



## **Memoria**

(Información no cubierta por el Informe de los Auditores Independientes)

### Contenido

- 1) Consideraciones generales
- 2) Situación y contexto macroeconómicos
- 3) Mercado del petróleo y gas
- 4) Reseña de las operaciones
- 5) Síntesis de la Estructura Patrimonial, de Resultados y Flujo de Efectivo
- 6) Análisis de los Resultados, Situación Patrimonial y Flujo de efectivo
- 7) Gestión Comercial
- 8) Política de dividendos
- 9) Política de remuneraciones al Directorio
- 10) Relaciones con el personal y la comunidad
- 11) Medioambiente, Seguridad y Salud Ocupacional
- 12) Información sobre reservas petroleras y gasíferas
- 13) Perspectivas
- 14) Propuesta de asignación de resultados

# Crown Point Energía S.A.

## Memoria

Correspondiente al ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2024  
(Información no cubierta por el Informe de los auditores independientes)

Señores Accionistas:

De conformidad con las disposiciones legales y estatutarias vigentes, sometemos a vuestra consideración la Memoria y los Estados Financieros correspondientes al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2024, la cual incluye asimismo información comparativa correspondiente al año 2023.

La información contenida en la presente Memoria incluye el análisis y las explicaciones de la Dirección sobre la situación financiera y los resultados de las operaciones, y debe ser leída en forma conjunta con los Estados Financieros y sus notas – en adelante, los “Estados Financieros”- de Crown Point Energía S.A. – en adelante, indistintamente “CPESA”, la “Compañía”, o la “Sociedad”.

### 1) CONSIDERACIONES GENERALES

Los Estados Financieros de la Sociedad han sido preparados conforme a las Normas de Contabilidad NIIF (“NIIF”) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB” por su sigla en Inglés) e interpretaciones del Comité de Interpretación de las Normas Internacionales de Información Financiera (CINIIF) y tal como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad, y adoptadas como normas contables profesionales argentinas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (FACPCE), de conformidad con la RT N° 26 de la FACPCE, modificada por la RT N° 29, y aprobadas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CPCECABA).

Crown Point Energía S.A. es una sociedad controlada por Crown Point Energy Inc., una sociedad extranjera registrada en la Inspección General de Justicia bajo el artículo 123 de la Ley 19.550. Asimismo, el accionista mayoritario y controlante de Crown Point Energy Inc. con aproximadamente el 63,9% del capital es Liminar Energía S.A.

Las operaciones de la Sociedad se concentran en cuatro cuencas productoras del país: la cuenca del Golfo de San Jorge en la provincia de Santa Cruz, la cuenca Austral en la provincia de Tierra del Fuego y las cuencas Cuyana y Neuquina en la provincia de Mendoza:

Área	Ubicación	Cuenca	Participación	Vigencia	Operador	Actividad
Piedra Clavada (PC)	Santa Cruz	Golfo de San Jorge	100%	Octubre 2046	CPESA	Explotación
Koluel Kaike (KK)	Santa Cruz	Golfo de San Jorge	100%	Octubre 2046	CPESA	Explotación
Río Cullen- Las Violetas- Angostura (RCLV)	Tierra del Fuego	Austral	45,3275%	Agosto 2026	Roch S.A.	Explotación y exploración
Cerro de los Leones (CLL)	Mendoza	Neuquina	100%	Octubre 2023 <sup>(1)</sup>	CPESA	Exploración
Chañares Herrados (CH)	Mendoza	Cuyana	50%	Marzo 2046	Petrolera Aconcagua Energía S.A.	Explotación y exploración
Puesto Pozo Cercado Oriental (PPCO)	Mendoza	Cuyana	50%	Agosto 2043	Petrolera Aconcagua Energía S.A.	Explotación y exploración

<sup>(1)</sup> Ver Nota 29.

## 2) SITUACIÓN Y CONTEXTO MACROECONÓMICOS

Durante el año 2024 se pudo observar un mejor entorno financiero, dentro de un marco de equilibrio fiscal y disciplina monetaria, aunque el contexto económico continúa siendo complejo, tanto en el ámbito nacional como internacional.

Los principales indicadores en nuestro país fueron:

- El país finalizó 2024 con una caída de su actividad del 3,8%, según datos preliminares del PBI.
- La inflación acumulada entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2024 alcanzó el 117,8% (IPC) (2023 - 211%).
- Entre el 1° de enero de 2024 y el 31 de diciembre de 2024, el peso se depreció un 27,6% frente al dólar estadounidense, pasando de 808,45 \$/US\$ al inicio del ejercicio a 1032 \$/US\$ al cierre del ejercicio (devaluación del peso en 2023 de 356%). El tipo de cambio se mantiene estable con un incremento del 2% mensual y una brecha del 15% aproximadamente entre el dólar oficial y los dólares financieros.
- El riesgo país al 31 de diciembre de 2024 llegó a 635 puntos básicos, en comparación con 1906 puntos básicos a fines de 2023.
- El gobierno está en conversaciones con el Fondo Monetario Internacional para un nuevo acuerdo.

El desempeño fiscal en 2024 ha sido superior a las expectativas con una fuerte reducción del gasto, el Tesoro logrará un superávit fiscal primario previsto de 1,7% del PBI y un equilibrio en el resultado financiero. Para 2025 se estima que se mantendrá el objetivo de equilibrio fiscal.

El plan del gobierno continúa siendo una profunda desregulación de la economía y reformas estructurales que liberen las restricciones para invertir y operar en el país, incluyendo la flexibilización paulatina del cepo cambiario, y su eliminación una vez que estén dadas las condiciones macroeconómicas para hacerlo.

Estos son los principales hechos que marcaron el primer año del nuevo gobierno:

- Debido a la devaluación del peso en diciembre de 2023, la inflación saltó al 25,5% mensual. Durante el 2024 la tasa de inflación continuó su tendencia a la baja, El índice de precios al consumidor para el 2024 ascendió al 117,8% anual.
- Reducción del gasto público, incluyendo la reducción de 18 a 8 ministerios y paralización de contratos de obra pública.
- En el mes de junio vía el Decreto de Necesidad y Urgencia (DNU) se declaró la emergencia económica, delegando facultades en el Poder Ejecutivo, dando impulso a la reforma del Estado y establecer un régimen de incentivo a grandes inversiones (RIGI).
- Lanzamiento de un amplio blanqueo de capitales para obtener divisas y fortalecer reservas del Banco Central.

La situación al 31 de diciembre de 2024, incluyendo las principales medidas que afectan a nuestro negocio y que ya se encuentran vigentes, es la siguiente:

- Se mantienen las restricciones de acceso al mercado de cambios oficial.
- Se mantiene el régimen de retenciones a la exportación e impuestos a las importaciones. No obstante, se permitió a los exportadores liquidar un 20% de las divisas a través de operaciones de compraventa con valores negociables adquiridos con liquidación en moneda extranjera y vendidos con liquidación en moneda local.

El contexto de volatilidad e incertidumbre continúa a la fecha de emisión de los presentes estados contables. Las reformas propuestas por el nuevo gobierno iniciaron su proceso de discusión legislativa. No es posible prever a la fecha de los presentes Estados Financieros su evolución ni nuevas medidas que podrían ser anunciadas. La Dirección de la Sociedad monitorea permanentemente la evolución de las variables que afectan su negocio, para definir su curso de acción e identificar los potenciales impactos sobre su situación patrimonial y financiera.

