

A tall oil rig stands in a desert landscape at sunset. The sky is filled with dramatic, dark clouds, and the sun is low on the horizon, casting a warm orange glow. The rig is silhouetted against the bright sky. In the foreground, there are some desert plants and a few lights from the rig's base.

2023

Resultados del año y del 4^{to} trimestre

Ciudad de México, 20 de febrero de 2024

NYSE: VIST

BMV: VISTA

Vista: resultados del año 2023 y del 4to trimestre de 2023

20 de febrero de 2024, Ciudad de México, México.

Vista Energy, S.A.B. de C.V. ("Vista" o la "Compañía") (NYSE: VIST en New York Stock Exchange; BMV: VISTA en la Bolsa de Valores de México), reportó hoy los resultados financieros y operativos del año 2023 y del 4T de 2023.

Aspectos destacados del 4T 2023:

- La producción total del 4T 2023 fue de 56,353 boe/d, un aumento del 14% secuencial y un aumento del 3% comparado con el 4T 2022. En base proforma, ajustado por la transferencia de los activos convencionales a partir del 1 de marzo de 2023 ⁽¹⁾, la producción incrementó 16% año contra año. La producción de petróleo en el 4T 2023 fue de 48,469 bbl/d, con un aumento secuencial del 17%, impulsado principalmente por la conexión de 11 nuevos pozos en Bajada del Palo Oeste, y un aumento interanual del 6% (18% en base proforma). La producción de gas del 4T 2023 fue de 1.19 MMm³/d, una disminución del 12% interanual (incremento del 3% en base proforma) y del 2% secuencial, impulsada principalmente por la conexión de dos pads en la zona Noreste de Bajada del Palo Oeste, la cual tiene una menor ratio de gas-petróleo que otros sectores del hub de desarrollo de la Compañía.
- En el 4T 2023, el precio realizado de petróleo fue 67.8 \$/bbl, estable en comparación con el precio promedio realizado del crudo en el 3T 2023, y una disminución del 2% en comparación con el 4T 2022.
- El precio realizado de gas natural para el 4T 2023 fue de 2.2 \$/MMBtu, una disminución de 50% año a año, principalmente impactado por una disminución del 58% en los precios del segmento industrial, y una disminución del 14% en los precios de gas exportado.
- Los ingresos totales en el 4T 2023 fueron de 309.2 \$MM, un 2% por encima del 3T 2023, impulsado principalmente por el crecimiento de la producción de petróleo con precios realizados de petróleo estables, y un 3% por debajo del 4T 2022. Los ingresos netos de gas natural disminuyeron un 27% en comparación con el 3T 2023 y un 43% en comparación con el 4T 2022, principalmente por menores precios. Durante el 4T 2023, los ingresos netos por exportaciones de petróleo y gas natural fueron de 154.7 \$MM y representaron el 52% de los ingresos netos totales, que fueron de 296.8 \$MM (ver la sección Ingresos más adelante para mayor detalle sobre la exposición de derechos de exportación en nuestros Estados Financieros). Los ingresos netos por exportaciones de petróleo en el 4T 2023 fueron de 150.8 \$MM y representaron el 53% de los ingresos netos de petróleo.
- El Lifting cost fue 4.3 \$/boe en 4T 2023, un 40% por debajo del 4T 2022, reflejando el nuevo modelo de la Compañía totalmente enfocado en operaciones de petróleo shale, siguiendo la Transacción de Activos Convencionales. Adicionalmente, el lifting cost por boe en el 4T 2023 disminuyó un 11% en comparación con el 3T 2023, impactado por el aumento de los volúmenes de producción que sigue diluyendo los costos fijos.

- El EBITDA ajustado para el 4T 2023 alcanzó 288.1 \$MM, un incremento de 43% por encima de 4T 2022, impulsado mayormente por ingresos estables frente a menores costos operativos. Adicionalmente, el EBITDA ajustado para el 4T 2023 incluye 81 \$MM, contabilizado como Otros ingresos operativos, correspondientes a la repatriación del 27% de los ingresos por exportaciones al tipo de cambio contado con liquidación (neto de costos). Durante el 4T 2023, el margen de EBITDA ajustado fue 73%, 7 p.p. por encima del 4T 2022 y 5 p.p. por debajo del 3T 2023. Ver más adelante la sección EBITDA ajustado para comentarios sobre la repatriación de los ingresos por exportaciones al tipo de cambio contado con liquidación y el ajuste correspondiente a la definición de margen EBITDA ajustado.
- La utilidad neta ajustada del 4T 2023 fue 239.6 \$MM, comparada con una utilidad neta ajustada de 171.0 \$MM en 4T 2022, mayormente impulsada por un mayor EBITDA ajustado, y parcialmente contrarrestada por mayores depreciaciones, agotamiento y amortizaciones, y un menor beneficio por impuesto sobre la renta corriente. El EPS ajustado de 4T 2023 fue 2.5 \$/acción, comparado con 2.0 \$/acción en 4T 2022.
- Durante 4T 2023, las inversiones fueron 212.1 \$MM. La Compañía invirtió 157.7 \$MM en perforación, completación y reintervención de pozos en Vaca Muerta (principalmente en la perforación de 11 pozos y la completación de 7 pozos en Bajada del Palo Oeste), 40.9 \$MM en instalaciones de superficie y 13.5 \$MM en estudios de G&G, proyectos de IT y otras inversiones.
- En el 4T 2023, se alcanzó un free cash flow positivo de 106.5 \$MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue 346.7 \$MM, impactado positivamente por la normalización del capital de trabajo, dado que las cobranzas aumentaron 49.2 \$MM. El flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión fue de 240.2 \$MM para el trimestre, impulsado principalmente por 212.1 \$MM de inversiones, y 16.8 \$MM de capital de trabajo relacionado con inversiones. El flujo neto de efectivo aplicado en actividades de financiamiento fue 67.1 \$MM ⁽²⁾, mayormente impactado por pagos de capital de los préstamos por 141.2 \$MM, y parcialmente contrarrestado por 99.7 \$MM en préstamos recibidos.

Aspectos destacados del año 2023:

- Durante 2023, la Compañía completó y conectó 31 pozos de petróleo shale. Se conectaron seis pads en Bajada del Palo Oeste (BPO-16 al BPO-21), agregando 23 pozos shale nuevos en producción. Adicionalmente, la Compañía completó y conectó cuatro pozos en Aguada Federal, dos pozos en Bajada del Palo Este, y sus primeros dos pozos en Águila Mora. La producción total de shale fue de 43,339 boe/d en 2023. La cantidad de pozos shale en producción incrementó a 83 en Bajada del Palo Oeste, 10 en Aguada Federal, 4 en Bajada del Palo Este, y 2 en Águila Mora, para un total de 99 pozos en Vaca Muerta para fin de año.
- Las reservas probadas totales al 31 de diciembre de 2023 alcanzaron 318.5 MMboe, un incremento de 27% comparado con 251.6 MMboe al 31 de diciembre de 2022. El incremento fue impulsado principalmente por el aumento en la actividad de perforación y competición, y un sólido rendimiento

de los pozos en el hub de desarrollo de Vaca Muerta. El índice de remplazo de reservas probadas fue de 458%, mientras que el índice de remplazo de reservas probadas de petróleo fue de 485%.

- Durante el año 2023, la producción total fue de 51,149 boe/d, la cual estuvo compuesta por 43,313 bbl/d de petróleo, representando el 84.7% de la producción total, 1.18 MMm³/d de gas natural, representando el 14.5% de la producción total, y 418 boe/d de NGL, representando el 0.8% restante. La producción total de 2023 fue 5% mayor a la de 2022, y 18% mayor en base proforma, ajustada por la transferencia de los activos convencionales a partir del 1 de marzo de 2023 ⁽¹⁾. Vista exportó 8.2 MMbbl de petróleo (representando el 52% del volumen vendido de petróleo), un incremento interanual de 26%.
- Durante 2023, el precio promedio realizado del crudo fue de 66.7 \$/bbl, un 8% menor que durante 2022. El precio realizado del gas natural durante 2023 fue de 3.5 \$/MMBtu, un 13% menor que durante 2022.
- Los ingresos totales durante 2023 fueron de 1,168.8 \$MM, una disminución del 2% comparado con 1,187.7 \$MM durante 2022, explicada principalmente por menores precios realizados, contrarrestados por un crecimiento en la producción de petróleo. Los ingresos netos totales (netos de los derechos de exportación) durante 2023 fueron de 1,120.7 \$MM (ver la sección Ingresos debajo para mayor detalle sobre la exposición de los derechos de exportación en los Estados Financieros). Los ingresos netos por exportaciones de petróleo y gas durante 2023 fueron de 614.4 \$MM.
- El lifting cost fue de 5.1 \$/boe durante 2023, por debajo del 7.5 \$/boe durante 2022, impulsado por los beneficios generados por la transacción para incrementar el foco en las operaciones de shale oil de la Compañía a partir del 1 de marzo de 2023 ⁽¹⁾, economías de escala impulsadas por el crecimiento en producción y el enfoque en eficiencia de costos.
- Durante 2023, la Compañía redujo la intensidad de emisiones GEI de alcance 1 y 2 en 13%, de 18.1 kg CO₂e/boe a 15.6 kg CO₂e/boe.
- El EBITDA ajustado para 2023 fue de 870.7 \$MM, resultando en un margen de EBITDA ajustado de 69%, y un aumento del 14% comparado con el EBITDA ajustado de 764.5 \$MM durante 2022.
- La utilidad neta ajustada de 2023 fue 491.4 \$MM, comparada con 371.8 \$MM en 2022, mayormente impulsada por un mayor EBITDA ajustado, y un menor impuesto sobre la renta corriente, parcialmente contrarrestado por mayores depreciaciones, agotamiento y amortizaciones, y mayores resultados financieros negativos (neto de los cambios en el valor razonable de los títulos). El EPS ajustado de 2023 fue 5.2 \$/acción, comparado con 4.2 \$/acción en 2022.
- Las inversiones totales en 2023 fueron 734.3 \$MM, de los cuales 501.9 \$MM se invirtieron en los pozos shale de la Compañía, 168.7 \$MM en instalaciones, 20.1 \$MM en el oleoducto Vaca Muerta Norte, y 43.6 \$MM en estudios de G&G, proyectos de IT y otras proyectos.

- En 2023, la Compañía alcanzó un free cash flow positivo de 12.7 \$ MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue 712.0 \$MM (incluyendo los pagos adelantados para la expansión del oleoducto de Oldelval de 34.7 \$MM), con un flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión de 699.3 \$MM para el año. El flujo neto de efectivo aplicado en actividades de financiamiento fue 43.8 \$MM ⁽³⁾, mayormente impactado por 318.2 \$MM en préstamos recibidos, y parcialmente contrarrestado por pagos de capital de los préstamos por 211.5 \$MM.

- La posición de caja al cierre de 2023 fue de 213.3 \$MM. La deuda financiera bruta alcanzó 616.1 \$MM al final del año, resultando en una deuda neta de 402.8 \$MM y un índice de apalancamiento neto de 0.46x EBITDA ajustado.

