se ordenó al MEM que, por cuanto no ha dado cumplimiento a lo dispuesto por el TCA, se le otorga el término de 10 días improrrogables, para que dé cumplimiento el mandamiento de ejecución de 28 de octubre de 2020.

Una vez que venció el término de los 10 días se ha insistido al tribunal para que adopte las medidas cautelares solicitadas, para lo cual, se ha presentado insistencia y jurisprudencia la cual contiene fallos de la Corte Constitucional (CC) en la que la CC emite un criterio en relación con el cumplimiento de medidas cautelares solicitadas por las compañías en contra de organismos e instituciones públicas.

El 28 de febrero de 2023, la jueza del TCA emitió una providencia en la que señala: 1) Que el MEM no se ha pronunciado con respecto al mandamiento de ejecución ordenando mediante auto de 28 de octubre de 2020 y; 2) Solicita que por Secretaría se remita oficio a la Fiscalía General del Estado para que determine si los incumplimientos del Ministerio a los requerimientos del Tribunal incurre en el delito de “desacato” conforme el Código Orgánico Integral Penal.

El MEM presentó un escrito justificando su incumplimiento por motivos de cambio de autoridades, justificativo que no fue aceptado por la Jueza, por lo que el 7 de marzo de 2023 la Jueza solicitó se remita copias del proceso a la FGE.



El 4 de abril de 2023 el Tribunal dispuso al MEM que justifique documentadamente las gestiones que se manifiesta se están realizando sin perjuicio de lo ya dispuesto en auto de fecha 28 de febrero del 2023. El MEM no presentó justificación alguna.

Se continúa realizando acercamientos con el MEF con el objeto de gestionar se realice el pago que corresponde a este proceso, a fin conseguir la aprobación de la partida presupuestaria para el pago.

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, justifique en debida y legal forma dentro del término de 15 días el cumplimiento del mandamiento de ejecución.

El Ministerio de Economía y Finanzas ha emitido un nuevo Acuerdo Ministerial No. 033 en el mes septiembre de 2024, sobre el cual el Ministerio de Energía y Minas deberá enviar nuevos formularios al Ministerio de Economía y Finanzas para poder continuar con el proceso y presupuestar para el ejercicio fiscal 2025.

Saldos de Acumulación Sami

Con fecha 10 de abril de 2023 dentro del Proceso Arbitral No. 58-21, se emitió Laudo Arbitral por parte del Centro de Arbitraje y Mediación de la Cámara de Comercio de Quito, que resolvió:

“Se declara que el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, que absorbió a la Secretaría de Hidrocarburos, en representación del Estado ecuatoriano, infringió las cláusulas 4.3.6, 15.2 y 15.6, del Contrato Modificadorio al Contrato de prestación de Servicios para la Exploración y explotación de Hidrocarburos (PETRÓLEO CRUDO) de “Palanda-Yuca sur” de la Región Amazónica, perfeccionado mediante escritura pública de 22 de enero de 2011 otorgada ante el Notario Vigésimo Octavo de Quito, así como los artículos 25, 26 y 28 del Reglamento de Contabilidad y de control y fiscalización de los contratos de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos, cuya observancia es parte de las obligaciones asumidas por él en el contrato, como se explica en detalle en los párrafos 52 a 73 inclusive de este laudo. b) Se ordena que el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, que absorbió a la Secretaría de Hidrocarburos, en representación del Estado ecuatoriano, cumpla con el Contrato Modificadorio al Contrato de prestación de Servicios para la Exploración y explotación de Hidrocarburos (PETRÓLEO CRUDO) de “Palanda-Yuca sur” de la Región Amazónica, perfeccionado mediante escritura pública de 22 de enero de 2011 otorgada ante el Notario Vigésimo Octavo de Quito y los Contratos Modificatorios No. 2 y 3, conforme se define en el párrafo 74 de este laudo. c) Se ordena que el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables repare los daños y perjuicios provocados a las Accionantes ante la falta de aplicación de las disposiciones contractuales enunciadas en el literal a) de este acápite. Para el efecto, dispone que el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables pague a las Accionantes, en la forma en que se dispone en el literal d) de esta parte resolutive, por los conceptos que se detallan a continuación, los siguientes valores: c.1. Tres millones doscientos noventa y tres mil cuatrocientos setenta y tres dólares de los Estados Unidos de América con 58/100 (US \$ 3.293.473,58), por concepto de daño emergente correspondiente a saldos de acumulación impagos dentro del período julio a diciembre de 2019, a la luz de las consideraciones incorporadas en el párrafo 75 de este laudo. c.2. Cuatrocientos sesenta y cuatro mil ciento dieciocho dólares de los Estados Unidos de América con 17/100 (US 464.118,17), en concepto de lucro cesante. Este monto comprende los intereses calculados exclusivamente hasta la fecha de expedición de este laudo, según se explica en el párrafo 76. Los intereses deberán continuar devengándose hasta el pago total del valor ordenado a pagar en concepto de daño emergente. d) Los valores que se ordenan pagar, serán entregados al Consorcio Petrolero Palanda-Yuca Sur, con RUC número 1792260787001, con fundamento en el razonamiento especificado en el párrafo 79 de este laudo”.