Los Estados Financieros de la Sociedad deben ser leídos a la luz de estas circunstancias.

Los activos y pasivos en moneda extranjera al 31 de diciembre de 2024 han sido valuados considerando las cotizaciones vigentes en el MULC.

En junio de 2024, el Directorio ejecutivo del Fondo Monetario Internacional ("FMI") completó la octava revisión del acuerdo ampliado en el marco del Servicio Ampliado del Fondo ("SAF") para Argentina. La decisión del Directorio permitió un desembolso inmediato de aproximadamente 791 millones de dólares (o DEG 600 millones), con lo que el total de desembolsos en el marco del acuerdo asciende a unos 41.400 millones de dólares.

El Directorio del FMI también aprobó una prórroga del acuerdo hasta el 31 de diciembre de 2024, junto con cierto reordenamiento de los desembolsos previstos dentro de las condiciones actuales del programa.

### Programa Incremento Exportador

El 3 de octubre de 2023 la Secretaría de Energía de la Nación (“SE”), mediante Resolución No. 808/23, estableció la posibilidad de que los exportadores de petróleo crudo, gas y derivados puedan recibir el 25% de los fondos obtenidos de las exportaciones a través de valores negociables adquiridos en moneda extranjera y liquidados en moneda local.

El 23 de octubre de 2023, el Poder Ejecutivo Nacional (“PEN”), mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia (“DNU”) No. 549/23, estableció el Programa de Incremento Exportador, por medio del cual el 30% de los fondos obtenidos de las exportaciones podían recibirse a través de valores negociables adquiridos en moneda extranjera; con vigencia hasta el 17 de noviembre de 2023.

El 20 de noviembre de 2023, el PEN, mediante el DNU No. 597/23, modificó los porcentajes permitiendo que el 50% de los fondos obtenidos puedan recibirse a través de valores negociables adquiridos en moneda extranjera; con vigencia hasta el 10 de diciembre de 2023. Asimismo, ratificó que los exportadores deben efectuar el pago de los derechos, tributos y demás conceptos, considerando el contravalor excepcional y transitorio previsto, relacionado con dichas liquidaciones.

El 13 de diciembre de 2023, el PEN, mediante el DNU No. 28/23, modificó los porcentajes permitiendo obtener el 20% de los fondos a través de valores negociables adquiridos en moneda extranjera; el cual continúa vigente actualmente.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, la Sociedad reconoció una ganancia por este concepto de \$ 177,9 millones en “ingresos financieros” dentro de “Resultado por tenencia inversiones financieras” (Nota 11).

## **3) MERCADO DEL PETRÓLEO Y GAS**

### ***Petróleo crudo***

Al 31 de diciembre de 2024, el precio del Brent alcanzó los USD 75 por barril registrando una disminución del 2% en comparación con los USD 77 por barril al 31 de diciembre de 2023. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros el precio del Brent alcanzó alrededor de los USD 70 por barril.

### ***Gas natural***

Con fecha 16 de noviembre de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional, mediante el Decreto de Necesidad y Urgencia N°892/2020, creó el “Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024”. El Decreto 892/2020 declara de interés público e impone como objetivo prioritario de la República Argentina la promoción de la producción del gas natural argentino. A dichos fines establece como objetivos de dicho plan viabilizar inversiones en producción de gas natural con el objetivo de satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido de sus propios yacimientos, sustituir importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) y el consumo de combustibles líquidos por parte del sistema eléctrico nacional, y generar certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución de hidrocarburos.

A su vez, se establece que el Estado Nacional podrá tomar a su cargo el pago mensual de una porción del precio del gas natural en el PIST, a efectos de administrar el impacto del costo del gas natural a ser trasladado a los usuarios.

Con fecha 17 de diciembre de 2020, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N°1020/2020, en virtud del cual determinó el inicio de la renegociación de la revisión tarifaria integral vigente correspondiente a las prestadoras de los servicios públicos de transporte y distribución de energía eléctrica y gas natural que se encontrasen bajo jurisdicción federal, en el marco de lo establecido en el artículo 5 de la Ley Nacional N°27.541.

En el marco del proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral dispuesto por el Decreto N° 1020/2020, el 23 de febrero de 2021 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución N° 47/2021 del ENARGAS, mediante la cual se convocó a una audiencia pública virtual la cual tuvo lugar el 16 de marzo de 2021 para tratar la adopción de acuerdos transitorios con las concesionarias y licenciatarias, y los cuadros tarifarios aplicables al servicio de distribución de gas propano indiluido por redes. Asimismo, el 18 de febrero de 2021 se publicó la Resolución N° 117/2021 de la Secretaría de Energía, mediante la cual se convocó a otra audiencia pública, celebrada el 15 de marzo de 2021, a los efectos de considerar la porción del precio del gas natural en el PIST que el Estado nacional tomará a su cargo, a título de subsidio, en el marco del Plan Gas IV.

El 2 de junio de 2021, mediante publicación en el Boletín Oficial, el ENARGAS aprobó los cuadros tarifarios de transición conforme la adecuación tarifaria prevista en los Regímenes Tarifarios de Transición (RTT) de las Licenciatarias de Transporte y Distribución de gas por redes, que se enmarca en el proceso de renegociación de la Revisión Tarifaria Integral dispuesto por el Decreto N° 1020/20. En este sentido, las modificaciones tarifarias fueron dispuestas a través de las Resoluciones ENARGAS 149/21; 150/21; 151/21; 152/21; 153/21; 154/21;155/21;156/21;157/21;158/21; y 159/21.

### ***Marco regulatorio de la industria del Petróleo y Gas en Argentina***

La Constitución Nacional de la República Argentina establece un sistema de país federal. Actualmente las provincias retienen su dominio sobre aquellos recursos hidrocarburíferos depositados en sus territorios (esto no incluye los depósitos costa afuera “offshore” que se sitúan tras 12 millas náuticas del territorio nacional, los cuales pertenecen al gobierno federal). Las provincias actúan como autoridad de aplicación dentro de sus respectivas jurisdicciones, por lo que están facultadas para adoptar medidas respecto a los siguientes asuntos:

- (i) el otorgamiento o la revocación de permisos de exploración y concesiones de explotación sobre los hidrocarburos ubicados en sus territorios,
- (ii) la ampliación de los plazos de los permisos, concesiones y contratos vigentes,
- (iii) la aprobación de su cesión,
- (iv) la imposición de sanciones, y
- (v) el ejercicio, en general, de todas las facultades inherentes en su carácter de autoridad de aplicación.

Independientemente del dominio de los recursos, el gobierno nacional goza de la facultad exclusiva de dictar el marco legal general pudiendo sancionar normas sustantivas que regulan las actividades mineras, garantizando así la uniformidad de la legislación a la que las provincias deben sujetar su actuación.

- ***La Ley de Hidrocarburos***

La Ley Nacional de Hidrocarburos No. 17.319 (con sus modificaciones) establece el marco legal básico para la industria hidrocarburífera, que instituye un sistema de permisos de exploración y concesiones de explotación otorgados por la autoridad de aplicación (nacional o provincial, según corresponda). A partir de la obtención de estos permisos o concesiones, las empresas son titulares de derechos exclusivos para explorar, desarrollar, explotar y poseer título sobre la producción en boca de pozo, estando obligados al pago de regalías y la adhesión a un régimen fiscal general (que puede incluir derechos de exportación).