(1) Transacción con el objeto de transferir ciertos activos convencionales (Activos Convencionales Transferidos) operados por Aconcagua a partir del 1 de marzo de 2023. Desde dicha fecha, Vista conserva el derecho al 40% de la producción de petróleo y gas, y al 100% de la producción de GLP y condensados, de los Activos Convencionales Transferidos.

(2) El flujo neto de efectivo aplicado en actividades de financiamiento de 4T 2023 es la suma de: (i) El flujo de efectivo aplicado en actividades de financiamiento de 69.9 \$MM; (ii) el efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera y otros resultados financieros de 2.0 \$MM; y (iii) la variación del valor de los bonos gubernamentales de 0.8 \$MM.

(3) El flujo neto de efectivo aplicado en actividades de financiamiento de 2023 es la suma de: (i) El flujo de efectivo generado por las actividades de financiamiento de 19.6 \$MM; (ii) el efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera y otros resultados financieros de -64.7 \$MM; y (iii) la variación del valor de los bonos gubernamentales de 1.3 \$MM.

Vista: resultados del año 2023 y del 4^{to} trimestre 2023

Reservas

Las reservas probadas ("P1") al 31 de diciembre de 2023 fueron 318.5 MMboe, un 27% de incremento interanual. Las adiciones a las reservas P1 fueron 85.5 MMboe, con un índice de reemplazo de reservas de 458%. Las reservas probadas certificadas de petróleo y gas de Bajada del Palo Oeste, el proyecto insignia de Vista, fueron estimadas en 221.8 MMboe.

La Compañía obtuvo 297 locaciones de pozos P1, de las cuales 105 corresponden a probadas desarrolladas y 192 a probadas no desarrolladas. La siguiente tabla muestra el detalle de las reservas P1 certificadas:

Reservas probadas por tipo (MMboe)	2023	2022	▲ y/y (MMboe)	▲ y/y (%)
Probadas desarrolladas	88.7	86.2	2.5	3%
Crudo	72.7	68.5	4.2	6%
Gas Natural	16.0	17.7	(1.7)	(9)%
Probadas no desarrolladas	229.7	165.4	64.3	39%
Crudo	196.8	139.5	57.3	41%
Gas Natural	32.9	25.9	7.0	27%
Reservas probadas totales	318.5	251.6	66.8	27%

Considerando una producción total de 18.7 MMboe para 2023, la vida de las reservas P1 es 17.1 años, como se muestra en la siguiente tabla:

Reconciliación de reservas probadas	Crudo (MMbbl)	Gas Natural (MMboe)	Total (MMboe)
Reservas probadas a Dic-2022	208.0	43.6	251.6
(-) Producción	(16.0)	(2.7)	(18.7)
(+) Adiciones	77.5	8.0	85.5
Reservas probadas a Dic-2023	269.6	48.9	318.5
Índice de reemplazo de reservas	485%	296%	458%
Vida de reservas (años)	16.9	18.1	17.1

La tabla a continuación muestra el detalle de las reservas P1 por concesión:

Reservas netas por concesión	Crudo (MMbbl) ⁽¹⁾	Gas Natural (MMboe)	Total (MMboe)
Bajada del Palo Oeste	188.0	33.9	221.8
Bajada del Palo Este	36.7	3.5	40.1
Aguada Federal	33.7	5.6	39.3
CS-01	7.3	2.8	10.1
Entre Lomas Rio Negro	0.9	1.5	2.4
Aguila Mora	1.1	0.2	1.3
25 de Mayo–Medanito SE	0.8	0.2	1.0
Jagüel de los Machos	0.5	0.3	0.8
Acambuco	0.1	0.5	0.6
Entre Lomas Neuquén	0.3	0.2	0.5
Coirón Amargo Norte	0.2	0.0	0.3
Charco del Palenque	0.1	0.1	0.2
Jarilla Quemada	0.0	0.1	0.1
Bandurria Norte	0.0	0.0	0.0
Total	269.6	48.9	318.5

(1) El petróleo incluye crudo, condensado y gas natural licuado; el gas natural licuado representa menos del 1% de las reservas de la Compañía

Bajada del Palo Oeste

Las reservas P1 estimadas y certificadas de petróleo y gas en Bajada del Palo Oeste fueron 221.8 MMboe al 31 de diciembre de 2023, un incremento del 19% con respecto al final de 2022. El incremento fue impulsado principalmente por las inversiones en pozos nuevos y sólidos resultados en productividad de pozos. La Compañía conectó 23 nuevos pozos durante el 2023. Esto llevó a una adición de 40 locaciones de pozos shale P1 en el bloque, resultando en un total de 206 locaciones P1. Las adiciones a reservas probadas en el bloque totalizaron 47.8 MMboe.

Bajada del Palo Este

Las reservas P1 estimadas y certificadas de petróleo y gas en Bajada del Palo Este fueron 40.1 MMboe al 31 de diciembre de 2023, las cuales se cuadruplicaron desde 8.5 MMboe en 2022. El incremento fue impulsado principalmente por las inversiones en pozos nuevos y sólidos resultados en productividad de pozos. La Compañía conectó 2 nuevos pozos durante el 2023. Esto llevó a una adición de 26 locaciones de pozos shale P1 en el bloque, resultando en un total de 30 locaciones P1. Las adiciones a reservas probadas en el bloque totalizaron 33.4 MMboe.

Transferencia de activos convencionales

En base a los términos de la Transacción de Activos Convencionales, la Compañía estima que 5.9 MMboe de las reservas P1 que fueron estimadas y certificadas al 31 de diciembre de 2022, se cedieron como parte de dicha transacción.

Valuación de las reservas P1

La estimación de flujos de caja netos futuros atribuibles a las reservas probadas y certificadas de las participaciones de Vista al 31 de diciembre de 2023, evaluados utilizando las regulaciones de la *United States Securities and Exchange Commission* ("SEC") y descontados al 10% anual, resultó en 3,336 \$MM en 2023.

De acuerdo a las regulaciones establecidas por la *Securities Exchange Commission* de los Estados Unidos de Norteamérica (SEC), los flujos de caja netos futuros fueron calculados aplicando los precios actuales de crudo y gas natural (considerando cambios en precio solamente en casos de acuerdos contractuales) a la producción futura estimada de las reservas probadas de crudo y gas natural reportadas a la fecha, menos la estimación de costos estimados a futuro (basados en costos actuales) a ser incurridos para desarrollar y producir dichas reservas probadas. Los flujos de caja netos futuros luego fueron descontados usando una tasa del 10% anual.

Para activos en Argentina, las reservas probadas certificadas al 31 de diciembre de 2023 se calcularon a un precio de 66.5 \$/bbl para crudo, 25.4 \$/boe para gas natural licuado y 3.8 \$/MMbtu para gas natural, de acuerdo con las regulaciones de la SEC. Para el bloque CS-01, en México, las reservas probadas certificadas al 31 de diciembre de 2023 se calcularon a un precio de 68.7 \$/bbl para crudo y 2.7 \$/MMbtu para gas natural, de acuerdo con las regulaciones de la SEC.

La estimación de flujos de caja netos futuros atribuibles a las reservas probadas y certificadas de las participaciones de Vista al 31 de diciembre de 2023 se resumen debajo:

Flujos de caja netos futuros (Acum. \$MM)	Sin descontar	Descontados al 10% anual
Argentina, probadas desarrolladas	2,154	1,425
Argentina, probadas no desarrolladas	4,262	1,867
Argentina, total probadas	6,416	3,292
México, probadas desarrolladas	29	21
México, probadas no desarrolladas	69	24
México, total probadas	98	44
Total Probadas	6,515	3,336

La información incluida en este reporte anual respecto a las cantidades estimadas de reservas probadas se deriva de las estimaciones de las reservas probadas al 31 de diciembre de 2023 de los reportes con fecha 7 de febrero de 2024 preparados por DeGolyer and MacNaughton para nuestros bloques ubicados en Argentina y México.

Producción

Producción total promedio diaria neta

	4T-23	3T-23	4T-22	4T-22 proforma ⁽¹⁾	▲ y/y proforma ⁽¹⁾	▲ y/y	▲ q/q
Total (boe/d)	56,353	49,450	54,718	48,709	16%	3%	14%
Crudo (bbl/d)	48,469	41,490	45,745	41,019	18%	6%	17%
Gas Natural (MMm ³ /d)	1.19	1.22	1.35	1.15	3%	(12)%	(2)%
NGL (bbl/d)	409	304	460	460	(11)%	(11)%	34%

	2023	2022	2022 proforma ⁽¹⁾⁽²⁾	▲ y/y proforma ⁽¹⁾⁽²⁾	▲ y/y
Total (boe/d)	51,149	48,560	43,442	18%	5%
Crudo (bbl/d)	43,313	40,078	36,067	20%	8%
Gas Natural (MMm ³ /d)	1.18	1.28	1.10	7%	(8)%
NGL (bbl/d)	418	450	450	(7)%	(7)%

(1) Ajustado por la Transferencia de los Activos Convencionales (muestra la producción como si la transacción hubiese ocurrido el 1 de marzo de 2022)

(2) Esta columna refleja de manera correcta las cifras correspondientes a los conceptos que se mencionan, corrigiendo las cifras divulgadas en el Evento Relevante publicado por la Sociedad el 15 de febrero de 2024 en la SEC, en la Bolsa Mexicana de Valores, a través de EMISNET y en el STIV-2 de la CNBV.

La producción promedio diaria del 4T 2023 fue 56,353 boe/d, un incremento del 16% año contra año en base proforma, ajustado por la Transferencia de los Activos Convencionales, y 14% trimestre contra trimestre, impulsado por la conexión de 11 nuevos pozos en Bajada del Palo Oeste durante el trimestre. La producción de crudo fue 48,469 bbl/d durante 4T 2023, un incremento interanual del 18% en base proforma, o del 17% en base secuencial. La producción de gas natural durante 4T 2023 fue 1.19 MMm³/d, un incremento interanual de 3% en base proforma, y un 2% por debajo del trimestre anterior, ya que la Compañía conectó 7 de los 11 pozos del trimestre en la zona Noreste de Bajada del Palo Oeste, la cual tiene una menor ratio de gas-petróleo que otros sectores del hub de desarrollo de la Compañía.

Producción neta promedio diaria por activo 4T 2023

	Interés	Petróleo (bbl/d)	Gas Natural (MMm3/d)	GNL (boe/d)	Total (boe/d)	% Total promedio día
Concesiones (volúmenes a su participación)		48,469	1.19	409	56,353	100%
Bajada del Palo Oeste	100%	34,872	0.76	7	39,649	70%
Aguada Federal	100%	3,914	0.09	4	4,507	8%
Bajada del Palo Este	100%	3,905	0.01	25	4,018	7%
Águila Mora	90%	1,411	0.03	-	1,589	3%
Bandurria Norte	100%	-	-	-	-	-
Bajada del Palo Oeste	100%	284	0.08	-	763	1%
Bajada del Palo Este	100%	159	0.03	28	357	1%
Coirón Amargo Norte	84.6%	139	0.00	-	162	0%
CS-01 (México)	100%	860	0.00	-	886	2%
Total producción operada		45,544	1.00	64	51,929	92%
Entre Lomas ⁽¹⁾	-	1,271	0.11	338	2,274	4%
Jagüel de los Machos ⁽¹⁾	-	776	0.04	-	1,005	2%
25 de Mayo-Medanito ⁽¹⁾	-	775	0.01	-	839	1%
Agua Amarga ⁽¹⁾	-	85	0.01	7	150	0%
Acambuco	1.5%	17	0.02	-	157	0%
Total producción no operada		2,925	0.18	345	4,425	8%
<i>Total producción shale</i>		<i>44,102</i>	<i>0.89</i>	<i>36</i>	<i>49,762</i>	<i>88%</i>
<i>Total producción convencional</i>		<i>4,367</i>	<i>0.29</i>	<i>373</i>	<i>6,591</i>	<i>12%</i>

(1) Activos Convencionales Transferidos operados por Aconcagua a partir del 1 de marzo de 2023. Desde dicha fecha, Vista conserva el derecho al 40% de la producción de petróleo y gas, y al 100% de la producción de GLP y condensados, de los Activos Convencionales Transferidos.

