

2024

Resultados del año y del 4^{to} trimestre

Ciudad de México, 26 de febrero de 2025

NYSE: VIST

BMV: VISTA



Vista: resultados del 4to trimestre y del año 2024

26 de febrero de 2025, Ciudad de México, México.

Vista Energy, S.A.B. de C.V. ("Vista" o la "Compañía") (NYSE: VIST; BMV: VISTA), reportó hoy los resultados financieros y operativos del 4T 2024 y del año 2024.

Aspectos destacados del 4T 2024:

- La producción total del 4T 2024 fue de 85,276 boe/d, un aumento secuencial del 17% y un aumento del 51% comparado con el 4T 2023. La producción de petróleo en el 4T 2024 fue de 73,491 bbl/d, un incremento interanual del 52% y un aumento secuencial de 16%, impulsado principalmente por la conexión de 25 nuevos pozos entre mitad de agosto y principios de diciembre.
- En el 4T 2024, el precio promedio realizado de petróleo fue 67.1 \$/bbl, una disminución del 2% en comparación con el precio promedio realizado del petróleo en el 3T 2024, y una disminución del 1% en comparación con el 4T 2023, explicada principalmente por menores precios internacionales.
- El precio realizado de gas natural para el 4T 2024 fue de 2.3 \$/MMBtu, un incremento de 3% año a año, debido a mayores precios del segmento industrial.
- Los ingresos totales en el 4T 2024 fueron de 471.3 \$MM, 52% por encima del 4T 2023, impulsado principalmente por el crecimiento de la producción de petróleo. Los ingresos totales fueron 2% mayores al 3T 2024, lo que refleja la normalización del inventario de crudo respecto a niveles inferiores a la media al cierre del trimestre anterior y el inventario necesario para el llenado del nuevo oleoducto Oldelval. Durante el trimestre, los ingresos netos fueron 451.9 \$MM. Los ingresos netos de ventas a precios de paridad de exportación, combinando mercados internacionales y domésticos, fueron 316.1 \$MM, o el 73% de los ingresos netos totales. Los ingresos netos por exportaciones de petróleo y gas fueron de 246.7 \$MM, representando el 55% de los ingresos netos totales.
- El lifting cost fue 4.7 \$/boe en el 4T 2024, 1% menor al trimestre anterior, explicado por la dilución de los costos fijos debido al aumento de la producción, parcialmente contrarrestado por la inflación de gastos denominados en pesos argentinos medidos en dólares estadounidenses.
- El EBITDA ajustado para el 4T 2024 alcanzó 273.3 \$MM, una disminución de 5% año a año, impulsada mayormente por menores ingresos del Programa de Incremento de las Exportaciones, que fueron 8.9 \$MM en el 4T 2024, frente a los 81.2 \$MM del 4T 2023. El EBITDA ajustado fue 12% menor al del 3T 2024, explicado por menores volúmenes de ventas comparado con los volúmenes de producción, como se describió anteriormente, y gastos adicionales de transporte por camiones. Durante el 4T 2024, el margen de EBITDA ajustado fue 57%, 16 p.p. por debajo del 4T 2023 y 8 p.p. por debajo del 3T 2024.

- La utilidad neta del 4T 2024 fue 93.8 \$MM, comparada con 132.9 \$MM en el 4T 2023, implicando un EPS trimestral de 1.0 \$/acción, explicada principalmente por mayores depreciaciones, agotamiento y amortizaciones. La utilidad neta ajustada del 4T 2024 fue 22.1 \$MM, comparada con una utilidad neta ajustada de 239.6 \$MM en el 4T 2023, implicando un EPS ajustado trimestral de 0.2 \$/acción. Esto se explica principalmente por un aumento interanual en el Impuesto sobre la renta corriente de 146.5 \$MM, desde un beneficio de 39.6 \$MM en el 4T 2023 (debido a su vez a la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense en diciembre 2023) a un gasto de 106.9 \$MM en el 4T 2024.
- Durante 4T 2024, las inversiones fueron 340.1 \$MM. La Compañía invirtió 251.3 \$MM en perforación, completación y reintervención de pozos en Vaca Muerta (principalmente en la perforación de 11 pozos y la completación de 13 pozos), 64.2 \$MM en instalaciones de superficie y 24.6 \$MM en estudios de G&G, proyectos de IT y otras inversiones.
- En el 4T 2024, se alcanzó un free cash flow positivo de 57.1 \$MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue 369.5 \$MM, reflejando una disminución de capital de trabajo de 132.9 \$MM y pagos adelantados para las expansiones de infraestructura de midstream de 26.7 \$MM. El flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión fue de 312.4 \$MM para el trimestre, reflejando inversiones de 340.1 \$MM, parcialmente contrarrestadas por una disminución de capital de trabajo relacionado con inversiones de 33.6 \$MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades de financiamiento fue 451.2 \$MM ⁽¹⁾, mayormente impactado por préstamos recibidos para financiar el plan de desarrollo de 2025 por 835.9 \$MM, parcialmente contrarrestado por pagos de capital de los préstamos por 339.7 \$MM.