En mayo de 2023, tanto la Procuraduría General del Estado como la Empresa Pública de Petróleos EP Petroecuador solicitaron al Tribunal que se interprete el laudo arbitral.

Para el 30 de junio de 2023, el Tribunal Arbitral rechazó todos los recursos interpuestos.



Entre el Ministerio de Energía y Minas y la compañía PCR-ECUADOR S.A. suscribieron un acta para ejecución del laudo dictado dentro del proceso arbitral No. 58-21 a través de la cual acordaron que el valor de US\$2.416.294 por concepto de daño emergente y US\$464.118 por concepto de lucro cesante, el pago se realizó mediante la entrega de petróleo crudo, es decir, que el pago se realizó en especie. A la presente fecha PCR-ECUADOR S.A. ha recibido el valor de US\$2.416.294,37 quedando pagado el total del daño emergente y se cumplió el acta de ejecución.

Proceso Judicial 17510-2023-00100

El Consorcio petrolero Palanda Yuca Sur, inició este proceso en contra del SRI, donde la Administración Tributaria pretende el cobro de USD. 781.279,80 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 USD. 156.255,96.

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 USD. 1.091.085,22 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 USD 2.333.003,38 correspondiente a la Acumulación generada en su favor en los ejercicios 2015 y 2016. El proceso judicial se encuentra en estado de convocatoria a la respectiva audiencia preliminar para cuando el Tribunal tenga disponibilidad.

Este proceso de determinación también ha desencadenado en que el SRI presentó una denuncia ante la Fiscalía. 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.

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 3 temas que se han detallado anteriormente:

- 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:

Año	Nro Pago	Fecha	Valor USD
2023	Pago 1	Hasta el 3 de diciembre de 2023 (valor recibido el 12-12-2023)	12.222.271,39
2024	Pago 2	Jueves, 29 de febrero de 2024	12.222.271,39
2024	Pago 3	Martes, 30 de abril de 2024	12.222.271,39
Total Pago			<u>36.666.814,16</u>



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 los consorcios 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 MEM que efectúe el cobro de la supuesta obligación.

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

En los próximos días se contestará al MEM 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).

Expediente Administrativo No. 027-2023-DCI-RCV

La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables - ARCERNR emitió el 30 de noviembre de 2023 una resolución que impuso una multa de US\$6,375.00, 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-ASOABDC22-00000001-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. A la fecha de emisión de los estados financieros, la Administración se encuentra en proceso de justificación y reuniones internas con el SRI con el fin de desvirtuar las glosas preliminares identificadas.



Impugnación de expediente administrativo:

PCR ECUADOR S.A. ha presentado ante el Tribunal Distrital de lo Contencioso Administrativo una acción subjetiva o de plena jurisdicción que busca obtener la declaratoria de nulidad de la Resolución emitida dentro del Expediente Administrativo No. 027-2023-DCI-RCV, de 30 de noviembre de 2023, notificada de forma extemporánea por la Agencia de Control y Regulación de Energía y Recursos Naturales No Renovables mediante la cual impuso una multa de US\$6,375.00. A la presente fecha la acción ha sido calificada.

Proceso Judicial 17510-2023-00100:

El Consorcio petrolero Palanda Yuca Sur, inició este proceso en contra del SRI, donde la Administración Tributaria pretende el cobro de US\$781,279.80 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\$156,255.96.

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\$1,091,085.22 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\$2,333,003.38 correspondiente a la Acumulación generada en su favor en los ejercicios 2015 y 2016. El proceso judicial se encuentra en estado de convocatoria a la respectiva audiencia preliminar para cuando el Tribunal tenga disponibilidad.

