



2024

Resultados del 1^{er} trimestre

Ciudad de México, 24 de abril de 2024

NYSE: VIST

BMV: VISTA



Vista: resultados del 1er trimestre de 2024

24 de abril 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 1T 2024.

Aspectos destacados del 1T 2024:

- La producción total del 1T 2024 fue de 55,046 boe/d, un aumento del 5% comparado con el 1T 2023. En base proforma, ajustando por la producción de los Activos Convencionales Transferidos (definido debajo) a partir del 1 de marzo de 2023 ⁽¹⁾, la producción incrementó 14% año contra año. La producción de petróleo en el 1T 2024 fue de 47,299 bbl/d, con un aumento interanual del 7% o 15% en base proforma ⁽¹⁾. En 1T 2024, la producción total y la producción de petróleo estuvieron ambas 2% por debajo del trimestre anterior.
- En el 1T 2024, el precio realizado de petróleo fue 70.3 \$/bbl, 4% por encima del precio promedio realizado de petróleo en el 4T 2023, y un incremento del 6% en comparación con el 1T 2023. En el 1T 2024, el 57% de los volúmenes de venta de petróleo, combinando mercados internacionales y mercado doméstico, fueron vendidos a precios de paridad de exportación, comparado con un 58% en el 1T 2023.
- El precio realizado de gas natural para el 1T 2024 fue de 2.8 \$/MMBtu, una disminución de 40% año contra año, principalmente impactado por una disminución del 61% en los precios del segmento industrial.
- Los ingresos totales en el 1T 2024 fueron de 317.4 \$MM, estables con respecto al mismo periodo del año anterior, impulsados principalmente por el aumento de los precios realizados del petróleo y parcialmente contrarrestados por cambios en el inventario de petróleo. Durante el 1T 2024, los ingresos netos por exportaciones de petróleo y gas natural fueron de 126.1 \$MM, y representaron el 41% de los ingresos netos totales, que fueron de 307.8 \$MM. Los ingresos netos por exportaciones de petróleo en el 1T 2024 fueron de 119.1 \$MM y representaron el 41% de los ingresos netos de petróleo.
- El lifting cost fue 4.3 \$/boe en el 1T 2024, un 33% por debajo del 1T 2023, reflejando el nuevo modelo de la Compañía totalmente enfocado en operaciones de petróleo shale, siguiendo la Transacción de Activos Convencionales a partir del 1 de marzo de 2023 ⁽¹⁾.
- El EBITDA ajustado para el 1T 2024 alcanzó 220.6 \$MM, un incremento de 8% por encima de 1T 2023, impulsado principalmente por menores costos operativos frente a ingresos estables. El Margen de EBITDA ajustado fue 68%, 4 p.p. por encima del 1T 2023.
- La Utilidad neta ajustada del 1T 2024 fue 47.4 \$MM, comparada con una Utilidad neta ajustada de 72.0 \$MM en 1T 2023, mayormente impulsada por un mayor Impuesto sobre la renta corriente y

Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones, y parcialmente contrarrestada por un mayor EBITDA ajustado. El EPS ajustado del 1T 2024 fue 0.5 \$/acción, comparado con 0.8 \$/acción en 1T 2023.

- Durante el 1T 2024, las inversiones fueron 242.2 \$MM. La Compañía invirtió 195.5 \$MM en perforación, completación y reintervención de pozos en Vaca Muerta (principalmente vinculado con la perforación de 12 pozos y la completación de 11 pozos en Bajada del Palo Oeste), 38.1 \$MM en instalaciones de superficie, y 8.5 \$MM en estudios de G&G, proyectos de IT y otras inversiones.
- El Free cash flow del 1T 2024 fue negativo de 83.8 \$MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue de 53.2 \$MM, impactado por un incremento temporal del capital de trabajo y cobranzas anticipadas para las expansiones de infraestructura midstream. El flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión fue de 137.1 \$MM para el trimestre, reflejando inversiones por 242.2 \$MM y una disminución de inversiones relacionadas con el capital de trabajo de 94.5 \$MM. El flujo neto de efectivo de actividades de financiamiento fue 22.2 \$MM ⁽²⁾, mayormente impulsado por 95.9 \$MM en préstamos recibidos y parcialmente contrarrestado por 45.0 \$MM por pagos de capital de los préstamos.

(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 reservas, y al 100% de la producción de GLP y condensados, de los Activos Convencionales Transferidos.

(2) El flujo neto de efectivo de actividades de financiamiento del 1T 2024 es la suma de: (i) El flujo de efectivo de actividades de financiamiento de 32.9 \$MM; (ii) el efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera y otros resultados financieros de -13.8 \$MM; y (iii) la variación del valor de los bonos gubernamentales de 3.2 \$MM.

