



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 2025
(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 2025, la cual incluye asimismo información comparativa correspondiente al año 2024.

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 Chubut y 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
El Tordillo (ET)	Chubut	Golfo de San Jorge	95,00% ^{(1) (2)}	Noviembre 2047	CPESA	Explotación
La Tapera - Puesto Quiroga (LT-PQ)	Chubut	Golfo de San Jorge	95,00% ^{(1) (2)}	Agosto 2047	CPESA	Explotación
Piedra Clavada (PC)	Santa Cruz	Golfo de San Jorge	100,00%	Octubre 2046	CPESA	Explotación
Koluel Kaike (KK)	Santa Cruz	Golfo de San Jorge	100,00%	Octubre 2046	CPESA	Explotación
Río Cullen- Las Violetas- Angostura (RCLV)	Tierra del Fuego	Austral	48,32%	Agosto 2026	Roch S.A.	Explotación y exploración
Cerro de los Leones (CLL)	Mendoza	Neuquina	100,00%	Octubre 2023 ⁽³⁾	CPESA	Exploración
Chañares Herrados (CH)	Mendoza	Cuyana	50,00%	Marzo 2046	Tango Energy S.A.U.	Explotación y exploración
Puesto Pozo Cercado Oriental (PPCO)	Mendoza	Cuyana	50,00%	Agosto 2043	Tango Energy S.A.U.	Explotación y exploración

⁽¹⁾ La participación de la Sociedad en las operaciones a riesgo exclusivo en la UT ET y LT-PQ al 31 de diciembre de 2025 asciende a 92,22%.

⁽²⁾ El primer término de las concesiones de Chubut expira en 2027, tras lo cual la participación de la Sociedad será del 78,644 %.

⁽³⁾ Ver Nota 29.

2) SITUACIÓN Y CONTEXTO MACROECONÓMICOS

Durante el año 2025 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 2025 con un crecimiento de su actividad del 3,3%, según datos preliminares del PBI.
- La inflación acumulada entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2025 alcanzó el 31,5% (IPC) (2024 - 117,8%).
- Entre el 1° de enero de 2025 y el 31 de diciembre de 2025, el peso se depreció un 41% frente al dólar estadounidense, pasando de 1032 \$/US\$ al inicio del ejercicio a 1455 \$/US\$ al cierre del ejercicio (devaluación del peso en 2024 de 27,6%).
- El riesgo país al 31 de diciembre de 2025 llegó a 571 puntos básicos, en comparación con 635 puntos básicos a fines de 2024.

El Fondo Monetario Internacional (FMI) ha reafirmado sus perspectivas favorables para la economía argentina, con una previsión de crecimiento del 4 % tanto en 2026 como en 2027. La entidad multilateral ya ha elogiado los resultados del país en 2025 y la trayectoria económica seguida por el Gobierno del presidente Milei.

Según la última actualización del informe Perspectivas de la economía mundial del FMI, la economía argentina superará el crecimiento mundial, estimado en un 3,3 % en 2026 y un 3,2 % en 2027. Sin embargo, el análisis del FMI advierte que el crecimiento previsto para Argentina no está exento de riesgos. Un aumento de los tipos de interés internacionales, una mayor volatilidad financiera o un deterioro del comercio mundial podrían afectar negativamente a la economía.

La tasa de inflación alcanzó el 31,5 % para el año que finalizó el 31 de diciembre de 2025, mientras que la economía creció un 4,5 %, según el Fondo, tras una contracción del 1,3 % en 2024.

El 28 de febrero de 2026, el Congreso de Argentina aprobó la reforma laboral promovida por la actual administración gubernamental. La reforma laboral aprobada introduce restricciones en la definición de la indemnización por despido y busca agilizar los procedimientos judiciales laborales. También crea un fondo obligatorio para que los empleadores financien las indemnizaciones por despido.

El gobierno logró en 2025 un superávit fiscal primario de 1,4% del PBI. Para 2026 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.

El contexto de volatilidad e incertidumbre continúa a la fecha de emisión de los presentes estados contables. 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 2025 han sido valuados considerando las cotizaciones vigentes en el MULC.

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.