Ingresos

A partir de 4T 2023, los "Derechos de Exportación" son incluidos en la cuenta "Regalías y Otros" y se suman a la cuenta "Ingresos". Anteriormente, la cuenta "Ingresos" era presentada neta de los derechos de exportación. Los valores históricos fueron ajustados acordes en las tablas de este documento. Este ajuste no tuvo efecto en el EBITDA Ajustado ni en Ingresos / Pérdidas netas.

Ingresos totales por producto

Ingresos por producto - en \$MM	4T 2023	3T 2023	4T 2022	▲ y/y	▲ q/q	2023	2022	▲ y/y
Ingresos	309.2	302.8	320.3	(3)%	2%	1,168.8	1,187.7	(2)%
Derechos de exportación	(12.4)	(13.1)	(12.2)	2%	(5)%	(48.1)	(43.8)	10%
Ingresos Netos	296.8	289.7	308.1	(4)%	2%	1,120.7	1,143.8	(2)%
Petróleo	283.8	272.6	285.4	(1)%	4%	1,049.0	1,068.0	(2)%
<i>Mercado Externo</i>	<i>150.8</i>	<i>165.4</i>	<i>159.9</i>	<i>(6)%</i>	<i>(9)%</i>	<i>593.8</i>	<i>559.6</i>	<i>6%</i>
<i>Mercado Doméstico</i>	<i>133.1</i>	<i>107.2</i>	<i>125.5</i>	<i>6%</i>	<i>24%</i>	<i>455.2</i>	<i>508.4</i>	<i>(10)%</i>
Gas Natural	12.0	16.4	21.2	(43)%	(27)%	67.5	70.2	(4)%
<i>Mercado Externo</i>	<i>3.9</i>	<i>0.5</i>	<i>10.8</i>	<i>(64)%</i>	<i>634%</i>	<i>20.6</i>	<i>15.2</i>	<i>36%</i>
<i>Mercado Doméstico</i>	<i>8.1</i>	<i>15.9</i>	<i>10.3</i>	<i>(21)%</i>	<i>(49)%</i>	<i>46.9</i>	<i>55.1</i>	<i>(15)%</i>
NGL	1.0	0.7	1.6	(38)%	32%	4.2	5.6	(25)%

Precios promedio realizados por producto

Producto	4T 2023	3T 2023	4T 2022	▲ y/y	▲ q/q	2023	2022	▲ y/y
Petróleo (\$/bbl)	67.8	67.6	68.9	(2)%	0%	66.7	72.3	(8)%
<i>Mercado Externo</i>	<i>74.2</i>	<i>74.9</i>	<i>74.1</i>	<i>0%</i>	<i>(1)%</i>	<i>72.0</i>	<i>85.2</i>	<i>(15)%</i>
<i>Mercado Doméstico</i>	<i>61.8</i>	<i>58.8</i>	<i>63.3</i>	<i>(2)%</i>	<i>5%</i>	<i>60.8</i>	<i>62.0</i>	<i>(2)%</i>
Gas Natural (\$/MMBtu)	2.2	3.3	4.5	(50)%	(33)%	3.5	4.0	(13)%
<i>Mercado Externo</i>	<i>7.6</i>	<i>9.3</i>	<i>8.8</i>	<i>(14)%</i>	<i>(19)%</i>	<i>8.4</i>	<i>8.0</i>	<i>4%</i>
<i>Mercado Doméstico</i>	<i>1.7</i>	<i>3.3</i>	<i>3.0</i>	<i>(44)%</i>	<i>(49)%</i>	<i>2.8</i>	<i>3.5</i>	<i>(21)%</i>
NGL (\$/tn)	271	233	354	(23)%	16%	351	377	(7)%

Volúmenes de venta totales por producto

Producto	4T 2023	3T 2023	4T 2022	▲ y/y	▲ q/q	2023	2022	▲ y/y
Petróleo (MMbbl)	4.19 ⁽¹⁾	4.03	4.14	1%	4%	15.72	14.76	7%
<i>Mercado Externo</i>	2.03	2.21	2.16	(6)%	(8)%	8.24	6.57	26%
<i>Mercado Doméstico</i>	2.15	1.82	1.98	9%	18%	7.48	8.20	(9)%
Gas Natural (MMBtu)	5.41	4.90	4.73	14%	10%	19.42	17.68	10%
<i>Mercado Externo</i>	0.51	0.06	1.23	(58)%	803%	2.46	1.90	30%
<i>Mercado Doméstico</i>	4.90	4.84	3.51	40%	1%	16.95	15.78	7%
NGL (Mtn)	3.57	3.15	4.43	(19)%	14%	13.69	14.83	(8)%

(1) Incremento de inventario de 0.27 MMbbl, resultando de una producción de 4.46 MMbbl, y ventas de 4.19 MMbbl.

Durante el 4T 2023, los ingresos totales fueron de 309.2 \$MM, 3% por debajo del 4T 2022 y 2% por arriba del 3T 2023. En el 4T 2023, los ingresos netos de las exportaciones de petróleo y gas fueron 154.7 \$MM, representando un 52% de los ingresos totales netos, que fueron 296.8 \$MM.

Los ingresos netos por ventas de petróleo del 4T 2023 fueron de 283.8 \$MM, representando un 95.6% de los ingresos netos totales, 1% por debajo comparado con 4T 2022, dado el aumento de la producción de petróleo parcialmente compensados por menores precios realizados. El precio promedio realizado fue de 67.8 \$/bbl, estable comparado con 3T 2023 y 2% por debajo de 4T 2022. Durante el 4T 2023, la Compañía exportó el 49% del volumen total de petróleo vendido a un precio promedio realizado de 74.2 \$/bbl. Los ingresos netos por exportaciones de petróleo fueron 150.8 \$MM y representaron el 53% de los ingresos netos por ventas de petróleo. Durante el 4T 2023, 51% de los volúmenes fueron vendidos al mercado doméstico a un precio promedio de 63.7 \$/bbl o de 61.8 \$/bbl neto de costos de transporte por camiones, 2% por debajo del 4T 2022 y 5% arriba del 3T 2023.

Los ingresos por ventas de gas natural fueron 12.0 \$MM en el 4T 2023, representado un 4.0% de los ingresos netos totales. El precio promedio de las ventas de gas natural en el trimestre fue de 2.2 \$/MMBtu, un 50% menor al 4T 2022. El Plan Gas representó el 30% de las ventas de gas natural totales, con un precio promedio realizado de 2.5 \$/MMBtu durante el trimestre. Las ventas a clientes industriales representaron el 60% de las ventas de gas natural totales, con un precio promedio realizado de 1.3 \$/MMBtu. El 10% restante del volumen total de ventas de gas natural se exportó a un precio medio realizado de 7.6 \$/MMBtu.

Los ingresos netos por ventas de líquidos de gas natural fueron 1.0 \$MM durante el 4T 2023, representando el 0.3% de las ventas netas totales. El precio promedio de NGL fue de 271 \$/tn.

Costos de operación

	4T 2023	3T 2023	4T 2022	▲ y/y	▲ q/q	2023	2022	▲ y/y
Costos Operativos (\$MM)	22.3	21.9	36.1	(38)%	2%	94.7	133.4	(29)%
<i>Lifting cost por boe (\$/boe)</i>	<i>4.3</i>	<i>4.8</i>	<i>7.2</i>	<i>(40)%</i>	<i>(11)%</i>	<i>5.1</i>	<i>7.5</i>	<i>(33)%</i>

Los costos operativos durante el 4T 2023 fueron de 22.3 \$MM, un 38% por debajo año a año. El lifting cost por boe en 4T 2023 fue de 4.3 \$/boe, una disminución del 40% año a año, impulsado principalmente por los beneficios generados por la Transacción de Activos Convencionales. Sobre una base trimestral, los costos de operativos disminuyeron un 11%, reflejando la dilución de los costos fijos a través de los volúmenes de producción incrementales, y el impacto positivo durante la segunda quincena de diciembre de 2023 de la devaluación del peso argentino, que redujo su valor de 385 pesos por dólar estadounidense el 9 de diciembre de 2023 a 808 pesos por dólar estadounidense el 31 de diciembre de 2023.

EBITDA ajustado

Reconciliación de EBITDA ajustado (\$MM)	4T 2023	3T 2023	4T 2022	▲ y/y	▲ q/q	2023	2022	▲ y
(Pérdida) / Utilidad neta	132.9	83.1	75.5	57.4	49.8	397.0	269.5	127
(+) Impuesto sobre la renta	34.5	30.6	33.2	1.3	3.9	148.4	164.0	(16)
(+) Resultados financieros netos	9.1	31.9	29.8	(20.8)	(22.9)	86.1	95.6	(10)
Utilidad de Operación	176.5	145.6	138.5	38.0	30.9	631.5	529.1	102
(+) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	79.0	70.6	63.1	15.9	8.4	276.4	234.9	42
(+) Gastos de reestructuración y reorganización y otros ajustes	0.0	-	-	0.0	0.0	0.3	0.5	(0)
(+) Deterioro de activos de larga duración	24.6	-	-	24.6	24.6	24.6	-	25
(+) Ganancia relacionada con la cesión de activos convencionales	-	-	-	0.0	0.0	(89.7)	-	(90)
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	8.0	10.2	-	8.0	(2.2)	27.5	-	28
EBITDA Ajustado ⁽¹⁾	288.1	226.4	201.7	86.4	61.7	870.7	764.5	106
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%) ⁽²⁾</i>	<i>73%</i>	<i>78%</i>	<i>65%</i>	<i>+7p.p.</i>	<i>(5)p.p.</i>	<i>69%</i>	<i>67%</i>	<i>+3p.p.</i>

(1) EBITDA ajustado = EBITDA ajustado = (Pérdida) / Utilidad neta + Impuesto sobre la renta + Resultados financieros netos + Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones + Costos de transacción relacionados a la combinación de negocios + Gastos de reestructuración y reorganización + Ganancia relacionada a la transferencia de activos convencionales + Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales + Deterioro de activos de larga duración + Otros ajustes.

(2) Margen de EBITDA ajustado = EBITDA ajustado / (Ingresos Totales + Ganancias del Programa de Incremento de las Exportaciones). Margen de EBITDA ajustado para 4T 2023 (73%) = EBITDA ajustado (288 \$MM) / (Ingresos totales (309 \$MM) + Ganancias del Programa de Incremento de las Exportaciones (86 \$MM)).