Aspectos destacados del año 2024:

- Durante 2024, se completaron y conectaron 50 nuevos pozos de petróleo shale. Nueve pads se completaron y conectaron en Bajada del Palo Oeste (BPO-22 al BPO-30), agregando 34 nuevos pozos en producción. Cuatro pads se completaron y conectaron en Bajada del Palo Este (BPE-4 al BPE-7), agregando 13 nuevos pozos en producción. Finalmente, un pad con 3 pozos se conectó en Aguada Federal. La producción total shale promedió 64,134 boe/d en 2024. La cantidad acumulada de pozos shale conectados aumentó a 117 en Bajada del Palo Oeste, 17 en Bajada del Palo Este, 13 en Aguada Federal y 2 en Águila Mora, para un total acumulado de 149 pozos shale conectados en Vaca Muerta para fin del año 2024.
- Las reservas probadas totales al 31 de diciembre de 2024 alcanzaron 375.2 MMboe, un incremento del 18% comparado con 318.5 MMboe al 31 de diciembre de 2023. El incremento fue impulsado principalmente por el aumento en la actividad de perforación y completación, y un sólido rendimiento de los pozos en el hub de desarrollo de Vaca Muerta. El índice de remplazo de reservas probadas fue de 323%, mientras que el índice de remplazo de reservas probadas de petróleo fue de 339%.
- Durante el año 2024, la producción total fue de 69,660 boe/d, la cual estuvo compuesta por 60,418 bbl/d de petróleo, representando el 86.7% de la producción total, 1.42 MMm³/d de gas natural, representando el 12.8% de la producción total, y 300 boe/d de NGL, representando el 0.4% restante.

- La producción total de 2024 fue 36% mayor a la de 2023. Vista exportó 10.6 MMbbl de petróleo, un incremento interanual del 29%, representando el 49% del volumen vendido de petróleo.
- Durante 2024, el precio promedio realizado de petróleo fue 69.2 \$/bbl, un 4% mayor que durante 2023. El precio promedio realizado del gas natural durante 2024 fue 3.2 \$/MMBtu, un 9% por debajo del precio de gas promedio de 2023.
- Los ingresos totales durante 2024 fueron 1,647.8 \$MM, un aumento del 41% comparado con 1,168.8 \$MM durante 2023, explicado principalmente por el crecimiento en la producción de petróleo. Los ingresos netos de ventas de petróleo a precios de paridad de exportación, combinando mercados internacionales y domésticos, fueron 1,058.0 \$MM, o 70% de los ingresos totales netos de ventas de petróleo. Los ingresos netos por exportaciones de petróleo y gas durante 2024 fueron de 767.9 \$MM, un incremento interanual de 25%, representando 48% de los ingresos netos totales.
- El lifting cost fue 4.6 \$/boe durante 2024, por debajo del 5.1 \$/boe durante 2023, reflejando la base de activos de bajo costo de la Compañía y el foco continuo en la eficiencia.
- Durante 2024, la Compañía redujo la intensidad de emisiones de GEI, de alcance 1 y 2, en 44% comparado con 2023, de 15.6 kg CO₂e/boe a 8.8 kg CO₂e/boe.
- El EBITDA ajustado para 2024 fue 1,092.4 \$MM, resultando en un margen de EBITDA ajustado de 65%, y un aumento del 25% comparado con el EBITDA ajustado de 870.7 \$MM durante 2023.
- La utilidad neta de 2024 fue 477.5 \$MM, comparada con 397.0 \$MM en 2023, impulsada por la mayor utilidad antes de impuestos y menor impuesto sobre la renta. La utilidad neta ajustada de 2024 fue 193.9 \$MM, comparada con 491.4 \$MM en 2023, mayormente impulsada por un mayor impuesto sobre la renta corriente. El EPS de 2024 fue 5.0 \$/acción, comparado con 4.2 \$/acción en 2023. El EPS ajustado de 2024 fue 2.0 \$/acción, comparado con 5.2 \$/acción en 2023.
- Las inversiones totales en 2024 fueron 1,296.8 \$MM, de los cuales 996.3 \$MM se invirtieron en los pozos shale de la Compañía, 228.8 \$MM en instalaciones de superficie, y 71.6 \$MM en estudios de G&G, proyectos de IT y otras inversiones.
- En 2024, la Compañía registró un free cash flow negativo de 92.9 \$MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue 959.0 \$MM (incluyendo los pagos adelantados para la expansión del oleoducto de Oldelval de 106.8 \$MM), con un flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión de 1,051.9 \$MM para el año. El flujo neto de efectivo generado por actividades de financiamiento fue 643.9 \$MM ⁽²⁾, mayormente impactado por 1,320.9 \$MM de préstamos recibidos, y parcialmente contrarrestado por pagos de capital de los préstamos por 470.4 \$MM y la recompra de acciones por 99.8 \$MM.

- La posición de caja al cierre de 2024 fue de 764.3 \$MM. La deuda financiera bruta alcanzó 1,448.6 \$MM al final del año, resultando en una deuda neta de 684.3 \$MM y un índice de apalancamiento neto de 0.63x EBITDA ajustado.
- (1) El flujo neto de efectivo de actividades de financiamiento del 4T 2024 es la suma de: (i) El flujo de efectivo generado por actividades de financiamiento de 447.7 \$MM; (ii) el efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera y otros resultados financieros de 1.8 \$MM; y (iii) la variación del valor de los bonos gubernamentales de 1.7 \$MM.
- (2) El flujo neto de efectivo de actividades de financiamiento de 2024 es la suma de: (i) El flujo de efectivo generado por las actividades de financiamiento de 641.2 \$MM; (ii) el efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera y otros resultados financieros de -2.3 \$MM; y (iii) la variación del valor de los bonos gubernamentales de 5.0 \$MM.

Vista: resultados del año 2024 y del 4^{to} trimestre 2024

Reservas

Las reservas probadas ("P1") al 31 de diciembre de 2024 fueron 375.2 MMboe, un 18% de incremento interanual, o 56.7 MMboe. Las adiciones a las reservas P1 fueron 82.2 MMboe, con un índice de reemplazo de reservas de 323%. Las reservas probadas certificadas de petróleo y gas de Bajada del Palo Oeste, el proyecto insignia de Vista, fueron estimadas en 242.3 MMboe.