El 14 de abril de 2025, el PEN, mediante el DNU No. 269/25, derogó el procedimiento mediante el cual los exportadores liquidaban el 80% del contravalor de las exportaciones en el Mercado Libre de Cambios (MLC) y el 20% restante mediante la Compraventa de Valores Negociables (CVN).

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, la Sociedad reconoció una ganancia por este concepto de \$ 47,3 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 2025, el precio del Brent alcanzó los USD 61 por barril registrando una disminución del 18% en comparación con los USD 75 por barril al 31 de diciembre de 2024. A la fecha de emisión de los presentes estados financieros el precio del Brent alcanzó alrededor de los USD 90 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 2020-2023”. 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 hidrocarbúricos depositados en sus territorios (esto no incluye los depósitos costa afuera “offshore” que se sitúen 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 II relacionados con inversiones en la concesión de CH.

Durante 2025, la Sociedad no recibió créditos fiscales para el impuesto sobre los ingresos brutos y regalías provinciales.

4) RESEÑA DE LAS OPERACIONES

A) Concesiones Chubut – El Tordilo - La Tapera - Puesto Quiroga (“ETLTPQ”)

Con fecha efectiva 1 de octubre de 2025, la Sociedad cerró la adquisición del 35,6706% de la participación operativa en las concesiones de explotación de hidrocarburos El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga (“las Concesiones Chubut”) de Pampa Energía S.A.

Posteriormente, con fecha efectiva 1 de diciembre de 2025, la Sociedad cerró la adquisición del 59,32947% adicional de la participación operativa en las concesiones de explotación de hidrocarburos El Tordillo, La Tapera y Puesto Quiroga (“las Concesiones Chubut”) de Tecpetrol S.A. e YPF S.A.

La Sociedad adquirió en total una participación del 95%.

Las Concesiones Chubut están ubicadas en la Provincia de Chubut, en el flanco norte de la cuenca del Golfo San Jorge, aproximadamente a 40 km al oeste de Comodoro Rivadavia. Las Concesiones Chubut, comprenden un total de 113.325 acres, e incluyen una amplia infraestructura.

El importe total por la adquisición fue de \$ 86.496.466 (USD 59,2 millones). Al 31 de diciembre de 2025, quedaba pendiente un monto estimado de \$ 4.990.157 (USD 3,4 millones), de los cuales \$ 3.637.500 (USD 2,5 millones) eran pagaderos a Tecpetrol y \$ 1.352.657 (USD 0,9) millones a YPF. Adicionalmente, se acordó una contraprestación contingente en efectivo por hasta USD 3,5 millones por la participación adquirida a Pampa Energía S.A.

En relación con la adquisición de las concesiones de Chubut, la Sociedad adquirió el 4,2 % de las acciones en circulación de Terminales Marítimas Patagónicas S.A. (“TerMaP”) por un importe en efectivo de USD 1,8 millones. TerMaP opera una instalación de carga en alta mar a través de la cual se transporta el petróleo crudo de las concesiones de Chubut para su venta en los mercados nacionales o de exportación.

Las adquisiciones fueron financiadas en parte mediante un préstamo de USD 29,9 millones otorgado por Liminar Energía S.A., accionista mayoritario de Crown Point Energy Inc.

La adquisición de las concesiones de Chubut 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.

B) Concesiones Santa Cruz - Piedra Clavada – Koluel Kaike (“PCKK”)

En 2025, la Sociedad operó su primer año completo desde la adquisición que fue efectiva el 31 de octubre de 2024.

La producción durante el año 2025 alcanzó los 1.056.251 BBLs (2.894 BBL/día) y fue mayor a los 197.018 BBLs (538 BBL/día) del año 2024, principalmente porque la Sociedad comenzó con la operación de las Concesiones Santa Cruz el 1 de noviembre de 2024.

Las inversiones ejecutadas durante el año 2025 estuvieron principalmente relacionadas con reacondicionamientos de pozos de petróleo y a mejoras en instalaciones de superficie.

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

La Sociedad y sus socios de la UT RCLV continúan 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 2025 alcanzó los 339.966 BOEs (931 BOE/día) al porcentaje de participación de la sociedad, lo que representa un crecimiento del 22% respecto a los 278.409 BOEs (760 BOE/día) del año 2024, debido a una mayor producción de petróleo en un 23% y de gas en un 21%.