El EBITDA Ajustado fue de 288.1 \$MM en 4T 2023, un incremento del 43% en comparación con 4T 2022, impulsado por ingresos de petróleo estables, aumento en otros ingresos operativos y un menor costo operativo. Otros ingresos operativos incluye 81.2 \$ MM (neto de costos) en 4T 2023 relacionado con la repatriación del 27% de ingresos de las exportaciones del trimestre al tipo de cambio contado con liquidación, según las correspondientes resoluciones publicadas por el Ministerio de Economía, sustituidas el 13 de diciembre de 2023 por el Decreto Presidencial 28/2023, que fija en 20% la parte de las exportaciones que debe repatriarse al tipo de cambio contado con liquidación (el "Programa de Incremento de las Exportaciones").

El margen de EBITDA ajustado fue de 73%, 7 p.p. por encima de 4T 2022. La Compañía ajustó la definición del margen de EBITDA ajustado para agregar las ganancias del programa de Incremento de las Exportaciones, como se muestra en la tabla anterior.

Utilidad / Pérdida neta Ajustada

Reciliación de Utilidad/Pérdida Neta Ajustada - en \$MM	4T 2023	3T 2023	4T 2022	▲ y	▲ q	2023	2022	▲ y
Utilidad Neta	132.9	83.1	75.5	57.4	49.8	397.0	269.5	127.4
<i>Ajustes:</i>								
(+) Impuesto sobre la renta diferido	74.1	29.3	87.7	(13.6)	44.8	132.0	71.9	60.1
(+) Cambios en el valor razonable de los títulos	-	-	7.8	(7.8)	-	0.0	30.4	(30.4)
(+) Deterioro de activos de larga duración	24.6	-	-	24.6	24.6	24.6	0.0	24.6
(+) Ganancia relacionada con la cesión de activos convencionales	-	-	-	-	-	(89.7)	0.0	(89.7)
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	8.0	10.2	-	8.0	(2.2)	27.5	0.0	27.5
Ajustes a la Utilidad/Pérdida Neta	106.6	39.4	95.5	11.1	67.2	94.5	102.2	(7.8)
Utilidad Neta Ajustada	239.6	122.5	171.0	68.6	117.1	491.4	371.8	119.7
<i>EPS ajustado (\$/acción)⁽¹⁾</i>	<i>2.52</i>	<i>1.29</i>	<i>1.95</i>	<i>0.6</i>	<i>1.2</i>	5.25	4.23	<i>1.0</i>

En el 4T 2023 la utilidad neta ajustada fue 239.6 \$MM, comparada con una utilidad neta ajustada de 171.0 \$MM en 4T 2022. Este cambio interanual fue impactado por un mayor EBITDA ajustado (288.1 \$MM en 4T 2023 comparado con 201.7 \$MM en 4T 2022), parcialmente contrarrestado por (a) un menor beneficio del

impuesto sobre la renta corriente de 39.6 \$MM en el 4T 2023 comparado con 54.6 \$MM en el 4T 2022, (b) mayores depreciaciones, agotamiento y amortizaciones por 79.0 \$MM en 4T 2023 comparado con 63.1 \$MM en 4T 2022, y (c) una pérdida por resultados financieros (neto de los cambios en el valor razonable de los títulos) que alcanzó 9.1 \$MM en 4T 2023, comparado con una pérdida de 22.1 \$MM en 4T 2022.

El EPS ajustado ⁽¹⁾ de 4T 2023 fue 2.52 \$/acción, comparado con 1.95 \$/acción en 4T 2022 y 1.29 \$/acción en 3T 2023.

(1) EPS ajustado (Earnings per share): Utilidad/pérdida neta ajustada dividido por el Número promedio ponderado de acciones comunes. El Número promedio ponderado de acciones comunes para 4T 2023, 3T 2023, 4T 2022, 2023 y 2022 fueron 95,218,119, 95,066,657, 87,664,094, 93,679,904 and 87,862,531, respectivamente.

Inversiones

Las inversiones totales durante el 4T 2023 fueron de 212.1 \$MM. La Compañía invirtió 157.7 \$MM en la perforación, completación y reintervención de pozos en Vaca Muerta (principalmente en la perforación de 11 pozos y la completación de 7 pozos en Bajada del Palo Oeste), 40.9 \$MM en instalaciones de superficie y 13.5 \$MM en estudios de G&G, proyectos de IT y otras inversiones.

Resumen financiero

Durante el 4T 2023, Vista logró mantener un sólido balance, con una posición de caja al cierre del trimestre de 213.3 \$MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue 346.7 \$MM, impactado positivamente por la normalización del capital de trabajo, dado que la cobranza de ventas incrementó en 49.2 \$MM. Adicionalmente, el flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión fue 240.2 \$MM, principalmente impulsado por la actividad de perforación y completación en Vaca Muerta (ver la sección anterior), y 16.8 \$MM de capital de trabajo relacionado con inversiones. Esto resultó en un free cash flow positivo de 106.5 \$MM para el trimestre.

En 4T 2023, el flujo neto de efectivo aplicado en actividades de financiamiento fue 67.1 \$MM ⁽¹⁾, mayormente impactado por el pago anticipado de las obligaciones negociables series VIII y X ajustados por la inflación en pesos argentinos por un total de 46.7 \$MM, el prepago de la serie III de 9.5 \$MM, y la emisión de la serie XXII por 14.7 \$MM.

La deuda financiera bruta alcanzó 616.1 \$MM al final del trimestre, resultando en una deuda neta de 402.8 \$MM. Al cierre del 4T 2023, el índice de apalancamiento neto disminuyó a 0.46x EBITDA ajustado.

(1) El flujo neto de efectivo aplicado en por actividades de financiamiento es la suma de: (i) El flujo de efectivo de las actividades de financiamiento de 69.9 \$MM; (ii) el efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera de 2.0 \$MM; y (iii) la variación del valor de los bonos gubernamentales de 0.8 \$MM.

Esquema de vencimiento de deuda

En \$MM	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
ARS en USD-linked	15.0	19.3	153.4	128.6	96.5	15.1	20.2	20.2
USD	43.5	63.4	39.7	-	-	-	-	-
Total	58.5	82.7	193.1	128.6	96.5	15.1	20.2	20.2

Obligaciones negociables

Instrumento ⁽¹⁾	Fecha de emisión	Vencimiento	Monto bruto (\$MM)	Tipo	Tasa (%)	Moneda
ON clase VI	04/12/20	04/12/24	10	Bullet a su vencimiento	3.24% pagado trimestralmente	ARS en USD-linked
ON clase XI	27/08/21	27/08/25	9.2	Bullet a su vencimiento	3.48% pagado trimestralmente	ARS en USD-linked
ON clase XII	27/08/21	27/08/31	100.8	Amortizado ⁽²⁾	5.85% pagado semestralmente	ARS en USD-linked
ON clase XIII	16/06/22	08/08/24	43.5	Bullet a su vencimiento	6.00% pagado trimestralmente	USD
ON clase XIV	10/11/22	10/11/25	40.5	Bullet a su vencimiento	6.25% pagado semestralmente	USD
ON clase XV	06/12/22	20/01/25	13.5	Bullet a su vencimiento	4.00% pagado trimestralmente	USD
ON clase XVI ⁽³⁾	06/12/22	06/06/26	104.2	Bullet a su vencimiento	0.00%	ARS en USD-linked
ON clase XVII	06/12/22	06/06/26	39.1	Bullet a su vencimiento	0.00%	ARS en USD-linked
ON clase XVIII	03/03/23	03/03/27	118.5	Bullet a su vencimiento	0.00%	ARS en USD-linked
ON clase XIX	03/03/23	03/03/28	16.5	Bullet a su vencimiento	1.00% pagado trimestralmente	ARS en USD-linked
ON clase XX	05/06/23	20/07/25	13.5	Bullet a su vencimiento	4.50% pagado trimestralmente	USD
ON clase XXI	11/08/23	11/08/28	70.0	Bullet a su vencimiento	0.99% pagado semestralmente	ARS en USD-linked
ON clase XXII	05/12/23	05/06/26	14.7	Bullet a su vencimiento	5.00% pagado semestralmente	USD

(1) Todos los instrumentos emitidos por Vista Energy Argentina S.A.U. en el BCBA mercado argentino.

(2) ON clase XII será amortizada en 15 cuotas semestrales, con 3 años de gracia.

(3) 63.5 \$MM fueron emitidos el 6 de diciembre de 2022, y 40.8 \$MM fueron emitidos el 29 de mayo de 2022.

Vista Energy S.A.B. de C.V.

Información Histórica Operativa

Producción diaria promedio trimestral por concesión, total y por producto

	4T 2023	3T 2023	2T 2023	1T 2023	4T 2022	2023	2022
Producción total por concesión (boe/d)	56,353	49,450	46,557	52,207	54,718	51,149	48,560
Entre Lomas ⁽³⁾	2,274	1,940	1,939	3,826	5,081	2,458	4,968
Bajada del Palo Este (convencional)	357	516	660	844	731	594	786
Bajada del Palo Oeste (convencional)	763	1,235	1,570	1,258	1,326	1,205	1,642
Bajada del Palo Este (shale)	4,018	5,291	4,705	2,971	2,263	4,251	2,154
Bajada del Palo Oeste (shale)	39,649	29,000	28,283	33,249	33,368	32,588	29,730
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque) ⁽³⁾	150	203	219	198	247	193	275
25 de Mayo-Medanito ⁽³⁾	839	882	924	1,783	2,385	1,106	2,474
Jagüel de los Machos ⁽³⁾	1,005	952	1,040	2,067	2,738	1,255	2,909
Coirón Amargo Norte	162	133	205	191	167	173	219
Águila Mora (shale)	1,589	2,623	1,003	0	0	1,313	0
Acambuco	157	163	170	174	137	166	143
Aguada Federal (shale)	4,507	5,736	5,258	5,279	5,847	5,187	2,787
CS-01	886	777	583	365	428	661	473
Producción de petróleo crudo por concesión (boe/d)⁽¹⁾	48,469	41,490	39,217	44,048	45,745	43,313	40,078
Entre Lomas ⁽³⁾	1,271	1,160	1,137	2,527	3,339	1,511	3,328
Bajada del Palo Este (convencional)	159	281	367	560	510	342	436
Bajada del Palo Oeste (convencional)	284	363	508	552	530	426	575
Bajada del Palo Este (shale)	3,905	5,034	4,491	2,790	2,187	4,061	2,075
Bajada del Palo Oeste (shale)	34,872	24,792	24,430	29,141	28,890	28,313	25,812
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque) ⁽³⁾	85	97	98	175	222	113	208
25 de Mayo-Medanito ⁽³⁾	775	806	861	1,669	2,213	1,024	2,272
Jagüel de los Machos ⁽³⁾	776	733	799	1,577	2,102	965	2,222
Coirón Amargo Norte	139	128	205	191	167	166	211
Águila Mora (shale)	1,411	2,245	1,003	0	0	1,173	0
Acambuco	17	17	18	18	16	18	16
Aguada Federal (shale)	3,914	5,119	4,763	4,496	5,155	4,579	2,464
CS-01	860	714	537	353	413	623	458
Producción de gas natural por concesión (boe/d)⁽²⁾	7,476	7,656	6,787	7,752	8,513	7,418	8,032
Entre Lomas ⁽³⁾	664	619	325	938	1,312	618	1,229
Bajada del Palo Este (convencional)	169	207	256	244	198	218	318
Bajada del Palo Oeste (convencional)	479	871	1,062	706	796	779	1,066
Bajada del Palo Este (shale)	88	245	211	173	76	179	79
Bajada del Palo Oeste (shale)	4,770	4,121	3,832	4,116	4,478	4,243	3,918
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque) ⁽³⁾	58	98	113	17	19	73	60
25 de Mayo-Medanito ⁽³⁾	63	76	62	115	171	81	202
Jagüel de los Machos ⁽³⁾	229	219	241	489	637	290	687
Coirón Amargo Norte	23	5	0	0	0	7	8
Águila Mora (shale)	178	378	0	0	0	140	0
Acambuco	140	145	152	156	121	148	126
Aguada Federal (shale)	589	609	487	784	692	602	323
CS-01	26	63	45	13	15	38	15

Producción de NGL por concesión (boe/d)	409	304	553	407	460	418	450
Entre Lomas ⁽³⁾	338	162	477	361	430	328	411
Bajada del Palo Este (convencional)	28	28	37	40	24	33	32
Bajada del Palo Oeste (convencional)	0	0	0	0	0	0	0
Bajada del Palo Este (shale)	25	11	3	0	0	12	0
Bajada del Palo Oeste (shale)	7	88	21	0	0	32	0
Aguada Federal (shale)	4	8	7			6	
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque) ⁽³⁾	7	8	8	6	6	7	7

(1) Acambuco incluye condensado.