La Compañía registró 400 locaciones de pozos P1, de las cuales 156 corresponden a probadas desarrolladas y 244 a probadas no desarrolladas. La siguiente tabla muestra el detalle de las reservas P1 certificadas:

Reservas probadas por tipo (MMboe)	2024	2023	▲ y/y (MMboe)	▲ y/y (%)
Probadas desarrolladas	129.2	88.7	40.5	46%
Crudo	109.1	72.7	36.4	50%
Gas Natural	20.1	16.0	4.1	26%
Probadas no desarrolladas	246.0	229.7	16.3	7%
Crudo	213.5	196.8	16.6	8%
Gas Natural	32.5	32.9	-0.4	-1%
Reservas probadas totales	375.2	318.5	56.7	18%

Considerando una producción total de 25.5 MMboe para 2024, la vida de las reservas P1 es 14.7 años, como se muestra en la siguiente tabla:

Reconciliación de reservas probadas	Crudo (MMbbl)	Gas Natural (MMboe)	Total (MMboe)
Reservas probadas a Dic-2023	269.6	48.9	318.5
(-) Producción	(22.2)	(3.3)	(25.5)
(+) Adiciones	75.2	7.0	82.2
Reservas probadas a Dic-2024	322.6	52.7	375.2
Índice de reemplazo de reservas	339%	214%	323%
Vida de reservas (años)	14.5	16.1	14.7

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

Reservas probadas netas por concesión	Crudo (MMbbl) ⁽¹⁾	Gas Natural (MMboe)	Total (MMboe)
Bajada del Palo Oeste	206.6	35.6	242.3
Bajada del Palo Este	67.5	5.8	73.4
Aguada Federal	38.7	6.4	45.1
CS-01	7.4	2.4	9.8
Entre Lomas Rio Negro ⁽²⁾	0.7	1.2	2.0
Jagüel de los Machos ⁽²⁾	0.4	0.3	0.8
25 de Mayo–Medanito SE ⁽²⁾	0.5	0.1	0.6
Aguila Mora	0.4	0.1	0.5
Acambuco	0.1	0.5	0.5
Entre Lomas Neuquén ⁽²⁾	0.1	0.1	0.2
Charco del Palenque ⁽²⁾	0.1	0.0	0.1
Jarilla Quemada ⁽²⁾	0.0	0.0	0.0
Coirón Amargo Norte	0.0	0.0	0.0
Bandurria Norte	0.0	0.0	0.0
Total	322.6	52.7	375.2

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

(2) Activos Convencionales Transferidos operados por Aconcagua a partir del 1 de marzo de 2023. Según el acuerdo suscripto, Vista conserva el derecho al 40% de la producción y reservas de petróleo, y al 100% de la producción y reservas de gas natural y GLP y condensados, de los Activos Convencionales Transferidos.

Valuación de las reservas P1

La estimación de flujos de caja netos futuros atribuibles a las reservas P1 y certificadas de las participaciones de Vista al 31 de diciembre de 2024, evaluados utilizando las regulaciones de la SEC y descontados al 10% anual, resultó en 4,032 \$MM en 2024.

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 2024 de los reportes con fecha 27 de enero de 2025 para Argentina, y 29 de enero de 2025 para México, preparados por D&M.

Producción

Producción total promedio diaria neta

	4T-24	3T-24	4T-23	▲ y/y	▲ q/q	2024	2023	▲ y/y
Total (boe/d)	85,276	72,825	56,353	51%	17%	69,660	51,149	36%
Oil (bbl/d)	73,491	63,499	48,469	52%	16%	60,418	43,313	39%
Gas Natural (MMm ³ /d)	1.81	1.42	1.19	52%	27%	1.42	1.18	20%
NGL (boe/d)	432	414	409	6%	4%	300	418	(28)%

La producción promedio del 4T 2024 fue 85,276 boe/d, un incremento del 17% trimestre contra trimestre, impulsado por la conexión de 25 pozos entre mediados de agosto y principios de diciembre 2024, y un incremento del 51% interanual explicado por la aceleración del despliegue de capital en nuestro hub de desarrollo, con la conexión de 50 pozos nuevos durante 2024 comparado con 31 pozos nuevos en 2023. La producción de crudo fue 73,491 bbl/d durante 4T 2024, un incremento secuencial del 16%. La producción de gas natural durante el 4T 2024 fue 1.81 MMm³/d, un 27% por encima del trimestre anterior.

Producción neta promedio diaria por activo 4T 2024

	Objetivo	Interés	Petróleo (bbl/d)	Gas Natural (MMm ³ /d)	GNL (boe/d)	Total (boe/d)
Concesiones (volúmenes a su participación)			73,491	1.81	432	85,276
Aguada Federal	Shale	100%	4,940	0.12	-	5,687
Águila Mora	Shale	90%	459	0.03	-	670
Bajada del Palo Este	Shale	100%	8,812	0.05	34	9,142
Bajada del Palo Oeste	Shale	100%	56,094	1.34	87	64,608
Bandurria Norte	Shale	100%	27	-	-	27
Bajada del Palo Este	Convencional	100%	3	0.01	4	87
Bajada del Palo Oeste	Convencional	100%	44	0.04	-	275
Coirón Amargo Norte	Convencional	84.6%	31	-	-	31
CS-01 (México)	Convencional	100%	501	0.00	-	516
Total producción operada			70,911	1.59	126	81,042
25 de Mayo-Medanito SE ⁽¹⁾	Convencional	-	658	0.02	-	763
Acambuco	Convencional	1.5%	15	0.02	-	138
Agua Amarga ⁽¹⁾	Convencional	-	82	0.01	-	152
Entre Lomas ⁽¹⁾	Convencional	-	1,184	0.09	306	2,034
Jagüel de los Machos ⁽¹⁾	Convencional	-	640	0.08	-	1,146
Total producción no operada			2,580	0.21	306	4,233
<i>Total producción shale</i>			<i>70,332</i>	<i>1.54</i>	<i>121</i>	<i>80,134</i>
<i>Total producción convencional</i>			<i>3,158</i>	<i>0.27</i>	<i>310</i>	<i>5,142</i>