D) 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 2024, 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 2024.

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.

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

- Chañares Herrados

La producción durante el año 2025 alcanzó los 150.505 BBLs (412 BBL/día) al porcentaje de participación de la sociedad, y se mantuvo estable respecto a la producción del año 2024 que fue de 151.963 BBLs (415 BBL/día).

Las inversiones ejecutadas durante el año 2025 estuvieron principalmente relacionadas con 11 reacondicionamientos de pozos de petróleo y 2 reacondicionamientos en pozos inyectores de agua.

- Puesto Pozo Cercado Oriental

La producción de petróleo durante el año 2025 alcanzó los 29.314 BBLs (80 BBL/día) al porcentaje de participación de la sociedad, y se mantuvo estable respecto a la producción del año 2024 que fue de 29.684 BBLs (81 BBL/día).

Las inversiones ejecutadas durante el año 2025 estuvieron principalmente relacionadas con 1 reacondicionamiento de pozo de petróleo.

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

Estructura Patrimonial

(en miles de pesos)	<u>31/12/2025</u>	<u>31/12/2024</u>
Activo no corriente	350.660.415	195.571.758
Activo corriente	74.180.956	28.261.579
Total del activo	424.841.371	223.833.337
Patrimonio	2.449.465	7.737.200
Pasivo no corriente	242.590.370	157.544.396
Pasivo corriente	179.801.536	58.551.741
Total del pasivo	422.391.906	216.096.137
Total	424.841.371	223.833.337

Estructura de Resultados

(en miles de pesos)	31/12/2025	31/12/2024
Pérdida operativa	(15.273.398)	(10.684.520)
Ingresos financieros	187.098	10.154
Costos financieros	(13.368.338)	(3.734.964)
Otros ingresos (egresos) financieros, netos	3.487.871	2.407.466
Resultado antes de impuesto a las ganancias	(24.966.767)	(12.001.864)
Impuesto a las ganancias	17.784.187	3.538.106
Pérdida neta del ejercicio	(7.182.580)	(8.463.758)
Otros resultados integrales	1.894.845	2.314.511
Resultado total integral del ejercicio- Pérdida	(5.287.735)	(6.149.247)

Evolución de Flujo de Efectivo

(en miles de pesos)	31/12/2025	31/12/2024
Efectivo generado (aplicado) por las actividades operativas	3.060.147	(4.878.431)
Efectivo aplicado a las actividades de inversión	(100.426.584)	(26.764.738)
Efectivo generado por las actividades de financiación	98.488.169	35.360.759
Aumento neto del efectivo	1.121.732	3.717.590
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	4.499.089	145.574
Aumento del efectivo y equivalentes de efectivo	1.121.732	4.313.111
Diferencias de conversión y diferencia de cambio	1.823.247	40.404
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	7.444.068	4.499.089

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

El resultado del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, arrojó una pérdida de \$ 7.182,5 millones. Si bien el total de ingresos totalizó \$ 130.794,1 millones en comparación con los \$ 35.902,7 al 31 de diciembre de 2024, el resultado neto del ejercicio 2025 refleja principalmente los efectos de: (i) un aumento de \$ 90.876,6 millones en otros costos operativos y de producción; (ii) un aumento en gastos de comercialización de \$ 17.714,7 millones; (iii) otros egresos operativos por \$ 6.035,1 millones; (iv) un incremento en costos financieros por \$ 9.633,3 millones; (v) un incremento en los gastos de administración por \$ 3.471,2 millones; compensados parcialmente por (vi) una mayor ganancia por cambios en el valor razonable del pasivo y activo contingente por \$ 19.006,8 millones; (vii) un mayor recupero de impuesto a las ganancias por \$ 14.246 millones; y (viii) un aumento en otros ingresos (egresos) financieros, netos por \$ 1.080,4 millones.