Producción

Producción total promedio diaria neta

	1T-24	4T-23	1T-23	1T-23 proforma ⁽¹⁾	▲ y/y proforma ⁽¹⁾	▲ y/y	▲ q/q
Total (boe/d)	55,046	56,353	52,207	48,492	14%	5%	(2)%
Crudo (bbl/d)	47,299	48,469	44,048	41,107	15%	7%	(2)%
Gas Natural (MMm ³ /d)	1.20	1.19	1.23	1.11	8%	(3)%	1%
GNL (bbl/d)	212	409	407	407	(48)%	(48)%	(48)%

(1) Ajustado por la Transacción de los Activos Convencionales (muestra la producción como si la transacción hubiese ocurrido el 1 de marzo de 2022). Esta columna refleja de manera correcta las cifras correspondientes a los conceptos que se mencionan, corrigiendo las cifras divulgadas en los Eventos Relevantes publicados por la Sociedad el 13 de julio de 2023, y el 24 de octubre de 2023, 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 1T 2024 fue de 55,046 boe/d, un incremento del 14% año contra año en base proforma, ajustando por la Transacción de los Activos Convencionales, impulsada por el sólido rendimiento en Vaca Muerta, y una disminución del 2% trimestre contra trimestre. La producción de crudo fue 47,299 bbl/d durante el 1T 2024, un incremento interanual del 15% en base proforma, y una disminución del 2% comparada con el 4T 2023. La producción de gas natural durante el 1T 2024 fue 1.20 MMm³/d, un incremento interanual del 8% en base proforma y un incremento del 1% comparada con el 4T 2023. La producción de GNL en el 1T 2024 fue de 212 boe/d, una disminución del 48% interanual, y una disminución del 48% trimestre contra trimestre.

Producción neta promedio diaria por activo del 1T 2024

	Interés	Petróleo (bbl/d)	Gas Natural (MMm ³ /d)	GNL (boe/d)	Total (boe/d)	% Total promedio día
Concesiones (volúmenes a su participación)		47,299	1.20	212	55,046	100%
Bajada del Palo Oeste	100%	35,928	0.74	-	40,573	74%
Aguada Federal	100%	3,033	0.04	2	3,308	6%
Bajada del Palo Este	100%	3,306	0.03	4	3,478	6%
Águila Mora	90%	901	0.06	-	1,263	2%
Bandurria Norte	100%	-	0.00	-	-	-
Bajada del Palo Oeste	100%	230	0.10	-	882	2%
Bajada del Palo Este	100%	122	0.02	10	280	1%
Coirón Amargo Norte	84.6%	119	0.00	-	148	0%
CS-01 (México)	100%	732	0.00	-	756	1%
Total producción operada		44,371	1.00	17	50,688	92%
Entre Lomas ⁽¹⁾	-	1,329	0.12	188	2,284	4%
Jagüel de los Machos ⁽¹⁾	-	740	0.04	-	969	2%
25 de Mayo-Medanito ⁽¹⁾	-	763	0.01	-	816	1%
Agua Amarga ⁽¹⁾	-	80	0.01	7	131	0%
Acambuco	1.5%	17	0.02	-	158	0%
Total producción no operada		2,928	0.20	195	4,358	8%
<i>Total producción shale</i>		<i>43,167</i>	<i>0.87</i>	<i>6</i>	<i>48,622</i>	<i>88%</i>
<i>Total producción convencional</i>		<i>4,132</i>	<i>0.33</i>	<i>205</i>	<i>6,424</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 reservas, y al 100% de la producción de GLP y condensados, de los Activos Convencionales Transferidos.

Ingresos

Ingresos totales por producto

Ingresos por producto - en \$MM	1T 2024	4T 2023	1T 2023	▲ y/y	▲ q/q
Ingresos	317.4	309.2	317.2	0%	3%
Derechos de exportación	(9.6)	(12.4)	(14.0)	(32)%	(23)%
Ingresos Netos	307.8	296.8	303.2	1%	4%
Petróleo	293.1	283.8	280.0	5%	3%
<i>Mercado Externo</i>	119.1	150.8	169.0	(30)%	(21)%
<i>Mercado Doméstico</i>	174.0	133.1	110.9	57%	31%
<i>Mercado Doméstico a paridad de exportación</i>	58.6	37.4	-	-	56%
Gas Natural	14.5	12.0	21.9	(34)%	21%
<i>Mercado Externo</i>	7.0	3.9	12.7	(45)%	80%
<i>Mercado Doméstico</i>	7.5	8.1	9.1	(18)%	(7)%
NGL	0.2	1.0	1.4	(86)%	(79)%