(1) Activos Convencionales Transferidos operados por Aconcagua a partir del 1 de marzo de 2023. Según el acuerdo suscrito, Vista conserva el derecho al 40% de la producción y reservas de petróleo, y al 100% de la producción y reservas de gas natural y NGL y condensados, de los Activos Convencionales Transferidos.

Ingresos

Ingresos totales por producto

Ingresos por producto - en \$MM	4T 2024	3T 2024	4T 2023	▲ y/y	▲ q/q	2024	2023	▲ y/y
Ingresos	471.3	462.4	309.2	52%	2%	1,647.8	1,168.8	41%
Derechos de exportación	(19.3)	(18.8)	(12.4)	56%	3%	(59.5)	(48.1)	24%
Ingresos Netos	451.9	443.6	296.8	52%	2%	1,588.3	1,120.7	42%
Petróleo	435.4	422.3	283.8	53%	3%	1,513.5	1,049.0	44%
<i>Mercado Externo</i>	242.8	237.9	150.8	61%	2%	748.0	593.8	26%
<i>Mercado Doméstico</i>	192.6	184.4	133.1	45%	4%	765.5	455.2	68%
<i>Mercado Doméstico a paridad de exportación</i>	73.3	75.8	37.4	96%	(3)%	310.1	52.8	488%
Gas Natural	15.2	20.2	12.0	27%	(25)%	71.8	67.5	6%
<i>Mercado Externo</i>	3.9	2.9	3.9	0%	32%	19.9	20.6	(3)%
<i>Mercado Doméstico</i>	11.3	17.2	8.1	39%	(34)%	51.9	46.9	11%
NGL	1.4	1.1	1.0	40%	23%	2.9	4.2	(29)%

Precios promedio realizados por producto

Producto	4T 2024	3T 2024	4T 2023	▲ y/y	▲ q/q	2024	2023	▲ y/y
Petróleo (\$/bbl)	67.1	68.4	67.8	(1)%	(2)%	69.2	66.7	4%
<i>Mercado Externo</i>	66.6	68.8	74.2	(10)%	(3)%	70.3	72.0	(2)%
<i>Mercado Doméstico</i>	67.8	67.8	61.8	10%	0%	68.1	60.8	12%
<i>Mercado Doméstico a paridad de exportación</i>	68.1	75.4	78.0	(13)%	(10)%	74.8	78.2	(4)%
Gas Natural (\$/MMBtu)	2.3	3.8	2.2	3%	(40)%	3.2	3.5	(9)%
<i>Mercado Externo</i>	6.5	7.0	7.6	(15)%	(7)%	7.1	8.4	(16)%
<i>Mercado Doméstico</i>	1.9	3.5	1.7	13%	(47)%	2.6	2.8	(6)%
NGL (\$/tn)	360	315	271	33%	14%	324	351	(8)%

Volúmenes de venta totales por producto

Producto	4T 2024	3T 2024	4T 2023	▲ y/y	▲ q/q	2024	2023	▲ y/y
Petróleo (MMbbl)	6.5 ⁽¹⁾	6.2	4.2	55%	5%	21.9	15.7	39%
<i>Mercado Externo</i>	3.6	3.5	2.0	79%	6%	10.6	8.2	29%
<i>Mercado Doméstico</i>	2.8	2.7	2.2	32%	4%	11.2	7.5	50%
<i>Mercado Doméstico a paridad de exportación</i>	1.1	1.0	0.5	124%	7%	4.1	0.7	514%
Gas Natural (MMBtu)	6.6	5.3	5.4	23%	25%	22.8	19.4	17%
<i>Mercado Externo</i>	0.6	0.4	0.5	17%	41%	2.8	2.5	15%
<i>Mercado Doméstico</i>	6.0	4.9	4.9	23%	24%	19.9	17.0	18%
NGL (Mtn)	3.8	3.5	3.6	6%	7%	9.1	13.7	(34)%

(1) Incremento de inventario de 0.28 MMbbl, resultando de una producción de 6.76 MMbbl, y ventas de 6.48 MMbbl.

Durante el 4T 2024, los ingresos totales fueron 471.3 \$MM, 52% por encima del 4T 2023 y 2% por encima del 3T 2024. Durante el trimestre, los ingresos netos de las exportaciones de petróleo y gas fueron 246.7 \$MM, representando un 55% de los ingresos totales netos, que fueron 451.9 \$MM.