El total de ingresos por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, totalizaron \$ 130.794,1 millones y representaron un aumento del 264% con relación a \$ 35.902,7 millones al 31 de diciembre de 2024, debido principalmente a los mayores volúmenes de venta provenientes de la adquisición de las concesiones de Chubut y a los mayores volúmenes de venta de las concesiones de Santa Cruz, debido a que en 2024 sólo se incluyeron volúmenes de venta desde la adquisición en noviembre. El total de ventas de petróleo y gas en dólares por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025, totalizó USD 101,9 millones y representaron un aumento del 177% con relación a USD 36,8 millones al 31 de diciembre de 2024.

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 2025 y 2024, provino de ventas locales al mercado industrial.

Durante el ejercicio 2025, 6% de las ventas de petróleo crudo fueron destinadas al mercado externo y 94% al mercado interno. Con relación a la evolución de precios durante el ejercicio 2025, el precio promedio del petróleo crudo recibido fue de 57,36 USD por barril, un 16% por debajo del precio promedio obtenido en 2024, que ascendió a 68,50 USD por barril.

Los ingresos por procesamiento de gas fueron \$ 573 millones al 31 de diciembre de 2025 en comparación con los \$ 311,3 millones al 31 de diciembre de 2024, provenientes de las operaciones en la UT RCLV.

El total de costos operativos y de producción para el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2025 fue de \$ 126.189,4 millones lo que representó un aumento del 257% en comparación con los \$ 35.312,7 millones para el ejercicio 2024. El aumento se explica principalmente por: (i) el aumento en gastos de mantenimiento y remediación por \$ 58.431,9 millones; (ii) el aumento en amortizaciones por \$ 12.223 millones; (iii) el aumento en sueldos y cargas sociales por \$ 9.009,8 millones; (iv) el aumento en gastos de transporte y fletes por \$ 5.931 millones; (v) el aumento en servidumbres y cánones por \$ 2.421,8 millones; (vi) el incremento en honorarios y retribuciones por servicios por \$ 1.739,1 millones; y (vii) el incremento en gastos de oficina y seguros por \$ 1.119,3 millones.

El aumento en amortizaciones en el ejercicio 2025 por \$ 12.223 millones fue influenciado por la incorporación de los volúmenes de producción de las concesiones de Chubut y Santa Cruz y a la depreciación del peso. El total de las amortizaciones en dólares por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2025 fue de USD 16,7 millones, mientras que para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2024 fue de USD 9 millones.

Al 31 de diciembre de 2025, los gastos de comercialización ascendieron a \$ 24.346,8 millones en comparación a \$ 6.632,1 millones en 2024. El aumento se debe principalmente al aumento de regalías e ingresos brutos por \$ 17.635,1 millones, que corresponde a mayores ventas en el ejercicio 2025, debido principalmente a los mayores volúmenes de venta provenientes de la adquisición de las concesiones de Chubut y por mayores volúmenes de venta provenientes de las concesiones de Santa Cruz.

El total de gastos de administración para el ejercicio 2025 alcanzó \$ 7.987,1 millones, mientras que en el ejercicio 2024, totalizó \$ 4.515,8 millones. El aumento se explica principalmente por: (i) el aumento en sueldos y cargas sociales por \$ 1.201,9 millones; (ii) el aumento en donaciones en Santa Cruz por \$ 751,9 millones; (iii) el aumento en honorarios y retribuciones por servicios por \$ 860,9 millones; (iv) el aumento en gastos de oficina por \$ 450,4 millones; y (iv) el incremento en otros gastos de administración por \$ 127,2 millones.

Los cambios en el valor razonable del pasivo y activo contingente del ejercicio 2025 fue una ganancia de \$ 18.491 millones debido a la disminución del valor razonable del pasivo contingente en especie relacionado con la adquisición de las concesiones de Santa Cruz por \$ 19.174,6 millones, compensado por el aumento del valor razonable del pasivo contingente relacionado con la adquisición de PPCO por \$ 683,6 millones, mientras que, al 31 de diciembre de 2024, fue una pérdida de \$ 515,8 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 por \$ 138,3 millones y del activo contingente por \$ 90,3 millones relacionado con TDF.

La Sociedad identificó indicadores de deterioro en relación con su UGE Santa Cruz al 31 de diciembre de 2025, debido a la disminución de los precios del petróleo, y realizó una prueba de desvalorización.

A 31 de diciembre de 2025, se determinó que el importe recuperable estimado de la UGE Santa Cruz era superior al importe en libros, por lo que no se reconoció ningún deterioro en 2025.