Precios promedio realizados por producto

Producto	1T 2024	4T 2023	1T 2023	▲ y/y	▲ q/q
Petróleo (\$/bbl)	70.3	67.8	66.6	6%	4%
<i>Mercado Externo</i>	74.0	74.2	69.8	6%	(0)%
<i>Mercado Doméstico</i>	68.0	61.8	62.2	9%	10%
<i>Mercado Doméstico a paridad de exportación</i>	76.5	78.0	-	-	(2)%
Gas Natural (\$/MMBtu)	2.8	2.2	4.7	(40)%	25%
<i>Mercado Externo</i>	6.9	7.6	8.9	(22)%	(9)%
<i>Mercado Doméstico</i>	1.8	1.7	2.8	(37)%	8%
NGL (\$/tn)	236	271	351	(33)%	(13)%

Volúmenes de venta totales por producto

Producto	1T 2024	4T 2023	1T 2023	▲ y/y	▲ q/q
Petróleo (\$/bbl)	4.17 ⁽¹⁾	4.19	4.20	(1)%	(0)%
<i>Mercado Externo</i>	1.61	2.03	2.42	(34)%	(21)%
<i>Mercado Doméstico</i>	2.56	2.15	1.78	44%	19%
<i>Mercado Doméstico a paridad de exportación</i>	0.77	0.48	-	-	60%
Gas Natural (\$/MMBtu)	5.22	5.41	4.69	11%	(4)%
<i>Mercado Externo</i>	1.01	0.51	1.43	(30)%	98%
<i>Mercado Doméstico</i>	4.21	4.90	3.25	30%	(14)%
NGL (\$/tn)	0.85	3.57	4.01	(79)%	(76)%

(1) Incremento de inventario de 0.14 MMbbl, resultando de una producción de 4.30 MMbbl, y ventas de 4.17 MMbbl.

Durante el 1T 2024, los ingresos totales fueron de 317.4 \$MM, estables comparado con el 1T 2023. En el 1T 2024, los ingresos netos de las exportaciones de petróleo y gas fueron 126.1 \$MM, representando el 41% de los ingresos netos totales, que fueron 307.8 \$MM.

Los ingresos netos por ventas de petróleo del 1T 2024 fueron de 293.1 \$MM, representando un 95.2% de los ingresos netos totales, un incremento del 5% comparado con el 1T 2023, impulsados por los mayores precios realizados de petróleo. El precio promedio realizado de petróleo fue 70.3 \$/bbl, 6% por encima del 1T 2023. Durante el 1T 2024, la Compañía exportó el 39% del volumen total de petróleo vendido a un precio promedio realizado de 74.0 \$/bbl. Los ingresos netos por exportaciones de petróleo fueron 119.1 \$MM y representaron el 41% de los ingresos netos por ventas de petróleo. Durante el 1T 2024, 61% de los volúmenes fueron vendidos al mercado doméstico a un precio promedio de 69.3 \$/bbl, 5% por encima del 1T 2023, o de 68.0 \$/bbl neto de los costos de transporte por camiones. Durante el 1T 2024, el 57% del volumen total de las ventas de petróleo fueron vendidos a precios de paridad de exportación.

Los ingresos netos por ventas de gas natural fueron 14.5 \$MM en el 1T 2024, representado un 4.7% de los ingresos netos totales. El precio promedio de las ventas de gas natural en el trimestre fue 2.8 \$/MMBtu, un 40% menor al 1T 2023. El Plan Gas representó el 32% de las ventas de gas natural totales, con un precio promedio realizado de 2.7 \$/MMBtu durante el trimestre. Las ventas a clientes industriales representaron el 49% de las ventas de gas natural totales, con un precio promedio realizado de 1.2 \$/MMBtu. El 19% restante del volumen total de ventas de gas natural se exportó a un precio promedio realizado de 6.9 \$/MMBtu.

Los ingresos netos por ventas de líquidos de gas natural fueron 0.2 \$MM durante el 1T 2024, representando el 0.1% de las ventas netas totales. El precio promedio de NGL fue 236 \$/tn.

Costos de operación

	1T 2024	4T 2023	1T 2023	▲ y/y	▲ q/q
Costos Operativos (\$MM)	21.6	22.3	30.1	(28)%	(3)%
<i>Lifting cost por boe (\$/boe)</i>	<i>4.3</i>	<i>4.3</i>	<i>6.4</i>	(33)%	0%

Los costos operativos durante el 1T 2024 fueron de 21.6 \$MM, un 28% por debajo año contra año. El lifting cost por boe en el 1T 2024 fue de 4.3 \$/boe, una disminución del 33% año contra año, reflejando el nuevo modelo de la Compañía totalmente enfocado en operaciones de petróleo shale, siguiendo la Transacción de Activos Convencionales a partir del 1 de marzo de 2023.