(2) Excluye gas natural consumido, venteado o reinyectado

(3) Activos Convencionales Transferidos operados por Aconcagua, a partir del 1 de marzo de 2023. Desde esa fecha, Vista sigue teniendo derecho al 40% de la producción de petróleo crudo y gas natural, y al 100% de la producción de GLP y condensados, de los Activos Convencionales Transferidos.

Vista Energy S.A.B. de C.V. Concesiones de petróleo y gas

Concesiones	Participación (%)	Operado / No Operado	Año fin de concesión	Objetivo	Cuenca	País
Entre Lomas Neuquén ⁽¹⁾	-	No operado	2026	Convencional	Neuquina	Argentina
Entre Lomas Río Negro ⁽¹⁾	-	No operado	2026	Convencional	Neuquina	Argentina
Bajada del Palo Oeste	100%	Operado	2053	Shale / Convencional	Neuquina	Argentina
Bajada del Palo Este	100%	Operado	2053	Shale / Convencional	Neuquina	Argentina
Charco del Palenque ⁽¹⁾	-	No operado	2034	Convencional	Neuquina	Argentina
Jarilla Quemada ⁽¹⁾	-	No operado	2040	Convencional	Neuquina	Argentina
25 de Mayo-Medanito ⁽¹⁾	-	No operado	2026	Convencional	Neuquina	Argentina
Jagüel de los Machos ⁽¹⁾	-	No operado	2025	Convencional	Neuquina	Argentina
Coirón Amargo Norte	84.60%	Operado	2037	Convencional	Neuquina	Argentina
Águila Mora	90%	Operado	2054	Shale	Neuquina	Argentina
Aguada Federal	100%	Operado	2050	Shale	Neuquina	Argentina
Bandurria Norte	100%	Operado	2050	Shale	Neuquina	Argentina
Acambuco	1.50%	No operado	2036 / 2040	Convencional	Noroeste	Argentina
CS-01	100%	Operado	2047	Convencional	Del Sureste	México

(1) Concesiones vendidas, efectivo desde el 1 de marzo de 2023.

Vista Energy S.A.B. de C.V.

Volúmenes de ventas exportados e ingresos por exportaciones histórica

Exportaciones de crudo	4T-23	3T-23	2T-23	1T-23	4T-22	3T-22	2T-22	1T-22	4T-21	3T-21	2T-21	1T-21
Volumen de ventas (Mbbbl)	2,033.2	2,207.8	1,583.3	2,420.5	2,156.6	1,946.9	1,475.7	988.2	995.6	498.1	472.0	1,088.7
Ingresos (\$MM)	150.8	165.4	108.6	169.0	159.9	175.6	147.0	77.1	70.5	32.2	26.8	52.7

Exportaciones de gas	4T-23	3T-23	2T-23	1T-23	4T-22	3T-22	2T-22	1T-22	4T-21	3T-21	2T-21	1T-21
Volumen de ventas (MMBtu)	13.8	1.5	12.6	38.8	33.2	3.0	3.9	11.2	1.0	-	-	-
Ingresos (\$MM)	3.9	0.5	3.5	12.7	10.8	1.1	0.9	2.4	0.2	-	-	-

Vista Energy S.A.B. de C.V.

Información Operativa de Vaca Muerta

Detalles de pozos shale

Bajada del Palo Oeste

Nombre del pozo	Número de pad ⁽¹⁾	Horizonte de navegación	Longitud lateral (mts)	Etapas totales
2013	BPO-1	Orgánico	2,483	33
2014	BPO-1	La Cocina	2,633	35
2015	BPO-1	Orgánico	2,558	34
2016	BPO-1	La Cocina	2,483	34
2029	BPO-2	Orgánico	2,189	37
2030	BPO-2	La Cocina	2,248	38
2032	BPO-2	Orgánico	2,047	35
2033	BPO-2	La Cocina	1,984	33
2061	BPO-3	La Cocina	2,723	46
2062	BPO-3	Orgánico	2,624	44
2063	BPO-3	La Cocina	3,025	51
2064	BPO-3	Orgánico	1,427	36
2025	BPO-4	Carbonato Inferior	2,186	26
2026	BPO-4	La Cocina	2,177	44
2027	BPO-4	Carbonato Inferior	2,551	31
2028	BPO-4	La Cocina	2,554	51
2501	BPO-5	La Cocina	2,538	52
2502	BPO-5	Orgánico	2,436	50
2503	BPO-5	La Cocina	2,468	50
2504	BPO-5	Orgánico	2,332	44
2391	BPO-6	La Cocina	2,715	56
2392	BPO-6	Orgánico	2,804	54
2393	BPO-6	La Cocina	2,732	56
2394	BPO-6	Orgánico	2,739	57
2261	BPO-7	La Cocina	2,710	46
2262	BPO-7	Orgánico	2,581	45
2263	BPO-7	La Cocina	2,609	45

2264	BPO-7	Orgánico	2,604	46
2211	BPO-8	Orgánico	2,596	53
2212	BPO-8	La Cocina	2,576	53
2213	BPO-8	Orgánico	2,608	54
2214	BPO-8	La Cocina	2,662	54
2351 ⁽²⁾	BPO-9	La Cocina	3,115	63
2352 ⁽²⁾	BPO-9	Orgánico	3,218	62
2353 ⁽²⁾	BPO-9	La Cocina	3,171	61
2354 ⁽²⁾	BPO-9	Orgánico	2,808	56
2441 ⁽²⁾	BPO-10	La Cocina	3,094	63
2442 ⁽²⁾	BPO-10	Orgánico	2,883	50
2443 ⁽²⁾	BPO-10	La Cocina	2,816	57
2444 ⁽²⁾	BPO-10	Orgánico	2,625	45
2081 ⁽²⁾	BPO-11	La Cocina	2,785	49
2082 ⁽²⁾	BPO-11	Orgánico	2,662	41
2083 ⁽²⁾	BPO-11	La Cocina	2,365	37
2084 ⁽²⁾	BPO-11	Orgánico	2,378	35
2311 ⁽²⁾	BPO-12	La Cocina	3,104	54
2312 ⁽²⁾	BPO-12	Orgánico	3,161	55
2313 ⁽²⁾	BPO-12	La Cocina	3,259	55
2481 ⁽²⁾	BPO-13	La Cocina	2,950	61
2482 ⁽²⁾	BPO-13	Orgánico	2,826	57
2483 ⁽²⁾	BPO-13	La Cocina	2,738	56
2484 ⁽²⁾	BPO-13	Orgánico	2,576	52
2601 ⁽²⁾	BPO-14	La Cocina	2,935	38
2602 ⁽²⁾	BPO-14	Orgánico	2,968	51
2603 ⁽²⁾	BPO-14	La Cocina	2,878	49
2604 ⁽²⁾	BPO-14	Orgánico	2,508	43
2411 ⁽²⁾	BPO-15	La Cocina	2,319	39
2412 ⁽²⁾	BPO-15	Orgánico	3,181	54
2413 ⁽²⁾	BPO-15	La Cocina	3,199	53
2414 ⁽²⁾	BPO-15	Orgánico	3,192	55
2415 ⁽²⁾	BPO-15	La Cocina	3,190	53
2341 ⁽³⁾	BPO-16	La Cocina	3,128	54
2342 ⁽³⁾	BPO-16	Orgánico	3,101	54
2343 ⁽³⁾	BPO-16	La Cocina	1,969	34
2344 ⁽³⁾	BPO-16	Orgánico	3,101	54
2321 ⁽³⁾	BPO-17	La Cocina	2,722	47
2322 ⁽³⁾	BPO-17	Orgánico	2,813	49
2323 ⁽³⁾	BPO-17	La Cocina	2,490	43
2324 ⁽³⁾	BPO-17	Orgánico	2,526	44
2007	BPO-18	La Cocina	2,026	35
2008	BPO-18	Orgánico	1,893	33
2009	BPO-18	La Cocina	1,968	34
2010	BPO-18	Orgánico	2,066	36
2681 ⁽³⁾	BPO-19	La Cocina	3,012	52

2682 ⁽³⁾	BPO-19	Orgánico	2,986	52
2683 ⁽³⁾	BPO-19	La Cocina	2,780	48
2684 ⁽³⁾	BPO-19	Orgánico	2,756	48
2942	BPO-20	La Cocina	2,490	43
2943	BPO-20	Orgánico	2,698	47
2944	BPO-20	La Cocina	2,664	46
2251	BPO-21	La Cocina	2,931	51
2252	BPO-21	Orgánico	2,920	51
2253	BPO-21	La Cocina	2,884	51
2254	BPO-21	Orgánico	2,889	51

(1) BPO-11 previamente denominado pad #12; BPO-12 previamente denominado pad #13; BPO-13 previamente denominado pad #14.

(2) Pozo incluido en el acuerdo de inversión conjunta con Trafigura. Participación de Vista: 80%.

(3) Pozo incluido en el acuerdo de inversión conjunta con Trafigura. Participación de Vista: 75%.