Los ingresos netos por ventas de petróleo del 4T 2024 fueron de 435.4 \$MM, representando un 96.3% de los ingresos netos totales, y un incremento de 53% comparado con 4T 2023, explicado por el aumento de la producción de petróleo y parcialmente compensado por menores precios realizados. En términos secuenciales, los ingresos netos de petróleo aumentaron un 3% comparado con el aumento del 16% de la producción de crudo, reflejando la normalización del inventario de petróleo respecto a niveles inferiores a la media del trimestre anterior y la puesta en servicio de la ampliación del oleoducto Odelval, que requirió 70 Mbbl de inventario para el llenado. Combinando ambos efectos, 280 Mbbl de la producción de crudo no fueron vendidos durante el trimestre. El precio promedio realizado fue 67.1 \$/bbl, 1% por debajo del 4T 2023 y 2% por debajo del 3T 2024. Durante el 4T 2024, la Compañía exportó el 56% del volumen total de petróleo vendido a un precio promedio realizado de 66.6 \$/bbl. Los ingresos netos por exportaciones de petróleo representaron el 56% de los ingresos netos por ventas de petróleo, y fueron 242.8 \$MM. Durante el trimestre, 38% de los volúmenes domésticos se vendieron a precios de paridad de exportación, lo que llevó a que el 73% de las ventas totales de petróleo fueran vendidas a paridad de exportación, combinando las ventas a compradores internacionales y nacionales que pagan precios de exportación.

Los ingresos por ventas de gas natural fueron 15.2 \$MM en el 4T 2024, representado un 3.4% de los ingresos netos totales. El precio promedio de las ventas de gas natural en el trimestre fue de 2.3 \$/MMBtu, un incremento del 3% comparado con el 4T 2023. El Plan GasAr representó el 34% de las ventas de gas natural totales con un precio promedio realizado de 2.8 \$/MMBtu durante el trimestre. Las ventas a clientes industriales representaron el 57% de las ventas totales de gas natural con un precio promedio realizado de 1.4 \$/MMBtu. El 9% restante del volumen total de ventas de gas natural se exportó a un precio promedio realizado de 6.5 \$/MMBtu.

Los ingresos netos por ventas de líquidos de gas natural fueron 1.4 \$MM durante el 4T 2024, representando el 0.3% de las ventas netas totales. El precio promedio de NGL fue 360 \$/tn.

Costos de operación

	4T-24	3T-24	4T-23	▲ y/y	▲ q/q	2024	2023	▲ y/y
Costos Operativos (\$MM)	36.6	31.6	22.3	64%	16%	116.5	94.7	23%
<i>Lifting cost por boe (\$/boe)</i>	<i>4.7</i>	<i>4.7</i>	<i>4.3</i>	<i>8%</i>	<i>(1)%</i>	<i>4.6</i>	<i>5.1</i>	<i>(10)%</i>

Los costos operativos durante el 4T 2024 fueron 36.6 \$MM, un 16% por encima trimestre a trimestre. Por unidad, el lifting cost en 4T 2024 fue de 4.7 \$/boe, 1% menor al trimestre anterior, explicado por la dilución de los costos fijos debido al aumento en la producción, parcialmente contrarrestado por la inflación de los gastos denominados en pesos argentinos medidos en dólares estadounidenses. En términos interanuales, el lifting cost por boe aumentó un 8%, explicado por la inflación en dólares estadounidenses y mayor actividad

para acomodar la producción actual y el crecimiento futuro, parcialmente compensado por la dilución de costos fijos a medida que la Compañía continúa aumentando la producción.

Gastos de ventas

	4T-24	3T-24	4T-23	▲ y/y	▲ q/q	2024	2023	▲ y/y
Gastos de ventas (\$MM)	62.5	36.8	19.2	226%	70%	140.3	68.8	104%
<i>Gastos de ventas por boe (\$/boe)</i>	<i>8.0</i>	<i>5.5</i>	<i>3.7</i>	<i>116%</i>	<i>45%</i>	<i>5.5</i>	<i>3.7</i>	<i>49%</i>

Los gastos de ventas durante el 4T 2024 fueron 62.5 \$MM, un incremento del 226% año contra año, y un 70% trimestre contra trimestre, explicado por mayores costos de transporte de petróleo, impulsados por el incremento temporario en el transporte de petróleo por camiones durante el trimestre.

Costos de evacuación de petróleo por camiones

Durante el 4T 2024, la Compañía transportó 20.3 Mbbl/d de petróleo por camiones por un total de gastos de ventas de 41.4 \$MM. Durante el 3T 2024, la Compañía transportó 12.3 Mbbl/d de petróleo por camiones de los cuales el 69% se contabilizó como Gastos de ventas por un total de 16.4 \$MM, y el 31% se dedujo del precio de venta en los ingresos de petróleo por un total de 6.7 \$MM. Durante el 4T 2023, la Compañía transportó 1.9 Mbbl/d de petróleo por camiones, de los cuales el 100% se dedujo del precio de venta en los ingresos de petróleo por un total de 2.8 \$MM.

EBITDA ajustado

Reconciliación de EBITDA ajustado (\$MM)	4T 2024	3T 2024	4T 2023	▲ y	▲ q	2024	2023	▲ y
Utilidad / (Pérdida) neta	93.8	165.5	132.9	(39.2)	(71.7)	477.5	397.0	80.6
(+) Impuesto sobre la renta	30.9	29.1	34.5	(3.6)	1.8	113.3	148.4	(35.1)
(+) Resultados financieros netos	4.7	(7.2)	9.1	(4.3)	12.0	34.6	86.1	(51.6)
Utilidad de Operación	129.4	187.3	176.5	(47.1)	(57.9)	625.4	631.5	(6.1)
(+) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	139.6	114.7	79.0	60.6	24.9	437.7	276.4	161.3
(+) Gastos de reestructuración y reorganización y otros ajustes	-	-	-	-	-	-	0.3	(0.3)
(+) Deterioro de activos de larga duración	(4.2)	-	24.6	(28.8)	(4.2)	(4.2)	24.6	(28.8)
(+) 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	8.5	8.2	8.0	0.5	0.4	33.6	27.5	6.0
EBITDA Ajustado ⁽¹⁾	273.3	310.2	288.1	(14.7)	(36.8)	1,092.4	870.7	221.8
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%) ⁽²⁾</i>	<i>57%</i>	<i>65%</i>	<i>73%</i>	<i>(16)p.p.</i>	<i>(8)p.p.</i>	<i>65%</i>	<i>69%</i>	<i>(5)p.p.</i>

(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 + 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 2024 (57%) = EBITDA ajustado (273.3 \$MM) / (Ingresos totales (471.3 \$MM) + Ganancias del Programa de Incremento de las Exportaciones (9.4 \$MM)).