EBITDA ajustado

Reconciliación de EBITDA ajustado (\$MM)	1T 2024	4T 2023	1T 2023	▲ y	▲ q
Utilidad neta	78.7	132.9	128.7	(50.1)	(54.3)
(+) Impuesto sobre la renta	23.4	34.5	77.3	(53.9)	(11.1)
(+) Resultados financieros netos	27.0	9.1	20.2	6.9	18.0
Utilidad de Operación	129.1	176.5	226.1	(97.1)	(47.4)
(+) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	82.4	79.0	64.4	18.0	3.4
(+) Gastos de reestructuración y reorganización y otros ajustes	-	-	0.3	(0.3)	(0.0)
(+) Deterioro de activos de larga duración	-	24.6	-	0.0	(24.6)
(+) Ganancia relacionada con la cesión de activos convencionales	-	-	(89.7)	89.7	0.0
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	9.1	8.0	3.2	5.9	1.1
EBITDA Ajustado ⁽¹⁾	220.6	288.1	204.4	16.2	(67.5)
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%)⁽²⁾</i>	68%	73%	64%	+4p.p.	(5)p.p.

(1) 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.

(2) Margen de EBITDA ajustado = EBITDA ajustado / (Ingresos totales + Ganancias del Programa de Incremento de las Exportaciones). Margen de EBITDA ajustado para 1T 2024 (68%) = EBITDA ajustado (221 \$MM) / (Ingresos totales (317 \$MM) + Ganancias del Programa de Incremento de las Exportaciones (5 \$MM)).

El EBITDA ajustado fue de 220.6 \$MM en el 1T 2024, un incremento del 8% en comparación con el 1T 2023, impulsado principalmente por menores costos operativos e ingresos totales estables. Otros ingresos operativos incluye 7.4 \$ MM (neto de costos) ⁽³⁾ en el 1T 2024, comparado con 81.2 \$MM en el 4T 2023, relacionados con la repatriación de los 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 fijó en 20% la porción de las exportaciones a ser repatriada al tipo de cambio contado con liquidación (el "Programa de Incremento de las Exportaciones").

El Margen de EBITDA ajustado fue 68%, 4 p.p. por encima de 1T 2023. 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.

(3) Las Ganancias del Programa de Incremento de las Exportaciones fue de 5.3 \$MM y 7.4 \$MM neto de costos.

Utilidad Neta Ajustada

Recociación de Utilidad Neta Ajustada - en \$MM	1T 2024	4T 2023	1T 2023	▲ y	▲ q
Utilidad Neta	78.7	132.9	128.7	(50.1)	(54.3)
<i>Ajustes:</i>					
(+) Impuesto sobre la renta diferido	(40.4)	74.1	29.7	(70.1)	(114.5)
(+) Cambios en el valor razonable de los títulos	-	-	-	-	-
(+) Deterioro de activos de larga duración	-	24.6	-	-	(24.6)
(+) Ganancia relacionada con la cesión de activos convencionales	-	-	(89.7)	89.7	-
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	9.1	8.0	3.2	5.9	1.1
Ajustes a la Utilidad Neta	(31.3)	106.6	(56.7)	25.4	(137.9)
Utilidad Neta Ajustada	47.4	239.6	72.0	(24.6)	(192.2)
<i>EPS ajustado (\$/acción)⁽¹⁾</i>	<i>0.49</i>	<i>2.52</i>	<i>0.80</i>	<i>(0.3)</i>	<i>(2.0)</i>

En el 1T 2024, la Utilidad neta ajustada fue 47.4 \$MM, comparada con una Utilidad neta ajustada de 72.0 \$MM en el 1T 2023. Este cambio interanual fue impactado principalmente por (a) un mayor Impuesto sobre la renta corriente de 63.8 \$MM en el 1T 2024 comparado con 47.6 \$MM en el 1T 2023, (b) mayores Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones por 82.4 \$MM en el 1T 2024 comparado con 64.4 \$MM en el 1T 2023, y (c) una pérdida por Resultados financieros que alcanzó 27.0 \$MM en el 1T 2024 comparado con una pérdida de 20.2 \$MM en el 1T 2023; y parcialmente contrarrestado por (d) un mayor EBITDA ajustado de 220.6 \$MM en el 1T 2024 comparado con 204.4 \$MM en el 1T 2023.

El EPS ajustado ⁽¹⁾ del 1T 2024 fue 0.49 \$/acción, comparado con 0.80 \$/acción en 1T 2023, y 2.52 \$/acción en 4T 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 el 1T 2024, 4T 2023, y 1T 2023 fueron 95,976,064, 95,218,119, y 89,937,525, respectivamente.

Inversiones

Las inversiones totales durante el 1T 2024 fueron 242.2 \$MM. La Compañía invirtió 195.5 \$MM en la perforación, completación y reintervención de pozos en Vaca Muerta (principalmente vinculado a la perforación de 12 pozos y la completación de 11 pozos en Bajada del Palo Oeste), 38.1 \$MM en instalaciones de superficie y 8.5 \$MM en estudios de G&G, proyectos de IT y otras inversiones.