La Sociedad identificó indicadores de deterioro en relación con su UGE TDF al 31 de diciembre de 2025, debido a la disminución de los precios del petróleo y gas, y realizó una prueba de desvalorización.

A 31 de diciembre de 2025, 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 2025.

La Sociedad identificó indicadores de deterioro en relación con su UGE Mendoza al 31 de diciembre de 2025, debido a la disminución de los precios del petróleo, y realizó una prueba de desvalorización.

A 31 de diciembre de 2025, 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 2025.

La Sociedad no identificó indicadores de deterioro en relación con su UGE Chubut al 31 de diciembre de 2025, por lo tanto, no realizó la prueba de desvalorización.

El total de los ingresos financieros del ejercicio 2025 fue de \$ 187,1 millones en comparación con los \$ 10,1 millones registrados en el ejercicio 2024, reflejando un aumento del 1743% con respecto al 2024.

El total de costos financieros del ejercicio 2025 fue de \$ 13.368,3 millones en comparación con el importe de \$ 3.734,9 millones registrados en el ejercicio 2024, reflejando un aumento del 258% con respecto al 2024, debido principalmente a: (i) un aumento en intereses por obligaciones negociables por \$ 4.589,8 millones; (ii) un aumento en intereses por otras deudas financieras por \$ 2.206,5 millones; (iii) un aumento en intereses por préstamos bancarios por \$ 2.143,4 millones; y (iv) debido a los intereses por préstamo con sociedad relacionad por \$ 445,6 millones.

El total de otros ingresos (egresos) financieros, netos del ejercicio 2025 fue de \$ 3.487,8 millones en comparación con el importe de \$ 2.407,4 millones registrados en el ejercicio 2024, debido principalmente a: (i) la mayor diferencia de cambio positiva por \$ 6.807,8 millones; (ii) mayores ingresos por inversiones por \$ 1.192,9 millones; compensados parcialmente por (iii) 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; (iv) mayores comisiones y gastos bancarios por (\$ 1.968,5) millones; y (v) una mayor actualización descuento pasivo por abandono por (\$ 1.771,9) millones.

Al 31 de diciembre de 2025, el recupero por impuesto a las ganancias fue por \$ 17.784,1 millones, en comparación con un recupero por \$ 3.538,1 millones para el ejercicio 2024, 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 2025 y 2024, arrojaron una ganancia de \$ 1.894,8 millones y \$ 2.314,5 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 2025 y el 31 de diciembre de 2024 ascendió a una pérdida de \$ 5.287,7 millones y \$ 6.149,2 millones, respectivamente.

Índices

	31/12/2025	31/12/2024
Liquidez ⁽¹⁾	0,41	0,48
Solvencia ⁽²⁾	0,01	0,04
Inmovilización del capital ⁽³⁾	0,83	0,87
Rentabilidad ⁽⁴⁾	(1,41)	(0,78)

⁽¹⁾ Activo corriente / Pasivo corriente

⁽²⁾ Patrimonio neto / Pasivo total

⁽³⁾ Activo no corriente / Total del activo

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

Situación Patrimonial

El total del activo al 31 de diciembre de 2025 alcanzó \$ 424.841 millones y mostró un incremento del 90% con respecto al 2024. La variación se explica principalmente por el aumento del activo corriente por \$ 155.088 millones, y un aumento de \$ 45.919 millones en el activo no corriente.

Al 31 de diciembre de 2025, el total del activo no corriente alcanzó los \$ 350.660 millones, lo que representó un aumento del 79% en relación con \$ 195.572 millones del ejercicio 2024.

El alta neta de \$ 146.612 millones registrada durante el año 2025 en Propiedades, plantas y equipos en comparación con el saldo del rubro al 31 de diciembre de 2024, incluye los efectos de: (i) altas por combinación de negocios por \$ 106.766; (ii) altas del ejercicio por \$ 23.236 millones; (iii) diferencias de conversión por \$ 72.884 millones; (iv) bajas del ejercicio por (\$ 35.357) millones; y (v) la depreciación del ejercicio por (\$ 20.917) millones.