Bajada del Palo Este

Nombre del pozo	Número de pad	Horizonte de navegación	Longitud lateral (mts)	Etapas totales
2101	BPE-1	La Cocina	2,372	49
2103	BPE-1	La Cocina	2,081	43
2301	BPE-3	La Cocina	2,818	48
2202	BPE-2	La Cocina	2,722	47

Aguada Federal

Nombre del pozo	Número de pad	Horizonte de navegación	Longitud lateral (mts)	Etapas totales
WIN.Nq.AF-3(h)	AF-1	Orgánico	1,000	10
WIN.Nq.AF-4(h)	AF-1	Carbonato Superior	1,000	10
WIN.Nq.AF-7(h)	AF-1	Carbonato Superior	1,028	10
WIN.Nq.AF-9(h)	AF-1	Carbonato Superior	1,000	10
WIN.Nq.AF-5(h)	AF-2	La Cocina	2,500	35
WIN.Nq.AF-6(h)	AF-2	La Cocina	2,500	35
AF-102(h)	AF-2	La Cocina	2,884	57
AF-202(h)	AF-2	Orgánico	2,559	51
AF-303	AF-3	La Cocina	2,555	40
AF-403	AF-3	Orgánico	2,554	33
AF-1103	AF-3	La Cocina	2,800	44
AF-1203	AF-3	Orgánico	2,839	43
AF-1101	AF-4	La Cocina	2,855	48
AF-1102	AF-4	Orgánico	2,858	49
AF-1104	AF-4	La Cocina	2,876	49
AF-1105	AF-4	Carbonato Medio	2,901	47

Bandurria Norte

Nombre del pozo	Horizonte de navegación	Longitud lateral (mts)	Etapas totales
WIN.Nq.BN-3(h)	Orgánico	1,000	10
WIN.Nq.BN-2(h)	Carbonato Superior	1,000	10
WIN.Nq.BN-1(h)	La Cocina	2,500	35
YPF.Nq.LCav.x-11(h)	La Cocina	2,500	35

Aguila Mora

Nombre del pozo	Número de pad	Horizonte de navegación	Longitud lateral (mts)	Etapas totales
AM-1011h	AM-1	La Cocina	2,548	44
AM-1012h	AM-1	Carbonato Intermedio	2,468	43

Vista Energy S.A.B. de C.V.

Métricas de resultados

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

Métricas de resultados - en \$M	4T 2023	3T 2023	2T 2023	1T 2023	4T 2022	2023	2022
Ingresos totales ⁽¹⁾	309,196	302,760	239,628	317,190	320,296	1,168,774	1,187,660
Petróleo	296,180	285,639	221,584	293,913	298,540	1,061,317	1,113,411
Gas Natural	12,048	16,388	16,987	21,867	20,187	67,585	68,663
NGL y otros	968	733	1,057	1,410	1,569	4,168	5,586
Costo de ventas	(154,103)	(148,557)	(123,422)	(151,443)	(146,140)	577,525)	(557,424)
Costos de operación	(22,270)	(21,924)	(20,347)	(30,144)	(36,113)	(94,685)	(133,385)
Fluctuación del inventario del crudo	1,743	(1,209)	2,130	(4,722)	4,722	(2,058)	(500)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(79,011)	(70,600)	(62,447)	(64,372)	(63,148)	(276,430)	(234,862)
Regalías y otros ⁽¹⁾	(46,593)	(44,655)	(36,593)	(48,972)	(51,601)	(176,813)	(188,677)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	(7,972)	(10,169)	(6,165)	(3,233)	-	(27,539)	
Utilidad bruta	155,093	154,203	116,206	165,747	174,156	591,249	630,236
Gastos de ventas	(19,170)	(17,673)	(15,232)	(16,717)	(18,847)	(68,792)	(59,904)
Gastos generales y de administración	(18,665)	(15,031)	(19,776)	(17,011)	(19,615)	(70,483)	(63,826)
Gastos de exploración	352	148	(294)	(222)	(169)	(16)	(736)
Otros ingresos operativos	83,639	23,849	2,268	95,315	3,715	203,812	26,698
Otros gastos operativos	(143)	153	(4)	(963)	(715)	302	(3,321)
Deterioro de activos de larga duración	(24,585)	-	-	-	-	(24,585)	-
Utilidad (pérdida) de la operación	176,521	145,649	83,168	226,149	138,525	631,487	529,147
Ingresos por intereses	433	299	216	287	425	1,235	809
Gastos por intereses	(5,674)	(4,842)	(5,226)	(6,137)	(6,545)	(21,879)	(28,886)
Otros resultados financieros	(3,827)	(27,376)	(19,967)	(14,315)	(23,729)	(65,484)	(67,556)
Resultados financieros netos	(9,068)	(31,919)	(24,977)	(20,165)	(29,849)	(86,128)	(95,633)
Utilidad / (Pérdida) antes de impuestos	167,453	113,730	58,191	205,984	108,676	545,359	433,514
(Gasto)/Beneficio Impuesto sobre la renta corriente	39,570	(1,378)	(7,017)	(47,568)	54,560	(16,393)	(92,089)
(Gasto)/Beneficio Impuesto sobre la renta diferido	(74,085)	(29,251)	1,007	(29,682)	(87,732)	(132,011)	(71,890)
(Gasto)/Beneficio de impuesto	(34,515)	(30,629)	(6,010)	(77,250)	(33,172)	(148,404)	(163,979)
Utilidad / (Pérdida) neta del período	132,938	83,101	52,181	128,734	75,504	396,955	269,535

Reconciliación de EBITDA Ajustado (\$M)	4T 2023	3T 2023	2T 2023	1T 2023	4T 2022	2023	2022
Utilidad neta	132,938	83,101	52,181	128,734	75,504	396,955	269,535
(+) Impuesto sobre la renta	34,515	30,629	6,010	77,250	33,172	148,404	163,979
(+) Resultados financieros netos	9,068	31,919	24,977	20,165	29,849	86,128	95,633
Utilidad (pérdida) de Operación	176,521	145,649	83,168	226,149	138,525	631,487	529,147
(+) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	79,011	70,600	62,447	64,372	63,148	276,430	234,862
(+) Gastos de reestructuración y reorganización y otros	0	-	5	271	-	276	531
(+) Deterioro de activos de larga duración	24,585	-	-	-	-	24,585	-
(+) Ganancia relacionada a la transferencia de activos convencionales	-	-	-	(89,659)	-	(89,659)	-
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	7,972	10,169	6,165	3,233	-	27,539	-
EBITDA Ajustado	288,088	226,420	151,785	204,365	201,673	870,657	764,540
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%)</i>	<i>73%</i>	<i>78%</i>	<i>66%</i>	<i>67%</i>	<i>65%</i>	<i>69%</i>	<i>67%</i>
	4T 2023	3T 2023	2T 2023	1T 2023	4T 2022	2023	2022
Lifting Cost (\$MM)	22.3	21.9	20.3	30.1	36.1	94.7	133.4
<i>Lifting cost (\$/boe)</i>	<i>4.3</i>	<i>4.8</i>	<i>4.8</i>	<i>6.4</i>	<i>7.2</i>	<i>5.1</i>	<i>7.5</i>

(1) A partir de este trimestre, los "Derechos de exportación" se incluirán en la línea "Regalías y otros" y se añadirán a la línea "Ingresos". Anteriormente, la línea "Ingresos" se presentaba neta de derechos de exportación. Los valores históricos se ajustaron en consecuencia en las tablas que figuran en este documento. Este ajuste no ha tenido ningún efecto sobre el EBITDA ajustado ni sobre el resultado neto.

Vista Energy S.A.B. de C.V.

Utilidad/Pérdida neta ajustada histórica

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

Reconciliación de Utilidad/Pérdida Neta Ajustada (\$M)	4T-23	3T-23	2T-23	1T-23	4T-22	3T-22	2T-22	1T-22
Utilidad/Pérdida Neta	132,938	83,101	52,181	128,734	75,504	76,661	101,836	15,534
<i>Ajustes:</i>								
(+) Impuesto sobre la renta diferido	74,085	29,251	(1,007)	29,682	87,732	(14,258)	(2,334)	750
(+) Cambios en el valor razonable de los títulos	-	-	-	-	7,762	16,999	(17,188)	22,777
(-) Deterioro de activos de larga duración	24,585	-	-	-	-	-	-	-
(+) Ganancia por baja de activos	-	-	-	(89,659)	-	-	-	-
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	7,972	10,169	6,165	3,233	-	-	-	-
Ajustes a la Utilidad/Pérdida Neta	106,642	39,420	5,158	(56,744)	95,494	2,741	(19,522)	23,527
Utilidad/Pérdida Neta Ajustada	239,580	122,521	57,339	71,990	170,998	79,402	82,314	39,061

Reconciliación de Utilidad/Pérdida Neta Ajustada (\$M)	4T-21	3T-21	2T-21	1T-21
Utilidad/Pérdida Neta	35,555	4,732	5,505	4,858
<i>Ajustes:</i>				
(+) Impuesto sobre la renta diferido	21,001	6,005	10,679	2,010
(+) Cambios en el valor razonable de los títulos	(7,096)	7,927	1,283	69
(-) Deterioro de activos de larga duración	(14,044)	-	-	-
(+) Ganancia por baja de activos	-	-	-	-
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	-	-	-	-
Ajustes a la Utilidad/Pérdida Neta	(139)	13,932	11,962	2,079
Utilidad/Pérdida Neta Ajustada	35,416	18,664	17,467	6,937

Vista Energy S.A.B. de C.V.

Balance Consolidado

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 31 de diciembre 2023	Al 31 de diciembre de 2022
Propiedad, planta y equipos	1,927,759	1,606,339
Crédito Mercantil	22,576	28,288
Otros activos intangibles	10,026	6,792
Activos por derecho de uso	61,025	26,228
Inversiones en asociadas	8,619	6,443
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	136,351	15,864
Activos por impuestos diferidos	5,743	335
Total Activos No Corrientes	2,172,099	1,690,289
Inventarios	7,549	12,899
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	205,102	90,406
Caja, bancos e inversiones corrientes	213,253	244,385
Total Activos Corrientes	425,904	347,690
Total Activos	2,598,003	2,037,979
Pasivos por impuestos diferidos	383,128	243,411
Pasivos por arrendamiento	35,600	20,644
Provisiones	12,339	31,668
Préstamos	554,832	477,601
Beneficios a empleados	5,703	12,251
Total Pasivos No corrientes	991,602	785,575
Provisiones	4,133	2,848
Pasivos por arrendamiento	34,868	8,550
Préstamos	61,223	71,731
Salarios y contribuciones sociales	17,555	25,120
Impuesto sobre la renta	3	58,770
Otros impuestos y regalías	36,549	20,312
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	205,055	221,013
Total Pasivos Corrientes	359,386	408,344
Total Pasivos	1,350,988	1,193,919
Total Capital Contable	1,247,015	844,060
Total Capital Contable y Pasivos	2,598,003	2,037,979

Vista Energy S.A.B. de C.V.