El EBITDA Ajustado fue 273.3 \$MM en 4T 2024, una disminución del 5% en comparación con 288.1 \$MM en el 4T 2023, que incluía 81.2 \$MM contabilizados como Otros ingresos operativos correspondientes a la repatriación del 27% de ingresos de las exportaciones al tipo de cambio contado con liquidación, comparado con 8.9 \$MM en 4T 2024. Excluyendo este efecto, el EBITDA Ajustado creció 27% año contra año.

En términos secuenciales, el EBITDA ajustado disminuyó 12% en el 4T 2024, explicado por menores ventas en comparación con la producción del trimestre, debido a la normalización de inventarios de crudo y el inventario necesario para el llenado de la expansión del oleoducto Oldelval, y los gastos de transporte por camiones adicionales explicados anteriormente. El margen de EBITDA Ajustado fue 57%, 16.pp por debajo del 4T 2023.

Utilidad / Pérdida neta Ajustada

Recopilación de Utilidad/Pérdida Neta Ajustada - en \$MM	4T- 24	3T- 24	4T- 23	▲ y	▲ q	2024	2023	▲ y
Utilidad Neta	93.8	165.5	132.9	(39.2)	(71.7)	477.5	397.0	80.6
<i>Ajustes:</i>				-	-			
(+) Impuesto sobre la renta diferido	(76.0)	(120.9)	74.1	(150.1)	44.9	(313.0)	132.0	(445.0)
(+) Cambios en el valor razonable de los títulos	-	-	-	-	-	0.0	0.0	0.0
(+) Deterioro de activos de larga duración	(4.2)	-	24.6	(28.8)	(4.2)	(4.2)	24.6	(28.8)
(+) Ganancia relacionada con la cesión de activos convencionales	-	-	-	-	-	0.0	(89.7)	89.7
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	8.5	8.2	8.0	0.5	0.4	33.6	27.5	6.0
Ajustes a la Utilidad/Pérdida Neta	(71.7)	(112.8)	106.6	(178.3)	41.1	(283.6)	94.5	(378.1)
Utilidad Neta Ajustada	22.1	52.7	239.6	(217.5)	(30.6)	193.9	491.4	(297.5)
<i>EPS ajustado (\$/acción)⁽¹⁾</i>	<i>0.23</i>	<i>0.55</i>	<i>2.52</i>	<i>(2.3)</i>	<i>(0.3)</i>	2.02	5.25	(3.2)
<i>EPS (\$/acción)⁽¹⁾</i>	<i>0.98</i>	<i>1.73</i>	<i>1.40</i>	<i>(0.4)</i>	<i>(0.7)</i>	4.98	4.24	0.7

En el 4T 2024, la utilidad neta fue 93.8 \$MM, comparada con 132.9 \$MM en el 4T 2023, explicada principalmente por (a) un menor EBITDA ajustado de 273.3 \$MM en 4T 2024 comparado con 288.1 \$MM en el 4T 2023, (b) mayores depreciaciones, agotamiento y amortizaciones por 139.6 \$MM en el 4T 2024 comparado con 79.0 \$MM en el 4T 2023, parcialmente contrarrestados por (c) Gastos financieros netos de 4.7 \$MM en el 4T 2024, comparado con 9.1 \$MM en el 4T 2023, y (d) un gasto del impuesto sobre la renta de 30.9 \$MM en el 4T 2024 comparado con 34.5 \$MM en el 4T 2023. En el 4T 2024, la utilidad neta ajustada fue 22.1 \$MM, comparada con una utilidad neta ajustada de 239.6 \$MM en el 4T 2023, mayormente impulsada por un gasto del impuesto sobre la renta corriente de 109.6 \$MM en el 4T 2024 comparado con un beneficio de 39.6 \$MM en el 4T 2023.

El EPS ⁽¹⁾ del 4T 2024 fue 0.98 \$/acción, comparado con 1.40 \$/acción en 4T 2023 y 1.73 \$/acción en 3T 2024. El EPS ajustado ⁽¹⁾ del 4T 2024 fue 0.23 \$/acción, comparado con 2.52 \$/acción en 4T 2023 y 0.55 \$/acción en el 3T 2024.

(1) EPS (Earnings per share): Utilidad neta dividido por el número promedio ponderado de acciones comunes. 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 2024, 3T 2024, 4T 2023, 2024 y 2023 fueron 95,223,600, 95,745,288, 95,218,119, 95,906,449, y 93,679,904, respectivamente.

Inversiones

Las inversiones totales durante el 4T 2024 fueron 340.1 \$MM. La Compañía invirtió 251.3 \$MM en la perforación, completación y reintervención de pozos en Vaca Muerta (principalmente en la perforación de 11 pozos y la completación de 13 pozos), 64.2 \$MM en instalaciones de superficie y 24.6 \$MM en estudios de G&G, proyectos de IT y otras inversiones.