El día 28 de enero de 2025, la Juez a cargo dictó sentencia oral en favor del Consorcio por caducidad, en los próximos días, esperamos recibir la notificación de la sentencia.

Este proceso de determinación también ha desencadenado en que el SRI presente una denuncia ante la Fiscalía.

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 representante legal y el contador rindieron versiones ante la Fiscalía sobre el caso. De acuerdo a la evaluación de nuestros abogados, existen altas probabilidades de un resultado favorable.

Con relación a los Bloques Sahino y Arazá Este, en mayo de 2020, PCR solicitó que en aplicación a lo previsto en la cláusula Vigésima del Contrato de Participación, al cumplirse las condiciones establecidas en el número 20.1.1 de la cláusula vigésima el Ministerio declare la fuerza mayor en cada Contrato de Participación, la cual debía regir desde la fecha de la petición hasta la fecha en que se cuente con los resultados de la auditoría de cambio de operador, hecho que dependía enteramente de Petroamazonas EP y del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

En respuesta a la petición presentada por PCR, mediante Resolución de junio de 2020, la Viceministra de Hidrocarburos, aceptó la fuerza mayor y determinó que a PCR: “se le reconocerá el tiempo que dure la suspensión de las operaciones debido a evento de Fuerza Mayor, en consecuencia, la fecha de terminación del plazo del Período de Exploración del Contrato del Bloque Sahino sería pospuesto por un lapso igual al que dure dicha paralización...”

PCR solicitó el levantamiento de fuerza mayor en mayo de 2022, debido a que, a pesar de que no se contaba con la Auditoría de Cambio de Operador, el MAATE aprobó una auditoría de entrega del Bloque Sahino.



Mediante Resolución de octubre de 2022, la Viceministra de Hidrocarburos resolvió conceder el período de prórroga del período de exploración por el plazo de dos (2) años contados desde la fecha de vencimiento del plazo inicial. Así también resolvió levantar la circunstancia de fuerza mayor, por lo antes expuesto PCR entiende que el período de exploración en los bloques Sahino y Arazá Este fenecería en mayo de 2027.

Cesión de Derechos Contractuales

En virtud de la cesión de derechos contractuales, en función del porcentaje en que participaba Comodororivadavia S.A. (antes Compañía Sudamericana de Fósforos del Ecuador Fosforocomp S.A. 10%) y Petroriva S.A. (40%) los contingentes pasan a ser responsabilidad total de Petróleos Sudamericanos del Ecuador Petrolamerec S.A. ahora denominada PCR- ECUADOR S.A.

Nota 18 - Otras deudas

Corrientes	2024	2023
Provisiones (Impuesto a los dividendos en Ecuador)	1.952.456	1.974.601
Pasivo de garantías de contratos	305.667	190.094
Diversos	30.753	238.906
	2.288.876	2.403.601
No corrientes	2024	2023
Pasivos por beneficios definidos	6.756.612	4.939.383
Otros	897.207	1.099.525
	7.653.819	6.038.908

Un resumen de obligaciones por beneficios definidos es como sigue:

	2024	2023
Provisión por indemnización por años de servicio	3.953.888	3.164.357
Jubilación patronal	1.854.967	1.015.984
Bonificación por desahucio	947.757	759.042
Total	6.756.612	4.939.383

18.1 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:

	2024	2023
Saldos al comienzo del año	3.164.357	1.698.087
Costo de servicio	101.114	306.080
Interés neto	198.781	148.914
Pérdidas (Ganancias) actuariales, netas	489.636	(94.624)
Beneficios pagados	-	(2.120)
Cesión derechos (Nota 1.5)	-	2.534.147
Ajustes / Otros	-	(1.426.127)
Saldos al fin del año	3.953.888	3.164.357



18.2 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:

	2024	2023
Saldos al comienzo del año	759.042	396.911
Costo de servicio	48.658	84.306
Interés neto	47.663	34.906
Beneficios pagados	135.657	(84.377)
Otros	(43.263)	327.296
Saldos al fin del año	947.757	759.042

18.3 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.