Estado de Resultados

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2023	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2022	Para el año 2023	Para el año 2022
Ingreso por ventas a clientes	309,196	308,105	1,168,774	1,143,820
Ingresos por ventas de petróleo crudo	296,180	285,365	1,097,316	1,067,997
Ingresos por ventas de gas natural	12,048	21,171	67,290	70,237
Ingresos por ventas de GLP	968	1,569	4,168	5,586
Costo de ventas	(154,103)	(133,949)	(577,525)	(513,584)
Costos de operación	(22,270)	(36,113)	(94,685)	(133,385)
Fluctuación del inventario de crudo	1,743	4,722	(2,058)	(500)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(79,011)	(63,148)	(276,430)	(234,862)
Regalías y otros	(46,593)	(39,410)	(176,813)	(144,837)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	(7,972)	-	(27,539)	-
Utilidad bruta	155,093	174,156	591,249	630,236
Gastos de ventas	(19,170)	(18,847)	(68,792)	(59,904)
Gastos generales y de administración	(18,665)	(19,615)	(70,483)	(63,826)
Gastos de exploración	352	(169)	(16)	(736)
Otros ingresos operativos	83,639	3,715	203,812	26,698
Otros gastos operativos	(143)	(715)	302	(3,321)
Deterioro de activos de larga duración	(24,585)	-	(24,585)	-
Utilidad de operación	176,521	138,525	631,487	529,147
Ingresos por intereses	433	425	1,235	809
Gastos por intereses	(5,674)	(6,545)	(21,879)	(28,886)
Otros resultados financieros	(3,827)	(23,729)	(65,484)	(67,556)
Resultados financieros netos	(9,068)	(29,849)	(86,128)	(95,633)
Utilidad antes de impuestos	167,453	108,676	545,359	433,514
(Gasto) por impuesto sobre la renta corriente	39,570	54,560	(16,393)	(92,089)
(Gasto) / beneficio por impuesto sobre la renta diferido	(74,085)	(87,732)	(132,011)	(71,890)
(Gasto) por impuesto sobre la renta	(34,515)	(33,172)	(148,404)	(163,979)
Utilidad neta del período	132,938	75,504	396,955	269,535
Otros resultados integrales	4,909	(633)	4,267	177,446
Total utilidad integral del período	137,847	74,871	401,222	105,556

Vista Energy S.A.B. de C.V.

Estado del Flujo de Fondos

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2023	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2022	Para el año 2023	Para el año 2022
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
Utilidad neta del período / año	132,938	75,504	396,955	269,535
Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo				
Partidas relacionadas con actividades de operación:				
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	7,972	-	27,539	-
(Reversión) de reserva por pérdidas crediticias esperadas	-	-	-	(36)
Pagos basados en acciones	5,858	4,800	23,133	16,576
(Disminución) Incremento neto en provisiones	143	715	(578)	2,790
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	(7,927)	6,597	(18,458)	(33,263)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos	599	619	2,387	2,444
Gastos por intereses de arrendamiento	757	360	2,894	1,925
Descuento de activos y pasivos a valor presente	806	(2,229)	(2,137)	2,561
Gasto por impuesto sobre la renta	34,515	33,172	148,404	163,979
Beneficios a empleados	176	143	300	502
Partidas relacionadas con actividades de inversión:				
Ganancia relacionada con la cesión de activos convencionales	-	-	(89,659)	-
Deterioro de activos de larga duración	24,585	-	24,585	-
Ganancia por acuerdo de <i>farmout</i>	-	-	(24,429)	(18,218)
Ingresos por intereses	(433)	(425)	(1,235)	(809)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	(31,659)	(528)	(19,437)	17,599
Depreciaciones y agotamientos	77,894	62,376	272,371	231,746
Amortización de activos intangibles	1,117	772	4,059	3,116
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:				
Gastos por intereses	5,674	6,545	21,879	28,886
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales	-	7,762	-	30,350
Costo amortizado	525	827	1,810	2,365
Revaluación de préstamos	23,077	15,148	72,044	52,817

Otros resultados financieros	17,649	2,515	26,381	2,515
Cambios en activos y pasivos operativos:				
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	35,460	9,696	(81,260)	(46,272)
Inventarios	(1,743)	(4,722)	2,058	500
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	28,593	18,978	61,230	40,183
Pagos de beneficios a empleados	(74)	(68)	(283)	(254)
Salarios y contribuciones sociales	(253)	5,289	(26,441)	2,877
Otros impuestos y regalías	(2,673)	(15,569)	(43,507)	(8,024)
Provisiones	(89)	(510)	(1,359)	(2,265)
Pago de impuesto sobre la renta	(6,782)	(12,397)	(67,213)	(74,354)
Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas	346,705	215,370	712,033	689,771
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:				
Pagos por adquisiciones de propiedad, planta y equipos	(228,910)	(148,613)	(688,437)	(479,361)
Pagos por adquisición de activos AFBN	(6,250)	(6,250)	(25,000)	(115,000)
Pagos por adquisiciones de otros activos intangibles	(3,757)	(3,374)	(7,293)	(6,030)
Pagos por adquisiciones de inversiones en asociadas	(1,544)	-	(2,176)	20,000
Pagos de anticipos por arrendamientos	(131)	-	(14,292)	-
Pagos recibidos por acuerdo de <i>farmout</i>	-	(744)	26,650	(3,466)
Cobros procedentes de la cesión de activos convencionales	-	-	10,000	-
Pagos por otros activos	-	336	-	336
Cobros procedentes de intereses	433	425	1,235	809
Flujos netos de efectivo (aplicados en) actividades de inversión	(240,159)	(158,220)	(699,313)	(582,712)
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:				
Préstamos recibidos	99,669	52,618	318,169	128,788
Pago de costos de emisión de préstamos	(80)	(1,086)	(1,779)	(1,670)
Pago de capital de los préstamos	(141,225)	(30,096)	(211,499)	(195,091)
Pago de intereses de los préstamos	(4,239)	(4,238)	(22,993)	(34,430)
Pago de arrendamientos	(6,343)	(2,892)	(36,780)	(11,494)
Recompra de acciones	-	(5,500)	-	(29,304)
Pagos de otros costos financieros	(17,649)	-	(25,562)	-
Flujos netos de efectivo generados por (aplicados en) actividades de financiamiento	(69,867)	8,806	19,556	(143,201)

	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2023	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2022	Para el año 2023	Para el año 2022
Aumento (disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo	36,679	65,956	32,276	(36,142)
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del período	170,846	180,793	241,956	311,217
Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera	1,991	(4,793)	(64,716)	(33,119)
Aumento (disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo	36,679	65,956	32,276	(36,142)
Efectivo y equivalente de efectivo al cierre del período	209,516	241,956	209,516	241,956

Glosario, monedas y definiciones:

- Nota: Los montos están expresados en dólares estadounidenses, a menos que se indique otra moneda y de acuerdo con los estándares de las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") o "International Financial Reporting Standards" (IFRS). Todos los resultados son no auditados. Los montos totales podrían no sumar debido al redondeo.
- Conversión de métricas:
 - 1 metro cubico de petróleo = 6.2898 barriles de petróleo
 - 1,000 metros cúbicos de gas = 6.2898 barriles de petróleo equivalentes
 - 1 millón de unidad térmica británica (BTU por sus siglas British Thermal Unit en inglés) = 27.096 metros cúbicos de gas
- ▲ q/q : Representa la variación porcentual trimestre a trimestre.
- ▲ y/y: Representa la variación porcentual año a año.
- ▲ q: Representa la variación en Millones de dólares estadounidenses trimestre a trimestre.
- ▲ y: Representa la variación en Millones de dólares estadounidenses año a año.
- #T: 1,2,3 o 4 seguido por una "T" representa el trimestre correspondiente de cierto año
- \$MM: Millones de dólares estadounidenses
- \$M: Miles de dólares estadounidenses
- \$/bbl: dólares estadounidenses por barril de petróleo
- \$/boe: dólares estadounidenses por barril de petróleo equivalente
- \$/MMBtu dólares estadounidenses por millón de unidad térmica británica (BTU por sus siglas British thermal unit en inglés)
- \$/tn: dólares estadounidenses por tonelada
- Boe: Barriles de petróleo equivalentes (ver conversión de métrica previamente mencionada)
- Boe/d: Barriles de petróleo equivalentes por día
- Bbl/d: Barriles de petróleo por día
- Activos Convencionales Transferidos: las concesiones Entre Lomas Río Negro, Entre Lomas Neuquén, Jarilla Quemada, Charco del Palenque, 25 de Mayo Medanita SE y Jagüel de los Machos, operadas por Aconcagua a partir del 1 de marzo de 2023
- Costos operativos: incluye producción, transporte, tratamiento y servicios de apoyo en campo; excluye fluctuaciones en inventarios de crudo, depreciaciones, regalías, impuestos directos, comercial, exploración y costos de G&A.
- EBITDA ajustado = EBITDA ajustado = (Pérdida) / Utilidad neta + Impuesto sobre la renta + Resultados financieros netos + Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones + Costos de transacción relacionados a la combinación de negocios + Gastos de reestructuración y reorganización + Ganancia relacionada a la transferencia de activos convencionales + Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales + Deterioro de activos de larga duración + Otros ajustes.
- EPS ajustado (Earnings per share): Utilidad/pérdida neta ajustada / Número promedio ponderado de acciones comunes
- Free cash flow se calcula como la suma del flujo de efectivo de las actividades operativas y el flujo de efectivo de las actividades de inversión.
- GNC: Gas natural comprimido
- Índice de reemplazo de reservas: calculado como las reservas probadas dividido la producción anual.

- Índice de vida de las reservas: calculado como las adiciones dividido la producción anual.
- Lifting cost por boe: costos operativos dividido por la producción total en barriles de petróleo equivalente
- Margen de EBITDA ajustado: El EBITDA ajustado dividido por los ingresos totales + Ganancias del programa de Incremento a las exportaciones
- MMboe: Millones de barriles de petróleo equivalentes.
- MMm3/d: Millones de metros cúbicos por día
- Mts: metros
- Plan Gas: se refiere a la regulación impuesta por la Resolución No. 391/2020 mediante la cual Vista fue allocada un volumen de 0.86 MMm3/d sobre un volumen total de 67.4 MMm3/d a un precio promedio anual de 3.29 \$/MMBtu por un periodo de cuatro años finalizado el 31 de diciembre de 2025.
- Reservas: La información incluida en este reporte anual respecto a las cantidades estimadas de Reservas Probadas se deriva de las estimaciones de las Reservas Probadas al 31 de diciembre de 2023. Las estimaciones de Reservas Probadas se derivan del reporte de fecha 7 de febrero de 2024, preparado por DeGolyer and MacNaughton Corp. ("D&M"), para los bloques ubicados en Argentina y México. D&M es un consultor independiente ingeniero en reservas. El Reporte de Reservas de 2023 preparado por D&M se realizó con base en la información proporcionada por la Compañía y presenta una valuación al 31 de diciembre de 2023 de las reservas de petróleo y gas ubicadas en Entre Lomas Río Negro, Entre Lomas Neuquén, Bajada del Palo Oeste, Bajada de Palo Este, Charco del Palenque, Jarilla Quemada, Coirón Amargo Norte, Acambuco, Jagüel de los Machos, 25 de Mayo-Medanito, Aguada Federal y Bandurria Norte en Argentina, y en el bloque CS-01 en México.
- Transacción de Activos Convencionales: activos operados por Aconcagua, a partir del 1 de marzo de 2023. Desde dicha fecha, Vista conservara el derecho al 40% de la producción de petróleo y gas, y al 100% de la producción de GLP y condensados, de dichos activos transferidos.
- Utilidad/pérdida neta ajustada: utilidad/pérdida neta + impuesto diferido + cambios en el valor razonable de los títulos opcionales + deterioro de activos de larga duración.

DISCLAIMER

Información adicional sobre Vista Energy S.A.B. de C.V. ("Vista" o la "Compañía"), una sociedad constituida de conformidad con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos ("México"), puede ser encontrada en la sección "Inversionistas" en la página de internet www.vistaenergy.com

Esta presentación no constituye una oferta de venta ni una solicitud de oferta de compra de valores de la Compañía, en ninguna jurisdicción.