Los titulares de los permisos y de las concesiones deben poseer la solvencia financiera y la capacidad técnica adecuadas para ejecutar las tareas inherentes al derecho otorgado, debiendo actuar con la debida diligencia y de acuerdo con las técnicas más eficientes.

*Plazos de permisos de exploración y concesiones de explotación:*

Luego de algunas reformas de la Ley Nacional de Hidrocarburos No. 17.319, los plazos que rodean a los permisos de exploración y concesiones de explotación son los siguientes:

(A) en lo que respecta a permisos de exploración convencional, el plazo se divide en dos períodos de 3 años cada uno, más una prórroga discrecional de hasta 5 años, otorgando una vigencia máxima de 11 años;

(B) con relación a los permisos de exploración no-convencional, el plazo se divide en dos períodos de 4 años cada uno, más una prórroga discrecional de hasta 5 años, otorgando una vigencia máxima de 13 años,

(C) en cuanto a las concesiones de explotación, el plazo para recursos convencionales es de 25 años, y para recursos no-convencionales es de 35 años, incluida una prueba piloto de hasta 5 años.

Los concesionarios tienen derecho a obtener extensiones por períodos sucesivos de 10 años, siempre que hayan cumplido con todas sus obligaciones, incluyendo, pero sin limitarse, al pago de impuestos y regalías y el cumplimiento con obligaciones de inversión y explotación, así como cumplimiento de la legislación ambiental, y la presentación de un plan de inversiones para desarrollar la concesión.

Los titulares de concesiones de explotación pueden obtener una concesión de transporte de hidrocarburos producidos en sus áreas sin tener que presentarse a una licitación. El plazo (accesorio a la concesión de explotación) es de hasta 35 años y puede prorrogarse por períodos sucesivos de 10 años.

*Reserva de áreas:*

Con anterioridad a la sanción de la Ley Nacional No. 27.007 en 2014, los gobiernos (nacional y provinciales) podían reservarse áreas para la explotación exclusiva de hidrocarburos, a través de entidades públicas o compañías con participación estatal. Los contratos que hayan celebrado dichas entidades públicas o compañías con participación estatal para la exploración y desarrollo de áreas reservadas se rigen bajo la regulación anterior a la Ley Nacional No. 27.007.

*Regalías y canon:*

La autoridad concedente tiene derecho al pago de regalías calculada sobre la producción de los titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación. La tasa es del 12% en concesiones de explotación, que puede reducirse en casos excepcionales en hasta 5%. Esa tasa también puede aumentarse en 3% en cada prórroga, hasta un límite máximo de 18%.

Las regalías, que resultan un gasto deducible a los efectos del impuesto a las ganancias, se calculan sobre la producción de hidrocarburos, y admiten ciertos descuentos que reflejen el valor efectivamente percibido por el concesionario en la comercialización de sus hidrocarburos.

Además, los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación deben pagar un canon anual (i) calculado en función de la superficie del área y (ii) que varía según la fase (exploración o explotación) de la operación.

La Ley de Hidrocarburos establece que los titulares de permisos de exploración o concesiones de explotación no se verán afectados por la creación de nuevos impuestos o el aumento de impuestos existentes ordenados por el estado municipal o provincial pertinente durante todo el plazo del permiso o concesión que corresponda.

Informe de reservas:

Cada año, los titulares de permisos de exploración y concesiones de explotación de hidrocarburos deben presentar ante la autoridad de aplicación nacional información sobre las reservas comprobadas existentes en cada una de sus áreas, certificada por auditores externos.

Reversión de áreas:

La autoridad de aplicación puede ordenar la reversión del área concedida:

- (a) por insolvencia o fin de la existencia jurídica del titular del permiso de exploración o concesión de explotación,
- (b) por incumplimiento sustancial e injustificado de las obligaciones asumidas por el concesionario o permisionario,
- (c) por falta de entrega de información exigible,
- (d) por obstaculizar inspecciones de la autoridad de aplicación,
- (e) por no observar las técnicas adecuadas en las operaciones,
- (f) por falta de pago de una anualidad del canon respectivo;
- (g) por falta de pago de las regalías tres meses después de vencido el plazo para abonarlas;
- (h) en el caso de permisos de exploración, por no haber solicitado una concesión de explotación en el plazo de 30 días a partir de la declaración de comercialidad de los hidrocarburos.

La sanción procede luego del otorgamiento de un plazo razonable para que el concesionario o permisionario subsane su incumplimiento. Una vez caducada o extinguida una concesión de explotación, todos los pozos de petróleo y gas, los equipos e instalaciones de operación y mantenimiento revertirán automáticamente a la provincia o al gobierno nacional, sin que deba hacerse pago alguno al concesionario.



### ***Programa Mendoza Activa***

Con fecha 4 de diciembre de 2020, mediante la Ley N° 9.279, la Provincia de Mendoza creó el Programa Mendoza Activa Hidrocarburos (“Programa I”) que tiene por objetivo promover el desarrollo, la reactivación y el incremento de la producción de la actividad hidrocarburífera.

El Programa I reintegra mediante certificados de crédito fiscal, a quienes adquieran la calidad de beneficiarios, aquellas erogaciones que, hasta el límite de las autorizaciones que dispone la normativa, sean realizadas en proyectos de puesta en producción de nuevos pozos y/o en la reactivación de pozos existentes, que a la fecha de publicación de la Ley se encontraban sin producción. Dichos certificados de crédito fiscal podrán ser aplicados al pago de impuesto a los ingresos brutos y regalías.

Con fecha 7 de julio de 2021, mediante la Ley N° 9.330, la Provincia de Mendoza creó el Programa Mendoza Activa Hidrocarburos II (“Programa II”) con el mismo objetivo y modalidad que el Programa I, ampliando el crédito fiscal aplicable hasta el límite de las autorizaciones que dispone la normativa y el plazo para su utilización hasta el 31 de diciembre de 2025, pudiendo ser prorrogado por el PE provincial, por un lapso de hasta 3 años.

La Sociedad aplicó a ambos programas cumpliendo con los requisitos formales, técnicos y económicos.

Durante 2024, la Sociedad recibió \$ 43,5 millones en créditos fiscales para el impuesto sobre los ingresos brutos y regalías provinciales del Programa I y el Programa II relacionados con inversiones en la concesión de CH.

Durante 2023, la Sociedad recibió \$ 16,6 millones en créditos fiscales para el impuesto sobre los ingresos brutos y regalías provinciales del Programa I y el Programa II relacionados con inversiones en la concesión de CH.

## **4) RESEÑA DE LAS OPERACIONES**

### **A) Concesiones Santa Cruz - Piedra Clavada – Koluel Kaike (“PCKK”)**

Con fecha efectiva 31 de octubre de 2024, la Sociedad cerró la adquisición del 100% de la participación operativa en las concesiones de explotación de hidrocarburos Piedra Clavada y Koluel Kaike (“las Concesiones Santa Cruz”) de Pan American Energy S.L. Sucursal Argentina. Las Concesiones Santa Cruz están ubicadas en la Provincia de Santa Cruz, en el flanco sur de la cuenca del Golfo San Jorge, aproximadamente a 200 km al suroeste de Comodoro Rivadavia. Las Concesiones Santa Cruz, comprenden un total de 71.593 acres, e incluyen una amplia infraestructura.