El total de activos de exploración y evaluación al 31 de diciembre de 2025 registró un aumento neto de \$ 5.811 millones con respecto a los saldos al 31 de diciembre de 2024, correspondiente principalmente a diferencias de conversión por \$ 5.860 millones.

Al 31 de diciembre de 2025, el total del activo corriente asciende a \$ 74.181 millones, lo que refleja un aumento del 162% en comparación con \$ 28.261 millones del activo corriente al 31 de diciembre de 2024, debido principalmente a: (i) un incremento en el inventario por \$ 18.127 millones; (ii) un aumento en otros créditos por \$ 15.316 millones; (iii) un aumento en cuentas comerciales por cobrar por \$ 5.162 millones; (iv) un aumento en inversiones en activos financieros por \$ 4.370 millones; y (v) un aumento en efectivo y equivalentes por \$ 2.945 millones.

El total del pasivo al cierre al 31 de diciembre del 2025 alcanzó \$ 422.392 millones, lo que representa un incremento del 95% respecto del total del pasivo al 31 de diciembre de 2024 que ascendía a \$ 216.096 millones, debido principalmente a un aumento de \$ 121.250 millones del pasivo corriente y \$ 85.046 millones del pasivo no corriente.

El aumento del pasivo no corriente al 31 de diciembre de 2025 en comparación con los saldos al cierre del ejercicio 2024 es explicado mayoritariamente por: (i) el aumento de deudas financieras por \$ 71.482 millones principalmente por la emisión de las obligaciones negociables clase VII por USD 25 millones y por el préstamo con sociedad relacionada por USD 29,9 millones; (ii) un aumento de \$ 23.871 millones del pasivo por abandono de pozos; compensados parcialmente por: (iii) la disminución del impuesto diferido por (\$ 7.855) millones; (iv) la disminución por deudas comerciales y otros pasivos no corrientes por (\$ 1.489) millones, principalmente generado por la disminución en la contraprestación contingente en especie por las concesiones de Santa Cruz por \$ 4.183 millones; y (v) la disminución del pasivo por arrendamiento por (\$ 963) millones.

Al 31 de diciembre de 2025, el total del pasivo corriente fue \$ 179.801 millones, un 207% superior a los \$ 58.552 millones para el ejercicio cerrado al 31 de diciembre de 2024, producto de: (i) aumento de deudas financieras por \$ 69.136 millones; (ii) el aumento deudas comerciales y otros pasivos por \$ 51.932 millones; (iii) el aumento del pasivo por abandono corriente por \$ 109 millones; y (iv) el aumento del pasivo por arrendamiento por \$ 72 millones.

Los saldos y operaciones con la sociedad controlante y relacionadas se exponen en la Nota 32 de los Estados Financieros.

Estado de flujo de efectivo

Durante el año 2025, el efectivo generado por las actividades operativas alcanzó los \$ 3.060 millones, en comparación con el efectivo aplicado durante el año 2024 que ascendió a (\$ 4.283) millones. Este aumento de \$ 7.343 millones se generó principalmente por el mayor volumen de ventas parcialmente compensados con mayores costos operativos, gastos de administración y regalías.

El flujo de efectivo aplicado a las actividades de inversión alcanzó un total de \$ 100.426 millones durante el año 2025, aumentando un 275% respecto al ejercicio 2024, principalmente debido a: (i) mayores inversiones por adquisición del negocio por \$ 52.226 millones debido a la adquisición de las concesiones de Chubut; (ii) mayores inversiones en propiedad, planta y equipos por \$ 17.339 millones; (iii) la variación neta de pagos por adquisición y cobros por disposición de activos financieros por \$ 6.066 millones; parcialmente compensado por (iv) mayores ingresos por efectivo restringido por \$ 599 millones; y (v) mayores intereses cobrados por \$ 177 millones.

En el año 2025 el flujo neto de efectivo de las actividades de financiación representó una generación de fondos por \$ 98.488 millones, un 179% superior al ejercicio 2024. El endeudamiento neto de capital en el ejercicio 2025 ascendió a \$ 159.442 millones principalmente por la emisión de las obligaciones negociables clase VII por USD 25 millones y por el préstamo con sociedad relacionada por USD 29,9 millones; se canceló capital por \$ 47.713 millones, se pagaron intereses por \$ 11.782 millones y se pagaron arrendamientos por \$ 1.460 millones.