Esta presentación no constituye una oferta de suscripción o enajenación ni una solicitud de oferta de adquisición de valores de la Compañía, en jurisdicción alguna.

Esta presentación no contiene toda la información financiera de la Compañía. En consecuencia, los inversionistas deben leer esta presentación junto con los estados financieros consolidados de la Compañía y otra información financiera disponible en el sitio web de la Compañía.

Cifras redondeadas y porcentajes: ciertas cifras y porcentajes incluidos en esta presentación han sido redondeados para facilitar su presentación. Los porcentajes incluidos en esta presentación no se han calculado en todos los casos sobre la base de dichas cifras redondeadas, sino sobre la base de dichas cifras antes del redondeo. Por esta razón, ciertos porcentajes en esta presentación podrían variar de las cifras obtenidas al realizar los mismos cálculos utilizando las cifras contenidas en los estados financieros. Además, algunas otras cantidades que aparecen en esta presentación podrían no resultar debido al redondeo.

Esta presentación contiene ciertas métricas que no tienen significados estandarizados o métodos de cálculo estándar y, por lo tanto, dichas métricas pueden no ser comparables a métricas similares utilizadas por otras compañías. Estas métricas han sido incluidas para proporcionar a los lectores medidas adicionales para evaluar el desempeño de la Compañía; sin embargo, dichas medidas no son indicadores confiables del desempeño futuro de la Compañía y es posible que el desempeño futuro no sea comparable con el desempeño de períodos anteriores.

No se puede depositar confianza, para efecto alguno, en la información contenida en este documento ni en su exhaustividad. No se otorga ni se dará declaración ni garantía alguna, ya sea expresa o implícita, en o en nombre de la Compañía, o de cualquiera de sus afiliadas (dentro del significado de "Afiliadas" en la Regla 405 del Securities Act de 1933), miembros, directores, oficiales o empleados o cualquier otra persona en cuanto a la exactitud, exhaustividad o imparcialidad de la información u opiniones contenidas en esta presentación o cualquier otro material discutido verbalmente, y cualquier confianza que usted deposite en ellos será bajo su propio riesgo. Además, la Compañía o cualquiera de sus Afiliadas, miembros, directores, funcionarios o empleados o cualquier otra persona no aceptará ninguna responsabilidad (ya sea directa o indirecta, contractual, extracontractual o de otro tipo) en relación con dicha información u opiniones o cualquier otro asunto relacionado con esta presentación o su contenido, o que surja de cualquier otro modo en relación con la misma.

Esta presentación incluye información financiera que no ha sido obtenida conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera, mismas que no han sido objeto de ninguna auditoría respecto de ningún periodo.

La información y opiniones contenidas en esta presentación se proporcionan a la fecha de esta presentación y están sujetas a verificación, finalización y cambios sin previo aviso.

Esta presentación incluye "estimaciones futuras" relativas a expectativas del futuro. Palabras como "cree", "espera", "anticipa", "pretende", "debería", "busca", "estima", "futuro" o expresiones similares se incluyen con la intención de identificar declaraciones sobre el futuro. Hemos basado estas estimaciones futuras en numerosas suposiciones, incluyendo nuestras creencias, expectativas y proyecciones actuales sobre eventos presentes y futuros y tendencias financieras que afectan nuestro negocio. Aunque nuestro equipo de administración considera que las hipótesis y estimaciones en que se basan las declaraciones futuras son razonables y se basan en la mejor información disponible actualmente, dichas declaraciones futuras se basan en hipótesis que están sujetas a importantes incertidumbres y contingencias, muchas de las cuales están fuera de nuestro control. Habrá diferencias entre los resultados reales y los proyectados, y los resultados reales pueden ser mayores o menores a los contenidos en las proyecciones. Las proyecciones relacionadas con nuestros resultados de producción, así como nuestras estimaciones de costos, se basan

en la información que tenemos disponible a esta fecha y reflejan numerosas suposiciones, incluyendo suposiciones relativas a curvas tipo para nuevos diseños de pozos y ciertas expectativas de espaciamiento por etapa, todas las cuales son difíciles de predecir y muchas de las cuales están fuera de nuestro control y por lo tanto sujetas a varios riesgos e incertidumbres. La inclusión de la información financiera estimada en este documento no debe considerarse como una indicación de que nosotros o nuestro equipo de administración consideramos que dichas predicciones como fiables de acontecimientos futuros. En dicho sentido, no se puede hacer ninguna representación en cuanto a la posibilidad de alcanzar las proyecciones, los lineamientos u otras estimaciones de los resultados, el rendimiento o los logros futuros. No garantizamos la exactitud, fiabilidad, adecuación o integridad de nuestras proyecciones. Nadie de nuestro equipo de administración ni de nuestros representantes ha realizado declaración alguna con respecto a nuestro desempeño futuro en comparación con la información contenida en nuestras proyecciones, y ninguno de ellos tiene la intención o asume la obligación de actualizar o revisar las proyecciones realizadas para reflejar las circunstancias efectivamente existentes luego de la fecha en que se hicieron nuestras proyecciones o para reflejar la existencia de acontecimientos futuros en caso de que se demuestre que algunos o todos los supuestos en que se basaron nuestras proyecciones estuvieron equivocados. Podríamos hacer referencia a estas proyecciones en nuestros informes periódicos a ser presentados conforme a la Ley del Mercado de Valores. Estas expectativas y proyecciones están sujetas a importantes riesgos e incertidumbres conocidas y desconocidas que pueden hacer que nuestros resultados reales, desempeño o logros, o resultados de la industria, sean materialmente diferentes de cualquier resultado esperado o proyectado, desempeño o logros expresados o implícitos en dichas estimaciones futuras. Muchos factores de importancia podrían causar que nuestros resultados, desempeño o logros reales difieran materialmente de aquellos expresados o implícitos en nuestras estimaciones futuras, incluyendo, entre otras cosas: incertidumbres relacionadas con concesiones gubernamentales futuras y permisos de exploración; resultados adversos en litigios que puedan surgir en el futuro; condiciones políticas, económicas, sociales, demográficas y comerciales generales en Argentina, México y en otros países en los que operamos; el impacto del desarrollo de acontecimientos políticos e incertidumbre relacionados con las condiciones políticas y económicas en Argentina, incluyendo las políticas del nuevo gobierno electo en Argentina, desarrollo de acontecimientos económicos y políticos relevantes en México y en los Estados Unidos de América; incertidumbre relacionada con las próximas elecciones presidenciales y en el Congreso en México en junio de 2024; cambios en las leyes, normas, reglamentos e interpretaciones y aplicación de las mismas aplicables a los sectores energéticos de Argentina y México, incluyendo cambios en el entorno regulatorio en el que operamos y cambios en los programas establecidos para promover las inversiones en la industria energética; cualquier aumento inesperado en los costos de financiamiento o la imposibilidad de obtener financiamiento y/o capital adicional de acuerdo con términos atractivos; cualquier cambio en los mercados de capital en general que pueda afectar las políticas o actitudes en Argentina y/o México, y/o compañías argentinas y mexicanas con respecto a financiamientos otorgados o inversiones hechas en Argentina y México o compañías argentinas y mexicanas; multas u otras penalidades y reclamos por parte de las autoridades y/o clientes; cualquier restricción futura en la capacidad de cambiar Pesos mexicanos o argentinos a divisas o transferir fondos al extranjero; la revocación o modificación de nuestros respectivos contratos de concesión por parte de la autoridad otorgante; nuestra capacidad para implementar nuestros planes de gastos de capital o nuestra estrategia de negocios, incluyendo nuestra capacidad para obtener financiamiento cuando sea necesario y en términos razonables; intervención del gobierno, incluyendo medidas que resulten en cambios en los mercados laborales, mercados cambiarios o sistemas fiscales de Argentina y México; tasas de inflación continuas y/o más altas y fluctuaciones en los tipos de cambio, incluyendo la depreciación del Peso Mexicano o del Peso Argentino; cualquier evento de fuerza mayor, o fluctuaciones o reducciones en el valor de la deuda pública argentina; cambios en la demanda de energía; los efectos de pandemias, epidemias o cualquier restricción regulatoria de carácter obligatorio subsecuente o medidas de confinamiento; regulaciones ambientales, de salud y seguridad y estándares de la industria que se están volviendo más estrictos; mercados de energía, incluyendo el momento y alcance de los cambios y la volatilidad en los precios de las materias primas, y el impacto de cualquier reducción prolongada o material en los precios del petróleo a partir de los promedios históricos; cambios en la regulación de los sectores de energía y petróleo y gas en Argentina y México, y en toda América Latina; nuestra relación con nuestros empleados y nuestra capacidad para retener a los miembros clave de nuestra alta gerencia y a los empleados técnicos clave; la capacidad de nuestros directores y funcionarios para identificar un número

adecuado de oportunidades potenciales de adquisición; nuestras expectativas con respecto al desempeño de nuestros negocios recientemente adquiridos; nuestras expectativas con respecto a la producción, los costos y los precios futuros del petróleo crudo utilizados en nuestras proyecciones; el aumento de la competencia en el mercado en los sectores de la energía en Argentina y México; y los posibles cambios en la regulación y en los acuerdos de libre comercio como resultado de las condiciones políticas de Estados Unidos, México u otras naciones latinoamericanas; regulaciones ambientales y políticas internas para alcanzar objetivos del clima global; el actual conflicto entre Rusia y Ucrania, y más recientemente, el conflicto entre Israel y Hamas.

Las estimaciones futuras se refieren únicamente a la fecha en las que se realizaron, y no asumimos ninguna obligación de publicar actualizaciones o revisiones de ninguna de las declaraciones sobre proyectos futuros contenidas en el presente documento debido a nueva información, eventos futuros u otros factores. A la luz de estas limitaciones, no se debe depositar una confianza indebida en las declaraciones a futuro contenidas en este documento. Para más información sobre los riesgos e incertidumbres asociados con estas estimaciones futuras y el negocio de Vista puede consultar la información pública de Vista en EDGAR (www.sec.gov), en la Bolsa Mexicana de Valores (www.bmv.gob.mx) en la página de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (la "CNBV") (www.gob.mx/cnbv).

Usted no deberá considerar ninguna declaración con respecto a las tendencias o actividades pasadas como una garantía de que las tendencias o actividades continuarán hacia el futuro. Por consiguiente, usted no deberá basarse en declaraciones. Esta presentación no pretende constituir, y no debe ser interpretada como un consejo de inversión.

Otra información

Vista publica de forma continua información de importancia para los inversores en la sección de apoyo de Relaciones con los Inversionistas en su sitio web, www.vistaenergy.com. Vista podría, de tiempo en tiempo, utilizar su sitio web como un canal de distribución de información material. Por lo tanto, los inversionistas deben monitorear el sitio web de Relaciones con los Inversionistas de Vista, además de seguir los comunicados de prensa de Vista, las presentaciones ante la SEC, la CNBV, las Bolsa Mexicana de Valores las conferencias telefónicas públicas y las transmisiones por Internet. Información adicional sobre Vista Energy puede encontrarse en la sección "Inversionistas" del website en www.vistaenergy.com

CONTACTO:

ir@vistaenergy.com

Argentina: +54.11.3754.8500

Mexico: +52.55.8647.0128