La Sociedad pagó por la adquisición USD 25,8 millones más los impuestos correspondientes y por el inventario de materiales y repuestos USD 8,5 millones. Adicionalmente, se acordó una contraprestación en especie pagadera durante un período de 14 años a partir de la fecha de cierre, en virtud de la cual la Sociedad entregará a la Vendedora una cantidad mensual de petróleo producido en las Concesiones de Santa Cruz que oscila entre 0 y 600 barriles de petróleo por día, sujeto al precio de mercado del petróleo determinado para cada mes.

La Sociedad tomó plena posesión de las áreas y se hizo cargo de la operación de las mismas el 1 de noviembre de 2024, transcurriendo el cambio de operador con total normalidad.

Las regalías establecidas ascienden al 15% y el compromiso de inversión asciende a USD 41,5 millones, que deben cumplirse antes del 2026; y USD 20,6 millones, que deben cumplirse entre 2027 y 2031.

La adquisición de las concesiones de Santa Cruz se contabilizó como una combinación de negocios de conformidad con la NIIF 3 Combinaciones de negocios, en virtud de la cual los activos adquiridos y los pasivos asumidos se registraron a sus valores razonables estimados a la fecha de adquisición.

Durante 2024, la Sociedad incurrió en \$ 794.832 de gastos relacionados con la adquisición, que se incluyen en gastos de administración.

Desde la fecha de cierre de la adquisición, el 31 de octubre de 2024, hasta el 31 de diciembre de 2024, las Concesiones de Santa Cruz aportaron USD 14,1 millones de ingresos por ventas de petróleo y gas y USD 1,7 millones de ingresos netos de explotación.

Las Concesiones de Santa Cruz eran explotadas anteriormente por una importante empresa argentina de petróleo y gas, cuyo enfoque estratégico se dirigía hacia otros activos. Para la Sociedad, esta adquisición representa una importante oportunidad de crecimiento, ya que se convertirá en su principal activo y en el foco de sus esfuerzos de optimización operativa.

La producción desde la fecha de adquisición hasta el 31 de diciembre de 2024 alcanzó los 197.018 BOEs (2.142 BOE/día).

## **B) UT RCLV - Área Río Cullen – Las Violetas – La Angostura (Tierra del fuego)**

El 2 de diciembre de 2024, la Sociedad cerró la adquisición de una participación no operativa del 13,5926% en las concesiones de explotación de hidrocarburos Río Cullen, Las Violetas y La Angostura (“RCLV”) de una parte independiente por USD 0,8 millones en efectivo. La fecha efectiva de la adquisición es el 1 de julio de 2024.

Las concesiones TDF están situadas en la provincia de Tierra del Fuego, en la cuenca Austral, en el sur de Argentina. Con la adquisición, la participación de la Sociedad en las concesiones TDF se incrementa al 48,3275%.

La adquisición de la mayor participación en las concesiones de TDF se contabilizó como una combinación de negocios de conformidad con la NIIF 3 Combinaciones de negocios, en virtud de la cual los activos adquiridos y los pasivos asumidos se registraron a sus valores razonables estimados a la fecha de adquisición.

Durante 2024, la Sociedad incurrió en \$ 122.141 de gastos relacionados con la adquisición, que se incluyen en gastos de administración.

Dado que la Sociedad prevé ampliar el plazo de la Concesión TDF, la adquisición representó una oportunidad estratégica para la misma. En consecuencia, el valor razonable de los activos netos adquiridos supera la contraprestación en efectivo pagada al vendedor, lo que se traduce en una ganancia de \$ 389,3 por la adquisición de la participación no operativa en las Concesiones TDF.

La Sociedad y sus socios de la UT RCLV están exportando petróleo por camión a la refinería de Enap en San Gregorio, Chile, y a las instalaciones de Total Austral en Río Cullen. El precio de venta tanto en San Gregorio como en Río Cullen está asociado al precio del petróleo Brent menos un descuento.

La producción durante el año 2024 alcanzó los 278.409 BOEs (760 BOE/día) al porcentaje de participación de la sociedad.

### **C) Reseña de las operaciones en Cerro de los Leones (Mendoza).**

La Sociedad posee el 100% del permiso de exploración del área de Cerro de los Leones (“CLL”), que se encuentra en la parte norte de la Cuenca Neuquina en la Provincia de Mendoza, Argentina.

En febrero de 2023, la Provincia de Mendoza emitió la Resolución N° 208 que otorgó el permiso exploratorio reteniendo el cien por ciento (100%) de la superficie del área sobre la totalidad del área “CLL” por un plazo de 18 meses que culminó el 23 de octubre de 2023.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la Sociedad se encuentra en conversaciones con Provincia de Mendoza para una extensión del Permiso CLL u otras alternativas para el Permiso CLL, incluyendo la potencial compensación del único compromiso pendiente de la Sociedad, consistente en la reparación de un pozo, con unidades de trabajo realizadas en exceso durante el período de exploración del Permiso CLL.

### **D) Reseña de las operaciones en UT Mendoza (Chañares Herrados - Puesto Pozo Cercado Oriental).**

#### **- Chañares Herrados**

Las inversiones ejecutadas durante el año 2024 estuvieron principalmente relacionadas con 11 reacondicionamientos de pozos de petróleo y 4 reacondicionamientos en pozos inyectores de agua.

La producción durante el año 2024 alcanzó los 151.963 BBLs (415 BBL/día) al porcentaje de participación de la sociedad.

#### **- Puesto Pozo Cercado Oriental**

No hubo inversiones capitalizables ejecutadas durante el año 2024.

La producción de petróleo durante el año 2024 alcanzó los 29.684 BBLs (81 BBL/día) al porcentaje de participación de la sociedad.

## 5) SÍNTESIS DE LA ESTRUCTURA PATRIMONIAL, DE RESULTADOS Y FLUJO DE EFECTIVO DE LA SOCIEDAD

### Estructura Patrimonial

(en miles de pesos)	31/12/2024	31/12/2023
Activo no corriente	195.571.758	48.452.381
Activo corriente	28.261.579	6.095.697
<b>Total del activo</b>	<b>223.833.337</b>	<b>54.548.078</b>
<b>Patrimonio</b>	<b>7.737.200</b>	<b>13.886.447</b>
Pasivo no corriente	157.544.396	24.686.863
Pasivo corriente	58.551.741	15.974.768
<b>Total del pasivo</b>	<b>216.096.137</b>	<b>40.661.631</b>
<b>Total</b>	<b>223.833.337</b>	<b>54.548.078</b>

### Estructura de Resultados

(en miles de pesos)	31/12/2024	31/12/2023
Resultado operativo	(10.449.376)	(1.912.655)
Ingresos financieros	3.754.164	654.590
Egresos financieros	(5.306.652)	(1.707.981)
<b>Resultado antes de impuesto a las ganancias</b>	<b>(12.001.864)</b>	<b>(2.966.046)</b>
Impuesto a las ganancias	3.538.106	649.510
<b>Pérdida neta del ejercicio</b>	<b>(8.463.758)</b>	<b>(2.316.536)</b>
Otros resultados integrales	2.314.511	11.653.971
<b>Resultado total integral del ejercicio- (Pérdida) Ganancia</b>	<b>(6.149.247)</b>	<b>9.337.435</b>