Resumen financiero

Durante el 1T 2024, Vista logró mantener un sólido balance, con una posición de caja al cierre del trimestre de 151.7 \$MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue 53.2 \$MM, impactado por un incremento del capital de trabajo de 73.7 \$MM, principalmente impulsado por un impacto temporal de 42.1 \$MM por un cargo exportado en marzo y cobrado en la primera semana de abril, y los pagos adelantados de las expansiones de infraestructura midstream de 24.2 \$MM. Adicionalmente, el flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión fue 137.1 \$MM para el trimestre, principalmente impulsado por la actividad de perforación y completación en Vaca Muerta (ver la sección anterior), reflejando inversiones por 242.2 \$MM y una disminución de inversiones relacionadas con capital de trabajo de 94.5 \$MM. En el 1T 2024, el Free cash flow fue negativo de 83.8 \$MM.

En el 1T 2024, el flujo neto de efectivo de actividades de financiamiento fue 22.2 \$MM ⁽¹⁾, mayormente impulsado por 95.9 \$MM en préstamos recibidos y parcialmente contrarrestado por 45.0 \$MM por pagos de capital de los préstamos.

La deuda financiera bruta alcanzó 666.1 \$MM al final del trimestre, resultando en una deuda neta de 514.4 \$MM. Al cierre del 1T 2024, el índice de apalancamiento neto disminuyó a 0.58x EBITDA ajustado.

(1) El flujo neto de efectivo de actividades de financiamiento es la suma de: (i) El flujo de efectivo de las actividades de financiamiento de 32.9 \$MM; (ii) el efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera de -13.8 \$MM; y (iii) la variación del valor de los bonos gubernamentales de 3.2 \$MM.

Esquema de vencimiento de deuda

En \$MM	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Cross border	43.5	63.4	39.7	40.0	-	-	-	-
Local	23.7	19.3	153.4	128.6	96.5	15.1	20.2	20.2
Total	67.2	82.7	193.1	168.6	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	10.0	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% pagado trimestralmente	USD
ON clase XIV	10/11/22	10/11/25	40.5	Bullet a su vencimiento	6% pagado semestralmente	USD
ON clase XV	06/12/22	20/01/25	13.5	Bullet a su vencimiento	4% 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% pagado trimestralmente	ARS en USD-linked
ON clase XX	05/06/23	20/07/25	13.5	Bullet a su vencimiento	4.5% pagado trimestralmente	USD
ON clase XXI	11/08/23	11/08/28	70.0	Bullet a su vencimiento	1% pagado trimestralmente	ARS en USD-linked
ON clase XXII	05/12/23	05/06/26	14.7	Bullet a su vencimiento	5% pagado semestralmente	USD
ON clase XXIII	06/03/24	06/03/27	60.0	Bullet a su vencimiento	6.5% 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 2023.

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

Información Histórica Operativa

Producción diaria promedio trimestral por concesión, total y por producto

	1T 2024	4T 2023	3T 2023	2T 2023	1T 2023
Producción total por concesión (boe/d)	55,046	56,353	49,450	46,557	52,207
Entre Lomas ⁽³⁾	2,284	2,274	1,940	1,939	3,826
Bajada del Palo Este (convencional)	280	357	516	660	844
Bajada del Palo Oeste (convencional)	882	763	1,235	1,570	1,258
Bajada del Palo Este (shale)	3,478	4,018	5,291	4,705	2,971
Bajada del Palo Oeste (shale)	40,573	39,649	29,000	28,283	33,249
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque) ⁽³⁾	131	150	203	219	198
25 de Mayo-Medanito ⁽³⁾	816	839	882	924	1,783
Jagüel de los Machos ⁽³⁾	969	1,005	952	1,040	2,067
Coirón Amargo Norte	148	162	133	205	191
Águila Mora (shale)	1,263	1,589	2,623	1,003	0
Acambuco	158	157	163	170	174
Aguada Federal (shale)	3,308	4,507	5,736	5,258	5,279
CS-01	756	886	777	583	365
Producción de petróleo crudo por concesión (boe/d)⁽¹⁾	47,299	48,469	41,490	39,217	44,048
Entre Lomas ⁽³⁾	1,329	1,271	1,160	1,137	2,527
Bajada del Palo Este (convencional)	122	159	281	367	560
Bajada del Palo Oeste (convencional)	230	284	363	508	552
Bajada del Palo Este (shale)	3,306	3,905	5,034	4,491	2,790
Bajada del Palo Oeste (shale)	35,928	34,872	24,792	24,430	29,141
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque) ⁽³⁾	80	85	97	98	175
25 de Mayo-Medanito ⁽³⁾	763	775	806	861	1,669
Jagüel de los Machos ⁽³⁾	740	776	733	799	1,577
Coirón Amargo Norte	119	139	128	205	191
Águila Mora (shale)	901	1,411	2,245	1,003	0
Acambuco	17	17	17	18	18
Aguada Federal (shale)	3,033	3,914	5,119	4,763	4,496
CS-01	732	860	714	537	353
Producción de gas natural por concesión (boe/d)⁽²⁾	7,535	7,476	7,656	6,787	7,752
Entre Lomas ⁽³⁾	768	664	619	325	938
Bajada del Palo Este (convencional)	148	169	207	256	244
Bajada del Palo Oeste (convencional)	652	479	871	1,062	706
Bajada del Palo Este (shale)	167	88	245	211	173
Bajada del Palo Oeste (shale)	4,645	4,770	4,121	3,832	4,116
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque) ⁽³⁾	44	58	98	113	17
25 de Mayo-Medanito ⁽³⁾	53	63	76	62	115
Jagüel de los Machos ⁽³⁾	229	229	219	241	489
Coirón Amargo Norte	29	23	5	0	0
Águila Mora (shale)	362	178	378	0	0
Acambuco	141	140	145	152	156
Aguada Federal (shale)	274	589	609	487	784
CS-01	23	26	63	45	13