Al 31 de diciembre de 2025, las deudas financieras de la Sociedad ascienden a \$ 206.850 millones, correspondiendo \$ 81.105 millones a obligaciones negociables; \$ 43.952 a préstamo con sociedad relacionada; \$ 5.071 millones a préstamos de entidades financieras por capital de trabajo; y \$ 76.721 a otras deudas financieras. Al 31 de diciembre de 2024, las deudas financieras de la Sociedad ascendían 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.

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:

Producción	31/12/2025	31/12/2024
Total Petróleo (barriles)	1.570.461	463.703
Total LPG (barriles)	8.052	5.510
Total Gas (mcf)	1.484.924	1.127.168
Total BOEs	1.826.000	657.074
Petróleo (barriles /día)	4.303	1.267
LPG (barriles /día)	22	15
Gas (mcf /día)	4.068	3.080
Total BOEs /día	5.003	1.795

Total Volumen Vendido	31/12/2025	31/12/2024
Petróleo (barriles)	1.534.525	474.227
LPG (barriles)	8.055	6.498
Natural gas (Mcf)	1.411.894	1.177.591
Total BOEs	1.777.896	676.990

Volumen Promedio Vendido	31/12/2025	31/12/2024
Petróleo barriles/día	4.204	1.296
LPG barriles/día	22	18
Gas mcf /día	3.868	3.217
Total BOEs/día	4.871	1.850

Total Ingresos por Ventas en miles de USD	31/12/2025	31/12/2024
Petróleo	97.303	32.484
LPG	239	192
Gas	4.445	4.150
Total	101.987	36.826
Exportaciones Petróleo	5.549	5.997
% Exportaciones sobre total de ventas	5%	16%

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 liquidadas 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 2025, las remuneraciones al Directorio y Comisión Fiscalizadora ascienden a \$ 15.076.

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 2025, las reservas 1PD (probadas y desarrolladas) totalizan 25,2 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 2026 contempla las siguientes inversiones de capital:

- a) En activos desarrollados y en producción incluidos en propiedades, plantas y equipos de acuerdo al siguiente detalle:

Área	Presupuesto 2026
Concesiones de Chubut (ETLTPQ)	USD 44,7 millones
Concesiones de Santa Cruz (PCKK)	USD 29 millones
Concesiones de Mendoza (CH-PPCO)	USD 1,3 millones
Concesiones de TDF (RCLV)	USD 1,2 millones
Total	USD 76,2 millones

- una inversión de aproximadamente USD 44,7 millones en las Concesiones de Chubut (ETLTPQ), de los cuales USD 26,9 millones corresponde a la campaña de perforación de 8 pozos y USD 17,8 millones corresponde a reparaciones de pozos y mejora de instalaciones.

- una inversión de aproximadamente USD 29 millones en PCKK, de los cuales USD 12,5 millones corresponde a la campaña de perforación de 5 pozos y USD 16,5 millones corresponde a reparaciones de pozos y mejora de instalaciones.
- una inversión de USD 1,3 millones en las Concesiones Mendoza para reparaciones de pozos y optimizaciones y mejoras en instalaciones.
- una inversión de aproximadamente USD 1,2 millones para la extensión de las Concesiones TDF.

b) En activos de exploración y evaluación

La inversión prevista en CLL es de 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.

La Sociedad espera financiar sus gastos de capital, junto con otros gastos previstos, utilizando el efectivo depositado en cuentas bancarias, el flujo de caja de las operaciones y/o nueva deuda.

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 2026, los objetivos trazados residen en:

- mantener e incrementar la producción en las áreas operadas en las Concesiones de Chubut y Santa Cruz a través de la perforación de nuevos pozos y el reacondicionamiento de pozos ya existentes;
- mantener e incrementar la producción en las áreas no operadas en las Concesiones de Mendoza a través del reacondicionamiento de pozos ya existente;
- lograr la extensión en las áreas no operadas en las Concesiones de TDF;
- 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.