### Evolución de Flujo de Efectivo

(en miles de pesos)	31/12/2024	31/12/2023
Efectivo (aplicado) generado por las actividades operativas	(4.878.431)	1.747.310
Efectivo aplicado a las actividades de inversión	(25.781.625)	(5.103.184)
Efectivo generado por las actividades de financiación	34.973.167	3.076.619
<b>Aumento (Disminución) neto del efectivo</b>	<b>4.313.111</b>	<b>(279.255)</b>
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	145.574	93.359
Aumento (Disminución) del efectivo y equivalentes de efectivo	4.313.111	(279.255)
Diferencias de conversión y diferencia de cambio	40.404	331.470
<b>Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio</b>	<b>4.499.089</b>	<b>145.574</b>

## **6) ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS, SITUACIÓN PATRIMONIAL Y FLUJO DE EFECTIVO**

### **Resultados**

El resultado del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, arrojó una pérdida de \$ 8.463,7 millones. Si bien el total de ingresos después del impuesto a las exportaciones, regalías e ingresos brutos totalizó \$ 29.270,6 millones en comparación con los \$ 6.782,6 al 31 de diciembre de 2023, el resultado neto del ejercicio 2024 refleja principalmente los efectos de: (i) un aumento de \$ 21.542,5 millones en otros costos operativos y de producción; (ii) un aumento en amortizaciones y depreciaciones por \$ 6.014,4 millones; (iii) un incremento en los gastos de administración por \$ 3.574,8 millones; (iv) un incremento en egresos financieros por \$ 3.598,6 millones; y (v) la variación por el reverso de desvalorización de propiedades, plantas y equipos por \$ 2.456,6 millones reconocido en 2023; compensados parcialmente por (vi) una ganancia por compra en condiciones ventajosas por \$ 389,3 millones; (vii) un aumento en la ganancia por diferencia de cambio de \$ 2.150,4 millones; (viii) un incremento en ingresos financieros por \$ 3.099,5 millones; y (ix) un mayor recupero de impuesto a las ganancias por \$ 2.888,5 millones.

El total de ventas de petróleo y gas por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, totalizaron \$ 35.474,8 millones y representaron un aumento del 322% con relación a \$ 8.399,7 millones al 31 de diciembre de 2023, debido principalmente a los mayores volúmenes de venta provenientes de la adquisición de las concesiones de Santa Cruz PCKK. El total de ventas de petróleo y gas en dólares por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024, totalizó USD 36,8 millones y representaron un aumento del 38% con relación a USD 26,7 millones al 31 de diciembre de 2023, debido principalmente a los mayores volúmenes de venta provenientes de la adquisición de las concesiones de Santa Cruz PCKK.

El precio de venta de gas natural al mercado industrial es negociado entre la Sociedad y el cliente mientras que el precio de ventas de gas natural al mercado residencial es fijado por el gobierno argentino. El 100 % de los ingresos de gas natural de la Sociedad obtenidos en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 y 2023, provino de ventas locales al mercado industrial.

Durante el ejercicio 2023, 18% de las ventas de petróleo crudo fueron destinadas al mercado externo y 82% al mercado interno. Con relación a la evolución de precios durante el ejercicio 2024, el precio promedio del petróleo crudo recibido fue de 68,50 USD por barril, un 11% por encima del precio promedio obtenido en 2023, que ascendió a 61,88 USD por barril.

Los ingresos por procesamiento de gas fueron \$ 311,3 millones al 31 de diciembre de 2024 en comparación con los \$ 97,1 millones al 31 de diciembre de 2023, provenientes de las operaciones en la UT RCLV.

Al 31 de diciembre de 2024, el impuesto a las exportaciones ascendió a \$ 370,7 millones en comparación a \$ 134,2 millones en 2023. El aumento se debe principalmente a la depreciación del peso. El total de impuesto a las exportaciones en dólares por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fue de USD 112.047, mientras que para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue de USD 125.304.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, las regalías e ingresos brutos resultaron en \$ 6.261,3 millones y \$ 1.579,9 millones, respectivamente. El aumento corresponde a mayores ventas en el ejercicio 2024, debido principalmente a los mayores volúmenes de venta provenientes de la adquisición de las concesiones de Santa Cruz PCKK.

El total de costos operativos y de producción para el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2024 fue de \$ 26.997 millones lo que representó un aumento del 395% en comparación con los \$ 5.454,4 millones para el ejercicio 2023. El aumento se explica principalmente por: (i) el aumento en gastos de mantenimiento y remediación por \$ 15.087,6 millones; (ii) el aumento en gastos de transporte y fletes por \$ 2.261,7 millones; (iii) el aumento en sueldos y cargas sociales por \$ 1.940,9 millones; (iv) el incremento en honorarios y retribuciones por servicios por \$ 998,2 millones; y (v) el aumento en servidumbres y cánones por \$ 854,6 millones.

El total de gastos de administración para el ejercicio 2024 alcanzó \$ 4.515,8 millones, mientras que en el ejercicio 2023, totalizó \$ 941 millones. El aumento más pronunciado se verificó en la línea de honorarios y retribuciones por servicios por \$ 1.145,5 millones; en la línea de sueldos y cargas sociales por \$ 987,4 millones; y en la línea de honorarios y retribuciones por servicios sociedad controlante por \$ 572 millones.

El total de amortizaciones y depreciaciones en el ejercicio 2024 ascendió a \$ 8.315,7 millones, mientras que, al 31 de diciembre de 2023, totalizó \$ 2.301,3 millones. El aumento fue influenciado por la incorporación de los volúmenes de producción de las concesiones Santa Cruz PCKK y a la depreciación del peso. El total de las amortizaciones y depreciaciones en dólares por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fue de USD 9 millones, mientras que para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2023 fue de USD 7,7 millones.

Los cambios en el valor razonable del pasivo contingente del ejercicio 2024 fue una pérdida de \$ 425,5 millones debido al aumento del valor razonable del pasivo contingente relacionado con la adquisición de PPCO por \$ 563,8 millones compensado por la disminución del valor razonable del pasivo contingente relacionado con TDF por \$ 138,3 millones, mientras que, al 31 de diciembre de 2023, fue una pérdida de \$ 627,8 millones debido al aumento del valor razonable del pasivo contingente relacionado con la adquisición de PPCO por \$ 519,4 millones y al aumento del valor razonable del pasivo contingente relacionado con TDF por \$ 108,4 millones.

La Sociedad identificó indicadores de deterioro en relación con su UGE TDF al 31 de diciembre de 2024, debido al aumento de los costos operativos, y realizó una prueba de desvalorización.

A 31 de diciembre de 2024, se determinó que el importe recuperable estimado de la UGE TDF era superior al importe en libros, por lo que no se reconoció ningún deterioro en 2024.

La Sociedad identificó indicadores de deterioro en relación con su UGE Mendoza al 31 de diciembre de 2024, debido al aumento de los costos operativos, y realizó una prueba de desvalorización.

A 31 de diciembre de 2024, se determinó que el importe recuperable estimado de la UGE Mendoza era superior al importe en libros, por lo que no se reconoció ningún deterioro en 2024.