Producción de NGL por concesión (boe/d)	212	409	304	553	407
Entre Lomas ⁽³⁾	188	338	162	477	361
Bajada del Palo Este (convencional)	10	28	28	37	40
Bajada del Palo Oeste (convencional)	-	0	0	0	0
Bajada del Palo Este (shale)	4	25	11	3	0
Bajada del Palo Oeste (shale)	-	7	88	21	0
Aguada Federal (shale)	2	4	8	7	0
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque) ⁽³⁾	7	7	8	8	6

(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 y reservas 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) 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 y reservas 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.

Volúmenes de ventas exportados e ingresos por exportaciones histórica

Exportaciones de petróleo	1T-24	4T-23	3T-23	2T-23	1T-23	4T-22	3T-22	2T-22	1T-22
Volúmenes de venta (Mbbbl)	1,608.1	2,033.2	2,207.8	1,583.3	2,420.5	2,156.6	1,946.9	1,475.7	988.2
Ingresos (\$MM)	119.1	150.8	165.4	108.6	169.0	159.9	175.6	147.0	77.1

Exportaciones de gas	1T-24	4T-23	3T-23	2T-23	1T-23	4T-22	3T-22	2T-22	1T-22
Volúmenes de venta (MMm ³)	27.3	13.8	1.5	12.6	38.8	33.2	3.0	3.9	11.2
Ingresos (\$MM)	7.0	3.9	0.5	3.5	12.7	10.8	1.1	0.9	2.4

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
2801	BPO-22	Orgánico	1,112	24
2802	BPO-22	La Cocina	3,243	56
2804	BPO-22	La Cocina	3,244	56
2051	BPO-23	Orgánico	2,641	46
2052	BPO-23	La Cocina	2,606	45
2053	BPO-23	Carbonato Inferior	2,641	46
2054	BPO-23	La Cocina	2,664	46
2055	BPO-23	Carbonato Inferior	2,698	47
2531	BPO-24	La Cocina	571	10
2532	BPO-24	Orgánico	2,928	51
2533	BPO-24	La Cocina	2,664	46

(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	1T 2024	4T 2023	3T 2023	2T 2023	1T 2023
Ingresos totales	317,352	309,196	302,760	239,628	317,190
Petróleo	302,465	296,180	285,639	221,584	293,913
Gas Natural	14,666	12,048	16,388	16,987	21,867
NGL y otros	221	968	733	1,057	1,410
Costo de ventas	(156,669)	(154,103)	(148,557)	(123,422)	(151,443)
Costos de operación	(21,618)	(22,270)	(21,924)	(20,347)	(30,144)
Fluctuación del inventario del crudo	1,209	1,743	(1,209)	2,130	(4,722)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(82,373)	(79,011)	(70,600)	(62,447)	(64,372)
Regalías y otros ⁽¹⁾	(44,782)	(46,593)	(44,655)	(36,593)	(48,972)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	(9,105)	(7,972)	(10,169)	(6,165)	(3,233)
Utilidad bruta	160,683	155,093	154,203	116,206	165,747
Gastos de ventas	(18,839)	(19,170)	(17,673)	(15,232)	(16,717)
Gastos generales y de administración	(22,110)	(18,665)	(15,031)	(19,776)	(17,011)
Gastos de exploración	(31)	352	148	(294)	(222)
Otros ingresos operativos	9,497	83,639	23,849	2,268	95,315
Otros gastos operativos	(115)	(143)	153	(4)	(963)
Deterioro de activos de larga duración	-	(24,585)	-	-	-
Utilidad de la operación	129,085	176,521	145,649	83,168	226,149
Ingresos por intereses	481	433	299	216	287
Gastos por intereses	(4,897)	(5,674)	(4,842)	(5,226)	(6,137)
Otros resultados financieros	(22,630)	(3,827)	(27,376)	(19,967)	(14,315)
Resultados financieros netos	(27,046)	(9,068)	(31,919)	(24,977)	(20,165)
Utilidad antes de impuestos	102,039	167,453	113,730	58,191	205,984
(Gasto)/Beneficio Impuesto sobre la renta corriente	(63,789)	39,570	(1,378)	(7,017)	(47,568)
(Gasto)/Beneficio Impuesto sobre la renta diferido	40,401	(74,085)	(29,251)	1,007	(29,682)
(Gasto)/Beneficio de impuesto	(23,388)	(34,515)	(30,629)	(6,010)	(77,250)
Utilidad neta del período	78,651	132,938	83,101	52,181	128,734
Reconciliación de EBITDA Ajustado (\$M)	1T 2024	4T 2023	3T 2023	2T 2023	1T 2023
Utilidad neta	78,651	132,938	83,101	52,181	128,734
(+) Impuesto sobre la renta	23,388	34,515	30,629	6,010	77,250
(+) Resultados financieros netos	27,046	9,068	31,919	24,977	20,165
Utilidad de Operación	129,085	176,521	145,649	83,168	226,149
(+) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	82,373	79,011	70,600	62,447	64,372
(+) Gastos de reestructuración y reorganización y otros	-	0	-	5	271
(+) Deterioro de activos de larga duración	-	24,585	-	-	-
(+) Ganancia relacionada a la transferencia de activos convencionales	-	-	-	-	(89,659)
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	9,105	7,972	10,169	6,165	3,233
EBITDA Ajustado	220,563	288,088	226,420	151,785	204,365
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%)</i>	<i>68%</i>	<i>73%</i>	<i>75%</i>	<i>63%</i>	<i>64%</i>