Pozos completados durante el 4T 2024

Concesión	Nombre del pozo	Número de pad	Horizonte de navegación	Longitud lateral (mts)	Etapas totales
Bajada del Palo Oeste	21021	BPO-29	La Cocina	3,417	59
Bajada del Palo Oeste	21022	BPO-29	Orgánico	3,388	59
Bajada del Palo Oeste	21023	BPO-29	La Cocina	2,837	49
Bajada del Palo Oeste	2652	BPO-30	La Cocina	584	7
Bajada del Palo Oeste	2653	BPO-30	Orgánico	2,376	39
Bajada del Palo Oeste	2654	BPO-30	La Cocina	2,856	48
Bajada del Palo Este	2132	BPE-6	La Cocina	510	9
Bajada del Palo Este	2133	BPE-6	La Cocina	118	3
Bajada del Palo Este	2134	BPE-6	La Cocina	2,834	49
Bajada del Palo Este	2341	BPE-7	La Cocina	2,718	47
Bajada del Palo Este	2342	BPE-7	La Cocina	2,950	51
Bajada del Palo Este	2343	BPE-7	La Cocina	3,154	55
Bajada del Palo Este	2344	BPE-7	La Cocina	3,154	55

Resumen financiero

Durante el 4T 2024, Vista logró mantener un sólido balance, con una posición de caja al cierre del trimestre de 764.3 \$MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue 369.5 \$MM, reflejando la disminución del capital de trabajo en 132.9 \$MM y los pagos adelantados de expansiones de infraestructura de midstream de 26.7 \$MM. La disminución en el capital de trabajo fue principalmente explicada por las cobranzas relacionadas a ingresos del 3T 2024 por 63.3 \$MM, la reducción del ciclo de cobranzas de ingresos por 37.7 \$MM y la extensión del ciclo de pagos a proveedores por 23.4 \$MM. El flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión fue 312.4 \$MM para el trimestre, reflejando inversiones por 340.1 \$MM, parcialmente contrarrestado por una disminución del capital de trabajo relacionado con inversiones de 33.6 \$MM. En el 4T 2024, la Compañía registró un free cash flow positivo de 57.1 \$MM.

En el 4T 2024, el flujo neto de actividades de financiamiento fue 451.2 \$MM ⁽¹⁾, mayormente explicado por préstamos recibidos de 835.9 \$MM, parcialmente contrarrestado por pagos de capital de los préstamos de 339.7 \$MM.

La deuda financiera bruta alcanzó 1,448.6 \$MM al final del trimestre, resultando en una deuda neta de 684.3 \$MM. Al cierre del 4T 2024, el índice de apalancamiento neto disminuyó a 0.63x EBITDA ajustado.

(1) El flujo neto de efectivo de las actividades de financiamiento es la suma de: (i) El flujo de efectivo generado por las actividades de financiamiento de 447.7 \$MM; (ii) el efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera de 1.8 \$MM; y (iii) la variación del valor de los bonos gubernamentales de 1.7 \$MM.

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

Métricas de resultados

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

Métricas de resultados - en \$M	4T 2024	3T 2024	4T 2023	2024	2023
Ingresos totales ⁽¹⁾	471,318	462,383	309,196	1,647,768	1,168,774
Petróleo	454,703	441,193	296,180	1,573,069	1,097,316
Gas Natural	15,257	20,082	12,048	71,756	67,290
NGL y otros	1,358	1,108	968	2,943	4,168
Costo de ventas	(254,678)	(230,007)	(154,103)	(830,025)	(577,525)
Costos de operación	(36,556)	(31,614)	(22,270)	(116,526)	(94,685)
Fluctuación del inventario del crudo	3,913	(7,056)	1,743	1,720	(2,058)
Regalías y otros ⁽¹⁾	(73,896)	(68,482)	(46,593)	(243,950)	(176,813)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(139,618)	(114,703)	(79,011)	(437,699)	(276,430)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	(8,521)	(8,152)	(7,972)	(33,570)	(27,539)
Utilidad bruta	216,640	232,376	155,093	817,743	591,249
Gastos de ventas	(62,527)	(36,828)	(19,170)	(140,334)	(68,792)
Gastos generales y de administración	(35,207)	(29,247)	(18,665)	(108,954)	(70,483)
Gastos de exploración	(102)	(3)	352	(138)	(16)
Otros ingresos operativos	6,467	21,176	83,639	54,127	203,812
Otros gastos operativos	(64)	(174)	(143)	(1,261)	302
Deterioro de activos de larga duración	4,207	-	(24,585)	4,207	(24,585)
Utilidad de la operación	129,414	187,300	176,521	625,390	631,487
Ingresos por intereses	1,375	1,360	433	4,535	1,235
Gastos por intereses	(25,361)	(21,022)	(5,674)	(62,499)	(21,879)
Otros resultados financieros	19,259	26,902	(3,827)	23,401	(65,484)
Resultados financieros netos	(4,727)	7,240	(9,068)	(34,563)	(86,128)
Utilidad antes de impuestos	124,687	194,540	167,453	590,827	545,359
(Gasto)/Beneficio Impuesto sobre la renta corriente	(106,897)	(149,989)	39,570	(426,288)	(16,393)
(Gasto)/Beneficio Impuesto sobre la renta diferido	75,981	120,908	(74,085)	312,982	(132,011)
(Gasto)/Beneficio de impuesto	(30,916)	(29,081)	(34,515)	(113,306)	(148,404)
Utilidad neta del período	93,771	165,459	132,938	477,521	396,955

(1) 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 del 2023 fueron ajustados de manera acorde en las tablas de este documento. Este ajuste no tuvo efecto en el EBITDA Ajustado ni en Ingresos / Pérdidas netas.