La Sociedad identificó indicadores de reversión de deterioro en relación con su UGE TDF al 31 de diciembre de 2023, por la mayor extensión en el tiempo de los flujos de efectivo y por la optimización de los costos operativos, y realizó una prueba para la reversión de la provisión por desvalorización. Al 31 de diciembre de 2023, se determinó que el importe recuperable estimado de la UGE TDF era superior al importe en libros, lo que dio lugar a una reversión de la provisión por desvalorización por \$ 2.456,6 millones.

La ganancia por diferencia de cambio del ejercicio 2024 fue de \$ 235,1 millones en comparación con la pérdida por \$ 1.915,3 millones registrados en el ejercicio 2023.

El total de los ingresos financieros del ejercicio 2024 fue de \$ 3.754,1 millones en comparación con los \$ 654,5 millones registrados en el ejercicio 2023, reflejando un aumento del 474% con respecto al 2023, debido principalmente a la ganancia sobre el valor razonable de los instrumentos financieros en el cuarto trimestre de 2024 relacionada con la liquidación de 22 millones de dólares procedentes de la emisión de la obligación negociable clase VI mediante valores negociables adquiridos en moneda extranjera y liquidados en moneda local, generando un incremento de los resultados por tenencia de inversiones financieras por \$ 2.850,8 millones.

El total de egresos financieros del ejercicio 2024 fue de \$ 5.306,6 millones en comparación con el importe de \$ 1.707,9 millones registrados en el ejercicio 2023, reflejando un aumento del 247% con respecto al 2022, debido principalmente a: (i) un aumento en intereses por obligaciones negociables y préstamos financieros por \$ 2.877,3 millones; (ii) un aumento en las comisiones y gastos bancarios por \$ 576,9 millones; (iii) un aumento en la actualización descuento pasivo por abandono por \$ 321 millones, parcialmente compensado por (iv) una disminución de resultado negativo de cobertura de instrumentos financieros por (\$ 223) millones correspondientes al ejercicio 2023.

Al 31 de diciembre de 2024, el recupero por impuesto a las ganancias fue por \$ 3.538,1 millones, en comparación con un recupero por \$ 649,5 millones para el ejercicio 2023, correspondiendo en ambos ejercicios a un recupero proveniente del impuesto diferido.

Los efectos de la conversión monetaria para los ejercicios cerrados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, arrojaron una ganancia de \$ 2.314,5 millones y \$ 11.653,9 millones, respectivamente y se explica por el reconocimiento del resultado de conversión de la moneda funcional (dólar estadounidense) a la moneda de presentación (peso argentino) para los estados financieros, de acuerdo a lo establecido según la NIC 21 Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio de la Moneda Extranjera.

El resultado total integral para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2024 y el 31 de diciembre de 2023 ascendió a una pérdida de \$ 6.149,2 millones y una ganancia de \$ 9.337,4 millones, respectivamente.

## Índices

	31/12/2024	31/12/2023
Liquidez <sup>(1)</sup>	0,47	0,38
Solvencia <sup>(2)</sup>	0,04	0,34
Inmovilización del capital <sup>(3)</sup>	0,87	0,89
Rentabilidad <sup>(4)</sup>	(0,78)	(0,33)

<sup>(1)</sup> Activo corriente / Pasivo corriente

<sup>(2)</sup> Patrimonio neto / Pasivo total

<sup>(3)</sup> Activo no corriente / Total del activo

<sup>(4)</sup> Resultado neto del ejercicio (no incluye Otros resultados integrales) / Patrimonio neto total promedio

## Situación Patrimonial

El total del activo al 31 de diciembre de 2024 alcanzó \$ 223.833 millones y mostró un incremento del 310% con respecto al 2023. La variación se explica principalmente por el aumento del activo no corriente por \$ 147.119 millones, y un aumento de \$ 22.166 millones en el activo corriente entre esas mismas fechas.

Al 31 de diciembre de 2024, el total del activo no corriente alcanzó los \$ 195.572 millones, lo que representó un aumento del 304% en relación con \$ 48.452 millones del ejercicio 2023.

El alta neta de \$ 143.674 millones registrada durante el año 2024 en Propiedades, plantas y equipos en comparación con el saldo del rubro al 31 de diciembre de 2023, incluye los efectos de: (i) altas por combinación de negocios por \$ 115.695; (ii) altas del ejercicio por \$ 25.531 millones; (iii) diferencias de conversión por \$ 13.667 millones; (iv) bajas del ejercicio por (\$ 3.125) millones; (v) incentivos del gobierno por (\$ 44) millones; y (vi) la depreciación del ejercicio por (\$ 8.051) millones.

El total de activos de exploración y evaluación al 31 de diciembre de 2024 registró un aumento neto de \$ 3.100 millones con respecto a los saldos al 31 de diciembre de 2023, correspondiente principalmente a diferencias de conversión por \$ 3.152 millones.

Al 31 de diciembre de 2024, el total del activo corriente asciende a \$ 28.261 millones, lo que refleja un aumento del 364% en comparación con \$ 6.095 millones del activo corriente al 31 de diciembre de 2023, debido principalmente a: (i) un aumento en cuentas comerciales por cobrar por \$ 9.263 millones; (ii) un incremento en el inventario por \$ 6.605 millones; (iii) un aumento en efectivo y equivalentes por \$ 4.354 millones; (iv) un aumento en otros créditos por \$ 4.093 millones; y (v) una disminución en inversiones en activos financieros por (\$ 2.149) millones.

El total del pasivo al cierre al 31 de diciembre del 2024 alcanzó \$ 216.096 millones, lo que representa un incremento del 431% respecto del total del pasivo al 31 de diciembre de 2023 que ascendía a \$ 40.661 millones, debido principalmente a un aumento de \$ 132.858 millones del pasivo no corriente y \$ 42.577 millones del pasivo corriente.



El aumento del pasivo no corriente al 31 de diciembre de 2024 en comparación con los saldos al cierre del ejercicio 2023 es explicado mayoritariamente por: (i) el aumento por deudas comerciales y otros pasivos no corrientes por \$ 59.363 millones, principalmente generado por la contraprestación por adquisición contingente en especie por las concesiones de Santa Cruz PCKK por \$ 58.532 millones; (ii) el aumento del impuesto diferido por \$ 28.731 millones generado principalmente por la adquisición de las concesiones de Santa Cruz PCKK; (iii) un aumento de \$ 27.439 millones del pasivo por abandono de pozos; (iv) el incremento de deudas financieras por \$ 16.622 millones principalmente por la emisión de las obligaciones negociables clase V y clase VI por \$ 7.183 millones y 22.000 millones respectivamente; y (v) el aumento por pasivo por arrendamiento por \$ 702 millones.

Al 31 de diciembre de 2024, el total del pasivo corriente fue \$ 58.552 millones, un 267% superior a los \$ 15.975 millones para el ejercicio cerrado al 31 de diciembre de 2023, producto de: (i) aumento de deudas financieras por \$ 25.950 millones; (ii) el aumento deudas comerciales y otros pasivos por \$ 15.890 millones; (iii) el aumento del pasivo por arrendamiento por \$ 692 millones; y (iv) el aumento del pasivo por abandono corriente por \$ 45 millones.

Los saldos y operaciones con la sociedad controlante y relacionadas se exponen en la Nota 31 de los Estados Financieros.