	1T 2024	4T 2023	3T 2023	2T 2023	1T 2023
Lifting cost (\$MM)	21.6	22.3	21.9	20.3	30.1
<i>Lifting cost (\$/boe)</i>	4.3	4.3	4.8	4.8	6.4

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

Utilidad neta ajustada histórica

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

Utilidad Neta Ajustada - en \$M	1T-24	4T-23	3T-23	2T-23	1T-23
Utilidad Neta	78,651	132,938	83,101	52,181	128,734
<i>Ajustes:</i>	-	-	-	-	-
(+) Impuesto sobre la renta diferido	(40,401)	74,085	29,251	(1,007)	29,682
(+) Cambios en el valor razonable de los títulos	-	-	-	-	-
(-) 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	9,105	7,972	10,169	6,165	3,233
Ajustes a la Utilidad Neta	(31,296)	106,642	39,420	5,158	(56,744)
Utilidad Neta Ajustada	47,355	239,580	122,521	57,339	71,990

Utilidad Neta Ajustada - en \$M	4T-22	3T-22	2T-22	1T-22
Utilidad Neta	75,504	76,661	101,836	15,534
<i>Ajustes:</i>	-	-	-	-
(+) Impuesto sobre la renta diferido	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	-	-	-	-
(+) Ganancia por baja de activos	-	-	-	-
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	-	-	-	-
Ajustes a la Utilidad Neta	95,494	2,741	(19,522)	23,527
Utilidad Neta Ajustada	170,998	79,402	82,314	39,061

Utilidad Neta Ajustada - en \$M	4T-21	3T-21	2T-21	1T-21
Utilidad 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 neta	(139)	13,932	11,962	2,079
Utilidad 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 marzo 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Propiedad, planta y equipos	2,091,011	1,927,759
Crédito Mercantil	22,576	22,576
Otros activos intangibles	9,487	10,026
Activos por derecho de uso	55,336	61,025
Inversiones en asociadas	8,491	8,619
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	143,129	136,351
Activos por impuestos diferidos	5,743	5,743
Total Activos No Corrientes	2,335,773	2,172,099
Inventarios	5,404	7,549
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	302,849	205,102
Caja, bancos e inversiones corrientes	151,653	213,253
Total Activos Corrientes	459,906	425,904
Total Activos	2,795,679	2,598,003
Pasivos por impuestos diferidos	342,744	383,128
Pasivos por arrendamiento	33,655	35,600
Provisiones	13,796	12,339
Préstamos	576,282	554,832
Beneficios a empleados	5,678	5,703
Total Pasivos No corrientes	972,155	991,602
Provisiones	4,118	4,133
Pasivos por arrendamiento	30,194	34,868
Préstamos	89,774	61,223
Salarios y contribuciones sociales	10,123	17,555
Impuesto sobre la renta	51,451	3
Otros impuestos y regalías	35,433	36,549
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	297,635	205,055
Total Pasivos Corrientes	518,728	359,386
Total Pasivos	1,490,883	1,350,988
Total Capital Contable	1,304,796	1,247,015
Total Capital Contable y Pasivos	2,795,679	2,598,003