	2024	2023
Saldos al comienzo del año	1.015.984	610.085
Costo de servicio	73.884	145.703
Interés neto	63.601	52.240
Ganancias actuariales, netas	701.498	98.066
Beneficios pagados	-	(292.005)
Cesión derechos	-	936.281
Ajustes / Otros	-	(534.386)
Saldos al fin del año	1.854.967	1.015.984

Los cálculos actuariales del valor presente de la obligación devengada por concepto de beneficios definidos fueron realizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 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 indemnización	Bonificación por desahucio	Jubilación patronal
Variación OBD (tasa de descuento – 0.5%)	(55,657)	(13,831)	(30,237)
Impacto % en el OBD (tasa de descuento – 0.5%)	(1%)	(1%)	(2%)
Variación OBD (tasa de descuento + 0.5%)	53,339	10,260	27,330
Impacto % en el OBD (tasa de descuento + 0.5%)	1%	1%	1%
Variación OBD (tasa de incremento salarial + 0.5%)	44,770	11,272	30,900
Impacto % en el OBD (tasa de incremento salarial + 0.5%)	1%	1%	2%
Variación OBD (tasa de incremento salarial – 0.5%)	(55,571)	(11,145)	(24,623)
Impacto % en el OBD (tasa de incremento salarial – 0.5%)	(1%)	(1%)	(1%)

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:

	2024	2023
Consortio Petrolero Palanda – Yuca Sur		
Tasa(s) de descuento	5,09	6,26
Tasa esperada del incremento salarial	2,50	3,00
Consortio Petrosud Petroriva		
Tasa(s) de descuento	5,17	6,26
Tasa esperada del incremento salarial	2,50	3,00

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

	2024	2023
Costo de servicio	370.948	520.177
Interés neto	310.045	232.431
Subtotal costo de beneficios definidos reconocido en resultados	680.993	752.608
Nuevas mediciones		
Ganancia (perdida) actuarial reconocida por ajustes y experiencia	1.326.791	74.052
Subtotal efecto de beneficios definidos reconocido en otros resultado integral	1.326.791	74.052
Total	2.007.784	826.660



Nota 19 - Provisiones por tapamiento de pozos

Constituye principalmente una estimación efectuada por la Administración del Grupo 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 12.63% para el bloque Palanda y 10.93% para los bloques Pindo y Sahino (8.56% y 9.07% para el 2023).

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

	<u>2024</u>	<u>2023</u>
Saldos al comienzo del año	18.733.853	12.397.260
Cesión (Nota 1.5)	-	10.537.908
Adiciones del año	2.031.730	206.856
Cambio en las estimaciones de la provisión (1)	(8.015.073)	(5.877.762)
Costo financiero	1.388.157	1.469.591
Saldos al fin del año	<u>14.138.667</u>	<u>18.733.853</u>

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

Nota 20 - Instrumentos financieros

20.1 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.

20.2 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.

20.3 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.



20.4 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.

20.5 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.

20.6 Categorías de los instrumentos financieros

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

	<u>2024</u>	<u>2023</u>
Activos financieros		
Bancos (Nota 5)	25.707.077	2.266.762
Inversiones en activos financieros (Nota 6)	70.861.487	96.800.922
Cuentas por cobrar comerciales (Nota 7)	19.711.720	10.226.007
Total	116.280.284	109.293.691
Pasivos financieros		
Deudas comerciales (Nota 13)	20.057.023	13.031.071
Pasivos por arrendamientos (Nota 12)	3.434.960	2.692.499
Total	23.491.983	15.723.570

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

Nota 21 - 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 2023, se aprobaron distribuciones de dividendos por el importe de US\$ 28.497.273.

Durante el ejercicio 2023, se realizaron aportes de capital por el importe de US\$ 52.778.948 mediante aportes en efectivo por US\$ 24.290.000 y el remanente mediante la capitalización de los dividendos pendientes de pago mencionados en el párrafo anterior.

Reserva legal

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.



Con fecha 3 de junio de 2023 la asamblea de accionistas resolvió la formación de la reserva legal por un total de US\$ 436.930.