### **Estado de flujo de efectivo**

Durante el año 2024, el efectivo aplicado a las actividades operativas alcanzó los (\$ 4.878) millones, en comparación con el efectivo generado durante el año 2023 que ascendió a \$ 1.747 millones. Esta disminución de \$ 6.626 millones se generó principalmente por el aumento en los costos operativos, gastos de administración y regalías; parcialmente compensados por un mayor volumen de ventas.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión alcanzó un total de \$ 25.782 millones durante el año 2024, aumentando un 405% respecto al ejercicio 2023, principalmente debido a: (i) las inversiones por adquisición del negocio por \$ 26.308 millones relacionadas con la adquisición de las concesiones de Santa Cruz PCKK por \$ 25.537 millones y con la adquisición de la participación no operativa en las concesiones TDF por \$ 771 millones; compensado parcialmente por (ii) menores inversiones en propiedad, planta y equipos por \$ 336 millones; y (iii) la variación por cobros netos de activos financieros por \$ 5.213 millones.

En el año 2024 el flujo neto de efectivo de las actividades de financiación representó una generación de fondos por \$ 34.973 millones, un 1037% superior al ejercicio 2023. El endeudamiento neto de capital en el ejercicio 2024 ascendió a \$ 51.479 millones principalmente por la emisión de las obligaciones negociables clase V y clase VI por \$ 7.183 millones y \$ 22.000 millones respectivamente; se canceló capital por \$ 12.688 millones y se pagaron intereses por \$ 2.938 millones.

Al 31 de diciembre de 2024, las deudas financieras de la Sociedad ascienden a \$ 66.231 millones, correspondiendo \$ 47.253 millones a obligaciones negociables; \$ 14.578 millones a préstamos de entidades financieras por capital de trabajo y acuerdos en descubierto; y \$ 4.400 a otras deudas financieras. Al 31 de diciembre de 2023, las deudas financieras de la Sociedad ascendían a \$ 23.660 millones correspondiendo \$ 23.249 millones a obligaciones negociables y \$ 411 millones a préstamos de entidades financieras por capital de trabajo y prefinanciación de exportaciones.

## 7) GESTIÓN COMERCIAL

La Sociedad opera en el mercado interno y externo de petróleo crudo y en el mercado interno para el gas natural y el LPG.

A continuación, se exponen los datos estadísticos de producción y ventas:

<b>Producción</b>	<b>31/12/2024</b>	<b>31/12/2023</b>
Total Petróleo (barriles)	463.703	321.717
Total LPG (barriles)	5.510	6.844
Total Gas (mcf)	1.127.168	1.182.975
<b>Total BOEs</b>	<b>657.074</b>	<b>525.723</b>
Petróleo (barriles /día)	1.267	881
LPG (barriles /día)	15	19
Gas (mcf /día)	3.080	3.241
<b>Total BOEs /día</b>	<b>1.795</b>	<b>1.440</b>

<b>Total Volumen Vendido</b>	<b>31/12/2024</b>	<b>31/12/2023</b>
Petróleo (barriles)	474.227	334.136
LPG (barriles)	6.498	7.083
Natural gas (Mcf)	1.177.591	1.103.377
<b>Total BOEs</b>	<b>676.990</b>	<b>525.115</b>

<b>Volumen Promedio Vendido</b>	<b>31/12/2024</b>	<b>31/12/2023</b>
Petróleo barriles/día	1.296	915
LPG barriles/día	18	19
Gas mcf /día	3.217	3.023
<b>Total BOEs/día</b>	<b>1.850</b>	<b>1.438</b>

<b>Total Ingresos por Ventas en miles de USD</b>	<b>31/12/2024</b>	<b>31/12/2023</b>
Petróleo	32.484	20.677
LPG	192	235
Gas	4.150	5.854
<b>Total</b>	<b>36.826</b>	<b>26.766</b>
Exportaciones Petróleo	5.997	7.420
% Exportaciones sobre total de ventas	16%	28%

## **8) POLÍTICA DE DIVIDENDOS**

La Sociedad no tiene una política de dividendos determinada y podrá decidir en el futuro pagar dividendos de acuerdo con la ley aplicable o basada en diversos factores que pudieran existir en ese momento. La política de dividendos de la Sociedad dependerá, entre otras cosas, de los resultados de sus operaciones, los requerimientos de inversión, las posibilidades y costos de financiación de los proyectos de inversión, la cancelación de obligaciones, las restricciones legales y contractuales existentes, las perspectivas futuras y cualquier otro factor que el directorio de la Sociedad considere relevante.

Pueden declararse y pagarse dividendos legalmente sólo con los resultados no asignados expuestos en los estados financieros anuales confeccionados de conformidad con las Normas de la CNV y aprobados por la asamblea de accionistas anual ordinaria.

De acuerdo con el estatuto de la Emisora, sus ganancias realizadas y liquidas se destinan: a) 5%, hasta alcanzar el 20% del capital suscrito para el fondo de reserva legal; b) a remuneraciones de los directores y síndicos, en su caso, y c) al destino que determine la asamblea. Los dividendos deben ser pagados en proporción a las respectivas integraciones, dentro del año de su sanción, salvo que, para un determinado ejercicio, los accionistas expresamente dispongan lo contrario.

## **9) POLÍTICA DE REMUNERACIONES AL DIRECTORIO**

La dirección y administración de la Sociedad está a cargo de un directorio integrado por el número de miembros que fije la asamblea de accionistas, a simple pluralidad de votos, entre un mínimo de tres y un máximo de cinco miembros titulares. El término de su elección es de un ejercicio pudiendo ser reelectos por la asamblea indefinidamente. Las remuneraciones de los directores serán determinadas por la asamblea de accionistas. Al 31 de diciembre de 2024, las remuneraciones al Directorio y Comisión Fiscalizadora ascienden a \$ 11.090.

## **10) RELACIONES CON EL PERSONAL Y LA COMUNIDAD**

La Sociedad consolida su crecimiento a través de la formación de un equipo de trabajo comprometido y con amplio conocimiento del negocio y de la región. Para su desarrollo y un mejor desempeño, reciben actualización permanente en competencias personales, de gestión, tecnológicas y de liderazgo, consolidando la formación de equipos con compromiso, solidez técnica y capacidad de gestión, valores que acompañan a CPESA desde sus inicios.

Desde el área de Recursos Humanos se define un plan de beneficios con la finalidad de propiciar condiciones en el ambiente de trabajo que favorezcan el desarrollo de la creatividad, la identidad y la participación de sus colaboradores.

## **11) MEDIOAMBIENTE, SEGURIDAD Y SALUD OCUPACIONAL**

La actividad de la Sociedad se encuentra regulada por normas específicas en relación con el cuidado ambiental, las cuales son respetadas e implementadas en su totalidad por la Sociedad para el ejercicio de su actividad.

Las políticas ambientales implementadas tienen como objetivo contribuir a la mejora en la calidad de vida a través de la sostenibilidad ambiental, realizando sus mejores esfuerzos para reducir el impacto ambiental de sus actividades, por ejemplo, haciendo un uso racional de los recursos.

Todos los proyectos de la Sociedad cumplen con las exigencias normativas nacionales, provinciales y municipales. Estas regulaciones generalmente le exigen a la Sociedad obtener permisos, certificados y autorizaciones de autoridades gubernamentales en relación con sus operaciones.