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

Estado de Resultados

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Periodo entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2024	Periodo entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2023
Ingreso por ventas a clientes	317,352	317,190
Ingresos por ventas de petróleo crudo	302,485	293,913
Ingresos por ventas de gas natural	14,666	21,867
Ingresos por ventas de GLP	201	1,410
Costo de ventas	(156,669)	(137,466)
Costos de operación	(21,618)	(30,144)
Fluctuación del inventario de crudo	1,209	(4,722)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(82,373)	(64,372)
Regalías y otros	(44,782)	(48,972)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	(9,105)	(3,233)
Utilidad bruta	160,683	165,747
Gastos de ventas	(18,839)	(16,717)
Gastos generales y de administración	(22,110)	(17,011)
Gastos de exploración	(31)	(222)
Otros ingresos operativos	9,497	95,315
Otros gastos operativos	(115)	(963)
Utilidad de operación	129,085	226,149
Ingresos por intereses	481	287
Gastos por intereses	(4,897)	(6,137)
Otros resultados financieros	(22,630)	(14,315)
Resultados financieros netos	(27,046)	(20,165)
Utilidad antes de impuestos	102,039	205,984
(Gasto) por impuesto sobre la renta corriente	(63,789)	(47,568)
(Gasto) / beneficio por impuesto sobre la renta diferido	40,401	(29,682)
(Gasto) por impuesto sobre la renta	(23,388)	(77,250)
Utilidad neta del período	78,651	128,734
Otros resultados integrales	32	71
Total utilidad integral del período	78,683	128,805

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 enero y el 31 de marzo de 2024	Periodo entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2023
Flujos de efectivo de las actividades de operación		
Utilidad neta del período	78,651	128,734
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	9,105	3,233
Pagos basados en acciones	6,643	5,039
(Disminución) Incremento neto en provisiones	115	(567)
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	12,288	(6,570)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos	254	499
Gastos por intereses de arrendamiento	858	388
Descuento de activos y pasivos a valor presente	(371)	709
Gasto por impuesto sobre la renta	23,388	77,250
Beneficios a empleados	81	153
Partidas relacionadas con actividades de inversión:		
Ganancia relacionada con la cesión de activos convencionales	-	(89,659)
Ganancia por acuerdo de <i>farmout</i>	-	(5,656)
Ingresos por intereses	(481)	(287)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	8,635	3,202
Depreciaciones y agotamientos	81,085	63,434
Amortización de activos intangibles	1,288	938
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:		
Gastos por intereses	4,897	6,137
Costo amortizado	3170	364
Revaluación de préstamos	-	13,690
Otros resultados financieros	649	2,033
Cambios en activos y pasivos operativos:		
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	(116,534)	(12,854)
Inventarios	(1,209)	4,722
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	(3,854)	4,082
Pagos de beneficios a empleados	(57)	(75)
Salarios y contribuciones sociales	(34,899)	(25,892)
Otros impuestos y regalías	(8,747)	(12,018)
Provisiones	(94)	(529)
Pago de impuesto sobre la renta	(8,763)	(1,737)
Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas	53,245	158,763
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:		
Pagos por adquisiciones de propiedad, planta y equipos	(147,654)	(132,948)
Pagos por adquisición de activos AFBN	-	(6,250)
Pagos por adquisiciones de otros activos intangibles	(749)	(840)
Pagos por adquisiciones de inversiones en asociados	128	(532)

Pagos recibidos por acuerdo de <i>farmout</i>	-	6,250
Cobros procedentes de la cesión de activos convencionales	10,734	10,000
Cobros procedentes de intereses	481	287

Flujos netos de efectivo (aplicados en) actividades de inversión	(137,060)	(124,033)
---	------------------	------------------

Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:

Préstamos recibidos	95,876	135,000
Pago de costos de emisión de préstamos	(357)	(728)
Pago de capital de los préstamos	(45,000)	(22,500)
Pago de intereses de los préstamos	(5,678)	(7,877)
Pago de arrendamientos	(11,011)	(9,894)
Pagos de otros costos financieros	(933)	(2,033)

Flujos netos de efectivo generados por (aplicados en) actividades de financiamiento	32,897	91,968
--	---------------	---------------

	Periodo entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2024	Periodo entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2023
Aumento (disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo	(50,918)	126,698
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del período	209,516	241,956
Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera	(13,836)	(20,989)
Aumento (disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo	(50,918)	126,698
Efectivo y equivalente de efectivo al cierre del período	144,762	347,665

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 y otros ajustes + Ganancia relacionada a la cesión de activos convencionales + Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales + Deterioro de activos de larga duración
- 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 incluye la producción, el transporte, el tratamiento y los servicios de apoyo al campo; excluye las fluctuaciones de crudo, la depreciación, el agotamiento y la amortización, regalías y otros, los gastos de venta, los gastos de exploración, los gastos generales y administrativos y Otros costos no erogables relacionados con la cesión de activos convencionales.
- 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.
- 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 + Ganancia relacionada a la transferencia de activos convencionales + Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales.

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