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:

Durante los meses de enero, febrero, y marzo de 2026 a la fecha, la Sociedad:

- Canceló un préstamo de capital de trabajo con el Banco de Galicia S.A.U. por un monto de \$ 117,2 millones.
- Canceló préstamos de capital de trabajo con el Banco Hipotecario por un monto de USD 0,7 millones.
- Canceló préstamos de capital de trabajo con el Banco Macro por un monto de USD 2,5 millones.

- b) Obligaciones negociables:

Con fecha 12 de enero de 2026, la Sociedad pagó el primer servicio de intereses de las obligaciones negociables clase VII por un monto de USD 1.638.356, equivalentes a \$ 2.394,2 millones.

Con fecha 30 de enero de 2026, la Sociedad realizó la emisión de las obligaciones negociables garantizadas clase IX denominadas en USD y cancelables en pesos por un valor nominal emitido de USD 30 millones, equivalentes a \$ 42.239 millones. El capital de las obligaciones negociables clase IX se repagará en diez cuotas iguales, comenzando el 30 de octubre de 2026 y finalizando el 30 de enero de 2029.

Los ingresos de las obligaciones negociables clase IX se compusieron de USD 24,6 millones en efectivo, equivalentes a \$ 35.452 millones y USD 5,4 millones, equivalentes a \$ 7.787 millones, por el canje y cancelación de capital de obligaciones negociables clase V (Nota 28), con una relación de canje de 100 dólares del importe principal de los bonos de la Serie IX por cada 100 dólares del importe principal de los bonos de la Serie V.

Las obligaciones negociables clase IX devengan intereses a una tasa del 10,75% anual, pagaderos cada tres meses a plazo vencido desde la fecha de emisión. Las obligaciones negociables clase IX están garantizados con las cobranzas de las ventas de crudo de las Concesiones Chubut "ETLTPQ".

Con fecha 9 de febrero de 2026, la Sociedad pagó el último servicio de intereses de las obligaciones negociables clase V por un monto de USD 48.126, equivalentes a \$ 52,45 millones, y el pago de capital por un monto de USD 1,8 millones, equivalentes a \$ 2.573,2 millones; totalizando una cancelación junto a las ON Serie V canjeadas por ON serie IX el 29 de enero, USD 146.416 por el último servicio de intereses, y USD 7,2 millones por la cancelación total del capital.

- c) Otras deudas financieras:

Durante el mes de febrero de 2026, la Sociedad canceló pagarés por un total de USD 8,3 millones.

d) Sociedad controlante:

Con fecha 4 de marzo de 2026, la Sociedad canceló un total de deudas comerciales por USD 0,45 millones, equivalentes a \$ 683 millones, con su sociedad controlante, Crown Point Energy Inc.

e) Adquisición:

Con fecha 20 de febrero de 2026, la Sociedad canceló \$ 3.430.324 (USD 2,5 millones) a Tecpetrol por el saldo pendiente relacionado con los ajustes finales del precio de compra de la adquisición.

f) Aumento de capital:

Crown Point Energy Inc. tiene previsto lanzar un aumento de capital vía oferta de derechos para emisión de acciones por un monto de al menos USD 30 millones de sus accionistas. Liminar Energía S.A. ha manifestado su disposición para adquirir hasta USD 30 millones en acciones ordinarias en el marco de dicha oferta. Los fondos obtenidos se destinarán a reducir la deuda de la Sociedad. La finalización de la oferta de derechos estaría sujeta, entre otras cosas, a la obtención de todas las autorizaciones reglamentarias necesarias, incluida la aprobación de la Bolsa de Valores de Toronto (TSX Venture Exchange).

14) PROPUESTA DE ASIGNACIÓN DE RESULTADOS

El Resultado del ejercicio arrojó una pérdida de \$ 7.182,5 millones, y los Resultados no asignados negativos de la Sociedad ascienden a la suma de \$ 31.676,7 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 parcialmente absorbidos conforme al siguiente detalle: \$ 4.980,1 millones con la cuenta de Reserva Facultativa; \$ 1.057,3 millones con la cuenta de Reserva Especial y \$ 262,1 millones con la cuenta de Reserva Legal, quedando por lo tanto, como monto restante de dichos Resultados no asignados en la suma de \$ 25.377,2 millones.

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 2026