La Sociedad lleva a cabo sus actividades bajo la guía de los siguientes principios:

- Incrementar la conciencia y el respeto de sus integrantes por el uso racional y responsable de los recursos naturales.
- Cumplir con las exigencias legales aplicables.
- Procurar la mejora continua en el desempeño, tendiendo a la mitigación de los impactos ambientales negativos de la actividad (en su defecto, la eficaz contención de los mismos) y el incremento de los impactos de carácter positivo, en cantidad, calidad y seguridad, en la medida de lo posible.

### **Seguridad y Salud Ocupacional**

La Sociedad respeta todos los derechos laborales establecidos en la legislación nacional, así como la normativa internacional incorporada y aplicable en la Argentina. La Sociedad fomenta el manejo transparente de la información, los esquemas de trabajo participativos, la extrema preocupación por la seguridad, la higiene y salud ocupacional, así como el ambiente.

El objetivo prioritario en materia de seguridad, ambiente y salud de la Sociedad es conducir sus operaciones protegiendo la integridad física de su personal, la de terceros y una adecuada conservación del ambiente, en conformidad con la legislación aplicable e implementando las mejores prácticas para beneficio de las comunidades, los empleados y la Sociedad.

La política se basa en el liderazgo y compromiso de todos los empleados mediante programas de prevención, administración y gestión de riesgos, planes de mejora e iniciativas de seguridad y cuidado ambiental, observaciones preventivas e inspecciones de actividades operativas, investigación de accidentes e incidentes, entre otras herramientas.

## **12) INFORMACIÓN SOBRE RESERVAS PETROLERAS Y GASÍFERAS**

Al 31 de diciembre de 2024, las reservas 2P (comprobadas y probables) totalizan 50,5 millones de barriles equivalentes de petróleo (BOE) de acuerdo con el informe de reservas independiente de Sproule International Limited.

## **13) PERSPECTIVAS**

El presupuesto para el año 2025 contempla:

- una inversión de aproximadamente USD 25,5 millones en PCKK, de los cuales USD 18,2 millones corresponde a la perforación de pozos y USD 7,25 millones corresponde a reparaciones de pozos.
- una inversión de aproximadamente USD 0,7 millones en las Concesiones TDF para optimizaciones y mejoras en instalaciones.
- una inversión de USD 1,2 millones en las Concesiones Mendoza para reparaciones de pozos y optimizaciones y mejoras en instalaciones.

- la inversión en CLL estimada en USD 0,8 millones para la reparación del pozo exploratorio CPE.MdN.VS.xp-3(d) para testear las capas de areniscas con muestras de gas del Grupo Neuquén.

Tal como en ejercicios anteriores, el contenido esencial de la política de la Sociedad ha sido la realización de actividades necesarias o convenientes para llevar a cabo su objeto societario en el contexto de los convenios de vinculación empresaria vigentes desde ejercicios anteriores, y, constantemente, tratando de identificar nuevas oportunidades hidrocarburíferas que fueran de interés y admitieran su actuación como operador o asociada.

Para el año 2025, los objetivos trazados residen en:

- mantener e incrementar la producción de las Concesiones de Santa Cruz a través de la perforación de nuevos pozos y el reacondicionamiento de pozos ya existentes;
- mantener e incrementar la producción de las Concesiones de TDF y las Concesiones de Mendoza a través del reacondicionamiento de pozos ya existentes;
- invertir en instalaciones para mejorar la capacidad operativa de los yacimientos;
- la búsqueda de nuevas oportunidades en el mercado de petróleo y gas.

La estrategia de la Sociedad está diseñada para generar un crecimiento de bajo riesgo y capitalizar un gran potencial de exploración al alza. Específicamente, la Sociedad se enfoca en aumentar su base de producción en TDF, UT Mendoza a través de la perforación de exploración y desarrollo complementadas por la recompletación y estimulación de fractura de pozos productores seleccionados.

La Sociedad también continúa con el programa de exploración en su participación del 100% en el permiso de concesión de exploración de Cerro de Los Leones (“CLL”) (el “Permiso CLL”) en la Provincia de Mendoza.

- **Hechos posteriores al cierre del ejercicio**

- a) Préstamos bancarios:

Con fecha 9 de enero de 2025, la Sociedad obtuvo un préstamo de capital de trabajo del Banco Nación por \$ 678 millones que devenga una tasa de interés variable corregida por tasa TAMAR menos 3% anual a 180 días.

Con fecha 8 de enero de 2025, la Sociedad canceló un préstamo de capital de trabajo con el Banco Nación por un monto de \$ 638 millones.

Con fecha 22 de enero de 2025, la Sociedad obtuvo un préstamo de capital de trabajo del Banco Provincia por \$ 3.000 millones que devenga una tasa de interés anual del 39% a 120 días.

Con fecha 24 de enero de 2025, la Sociedad renovó por 90 días el préstamo de USD 1 millón con el Banco Hipotecario.

Con fecha 30 de enero de 2025, la Sociedad canceló un préstamo de capital de trabajo con el Banco Galicia S.A.U por un monto de \$ 43 millones.

Con fecha 31 de enero de 2025, la Sociedad canceló el préstamo de USD 2,5 millones con el Banco Macro, más los intereses devengados por \$ 48,4 millones.

Con fecha 9 de febrero de 2025, la Sociedad canceló un préstamo de capital de trabajo con el Banco Nación por un monto de \$ 395 millones.

Con fecha 6 de marzo de 2025, la Sociedad obtuvo un préstamo de USD 2,5 millones con el Banco Macro que devenga una tasa de interés del 7 % anual a 180 días.

b) Obligaciones negociables:

Con fecha 20 de enero de 2025, la Sociedad pagó la segunda cuota de capital de las Obligaciones Negociables Clase IV por un monto de USD 3,4 millones, equivalentes a \$ 3.497,3 millones; y el sexto servicio de intereses de las Obligaciones Negociables Clase IV por un monto de \$ 132,2 millones.

Con fecha 10 de febrero de 2025, la Sociedad pagó la quinta cuota de capital de las Obligaciones Negociables Clase III por un monto de USD 2,1 millones, equivalentes a \$ 2.203,9 millones; y el décimo servicio de intereses de las Obligaciones Negociables Clase III por un monto de \$ 66,6 millones.

Con fecha 10 de febrero de 2025, la Sociedad pagó el segundo servicio de intereses de las Obligaciones Negociables Clase V por un monto de \$ 152,4 millones.

#### **14) PROPUESTA DE ASIGNACIÓN DE RESULTADOS**

El resultado del ejercicio arrojó una pérdida de \$ 8.463,7 millones, y los resultados no asignados negativos de la Sociedad ascienden a la suma de \$ 15.335,5 millones. El directorio propone a la próxima Asamblea de accionistas a convocar que se consideren los presentes estados financieros, que la pérdida del ejercicio se asigne a la cuenta de resultados no asignados, a fin de ser absorbidos \$ 138,5 millones con la cuenta de Reserva Legal; \$ 2.631,9 millones con la cuenta de Reserva Facultativa; y \$ 558,7 millones con la cuenta de Reserva Especial.

Entre otros propósitos, la presente Memoria, análisis y explicaciones de la Dirección, tiene por objeto cumplir con la información requerida por la Ley General de Sociedades (Artículo 66 de la Ley 19.550).

Saludamos a Uds. muy atentamente.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 11 de marzo de 2025