Nota 22 - Cuadro de costos y gastos

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
Impuestos tasas y contribuciones	1.058.224	2.499.545	-	3.557.769
Gastos de comercialización	-	2.031.166	0	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



El cuadro de costos y gastos por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 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	15.333.840	155.873	-	15.489.713
Sueldos y jornales	9.540.436	2.148.154	-	11.688.590
Combustibles y lubricantes	6.574.045	6.333	-	6.580.378
Mantenimiento de maquinarias y otros bienes	5.238.632	114.820	-	5.353.452
Honorarios y retribuciones por servicios	690.508	3.879.353	-	4.569.861
Servicios de terceros	3.966.562	56.435	-	4.022.997
Impuestos tasas y contribuciones	636.128	2.490.543	-	3.126.671
Alquileres	1.730.473	178.709	-	1.909.182
Contribuciones sociales	977.521	495.853	-	1.473.374
Amortización activo derecho a uso	1.072.642	-	-	1.072.642
Gastos relacionados con el personal	944.322	107.910	-	1.052.232
Seguros	697.410	105.660	-	803.070
Regalías	-	-	717.911	717.911
Diversos	536.341	115.678	-	652.019
Movilidad	487.468	54.646	-	542.114
Conservación del medio ambiente	475.923	-	-	475.923
Fletes de materiales y productos terminados	325.158	-	-	325.158
Participación de trabajadores en utilidades	-	244.440	-	244.440
Energía	120.000	10.264	-	130.264
Comunicaciones	85.091	40.185	-	125.276
Aditivos y colorantes	114.591	-	-	114.591
Publicidad y propaganda	-	63.693	-	63.693
Gastos de transporte	-	26.469	-	26.469
Total	49.547.091	10.295.018	717.911	60.560.020

Nota 23 - Otros ingresos y egresos netos

	2024	2023
Diversos – ganancias (pérdidas)	<u>30.521.748</u>	<u>9.862.587</u>
	30.521.748	9.862.587

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 17) 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 24 - Saldos y transacciones con partes vinculadas

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

	<u>31.12.2024</u>	<u>31.12.2023</u>
Otras cuentas por cobrar (Nota 8)		
Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.	285.411	277.248
Luz de Tres Picos S.A.	180.908	175.739
Generacion Electrica Argentina Renovable (GEAR)	60.945	-
Wadley Solar Farm Corp	32.400	-
	<u>559.644</u>	<u>452.987</u>

	<u>31.12.2024</u>	<u>31.12.2023</u>
Deudas comerciales (Nota 13)		
Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.	-	1.320.115
	<u>-</u>	<u>1.320.115</u>

	<u>31.12.2024</u>	<u>31.12.2023</u>
Comercialización de crudo		
Petroriva S.A.	-	18.108.404
	<u>-</u>	<u>18.108.404</u>

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:

	<u>2024</u>	<u>2023</u>
Beneficios a corto plazo	2,218,198	1.521.755

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

Nota 25 - Ingresos por venta de bienes y prestación de servicios

	<u>2024</u>	<u>2022</u>
Ingresos por servicios prestados a la Secretaría de Hidrocarburos	103.816.603	72.229.581
Recuperación de acumulación (Nota 4.18) y otros	1.268.532	1.600.281
	<u>105.085.135</u>	<u>73.829.862</u>

Ingresos por servicios prestados a la Secretaría de Hidrocarburos

El bloque 90 Sahino inició su producción anticipada el 6 de abril de 2024. Hasta el 31 de diciembre de 2024, extrajo 500.874,24 barriles, de los cuales, según el contrato de participación de la Contratista, le corresponde 327.542,38 barriles.

El bloque 91 Arazá registró un total de 879.70 barriles previos a la declaratoria de pozos no comerciales, de los cuales según el contrato de participación de la Contratista le corresponde 597,49 barriles.

En el ejercicio finalizado en los años 2024 y 2023, el bloque 65 – Pindo extrajo 1.515.688 y 1.730.157 barriles de crudo, respectivamente; y, el Bloque 64 - Palanda Yuca Sur 773.760 y 855.380 barriles de crudo, respectivamente.



Nota 26 - Compromisos

Contrato compra - venta de crudo

El 15 de septiembre del 2023, PCR - Ecuador firmó un contrato de comercialización de aproximadamente 1,260,000 barriles anuales de petróleo crudo con su compañía relacionada PCR Investment S.A. (ex Dutmy S.A.) y 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 de duración del contrato es de un año desde su fecha de suscripción. De acuerdo con la Administración de la Compañía, el contrato se encuentra en proceso de renovación bajo los mismos términos y condiciones del anterior. El plazo del contrato fue renovado para el período octubre 2024 a septiembre 2025.

Nota 27 - Hechos posteriores

Con posterioridad al 31 de diciembre de 2024 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.