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

Balance Consolidado

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 31 de diciembre 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Propiedad, planta y equipos	2,805,983	1,927,759
Crédito Mercantil	22,576	22,576
Otros activos intangibles	15,443	10,026
Activos por derecho de uso	105,333	61,025
Activos biológicos	10,027	-
Inversiones en asociadas	11,906	8,619
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	205,268	136,351
Activos por impuestos diferidos	3,565	5,743
Total Activos No Corrientes	3,180,101	2,172,099
Inventarios	6,469	7,549
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	281,495	205,102
Caja, bancos e inversiones corrientes	764,307	213,253
Total Activos Corrientes	1,052,271	425,904
Total Activos	4,232,372	2,598,003
Pasivos por impuestos diferidos	64,398	383,128
Pasivos por arrendamiento	37,638	35,600
Provisiones	33,058	12,339
Préstamos	1,402,343	554,832
Beneficios a empleados	15,968	5,703
Total Pasivos No corrientes	1,553,405	991,602
Provisiones	3,910	4,133
Pasivos por arrendamiento	58,022	34,868
Préstamos	46,224	61,223
Salarios y contribuciones sociales	32,656	17,555
Impuesto sobre la renta	382,041	3
Otros impuestos y regalías	47,715	36,549
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	487,186	205,055
Total Pasivos Corrientes	1,057,754	359,386
Total Pasivos	2,611,159	1,350,988
Total Capital Contable	1,621,213	1,247,015
Total Capital Contable y Pasivos	4,232,372	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 octubre y el 31 de diciembre de 2024	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2023	Para el año 2024	Para el año 2023
Ingreso por ventas a clientes	471,318	309,196	1,647,768	1,168,774
Ingresos por ventas de petróleo crudo	454,703	296,180	1,573,069	1,097,316
Ingresos por ventas de gas natural	15,257	12,048	71,756	67,290
Ingresos por ventas de GLP	1,358	968	2,943	4,168
Costo de ventas	(254,678)	(154,103)	(830,025)	(577,525)
Costos de operación	(36,556)	(22,270)	(116,526)	(94,685)
Fluctuación del inventario de crudo	3,913	1,743	1,720	(2,058)
Regalías y otros	(73,896)	(46,593)	(243,950)	(176,813)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(139,618)	(79,011)	(437,699)	(276,430)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	(8,521)	(7,972)	(33,570)	(27,539)
Utilidad bruta	216,640	155,093	817,743	591,249
Gastos de ventas	(62,527)	(19,170)	(140,334)	(68,792)
Gastos generales y de administración	(35,207)	(18,665)	(108,954)	(70,483)
Gastos de exploración	(102)	352	(138)	(16)
Otros ingresos operativos	6,467	83,639	54,127	203,812
Otros gastos operativos	(64)	(143)	(1,261)	302
Reversión (deterioro) de activos de larga duración	4,207	(24,585)	4,207	(24,585)
Utilidad de operación	129,414	176,521	625,390	631,487
Ingresos por intereses	1,375	433	4,535	1,235
Gastos por intereses	(25,361)	(5,674)	(62,499)	(21,879)
Otros resultados financieros	19,259	(3,827)	23,401	(65,484)
Resultados financieros netos	(4,727)	(9,068)	(34,563)	(86,128)
Utilidad antes de impuestos	124,687	167,453	590,827	545,359
(Gasto) por impuesto sobre la renta corriente	(106,897)	39,570	(426,288)	(16,393)
Beneficio / (Gasto) por impuesto sobre la renta diferido	75,981	(74,085)	312,982	(132,011)
(Gasto) por impuesto sobre la renta	(30,916)	(34,515)	(113,306)	(148,404)
Utilidad neta del año / período	93,771	132,938	477,521	396,955
Otros resultados integrales	3,044	4,909	(6,630)	4,267
Total utilidad integral del año / período	96,815	137,847	470,891	401,222

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 2024	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2023	Para el año 2024	Para el año 2023
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
Utilidad neta del período / año	93,771	132,938	477,521	396,955
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	8,521	7,972	33,570	27,539
Pagos basados en acciones	6,285	5,858	34,923	23,133
(Disminución) Incremento neto en provisiones	64	143	1,261	(578)
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	(1,852)	(7,927)	453	(18,458)
Descuento de activos y pasivos a valor presente	(1,341)	806	(933)	(2,137)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos	30,916	34,515	113,306	148,404
Gasto por impuesto sobre la renta	266	176	489	300
Beneficios a empleados	93,771	132,938	477,521	396,955
Partidas relacionadas con actividades de inversión:				
Ganancia relacionada con la cesión de activos convencionales	-	-	-	(89,659)
Reversión (deterioro) de activos de larga duración	(4,207)	24,585	(4,207)	24,585
Ganancia por acuerdo de <i>farmout</i>	-	-	-	(24,429)
Ingresos por intereses	(1,375)	(433)	(4,535)	(1,235)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	(7,103)	(31,659)	(14,120)	(19,437)
Depreciaciones y agotamientos	137,824	77,894	431,788	272,371
Amortización de activos intangibles	1,794	1,117	5,911	4,059
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:				
Gastos por intereses	25,361	5,674	62,499	21,879
Costo amortizado	589	525	1,649	1,810
Gastos por intereses de arrendamiento	835	757	3,093	2,894
Revaluación de deudas financieras	-	23,077	-	72,044
Otros resultados financieros	(10,836)	17,649	(14,855)	26,381
Cambios en activos y pasivos operativos:				
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	16,238	35,460	(210,622)	(81,260)
Inventarios	16,238	35,460	(210,622)	(81,260)
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	(3,913)	(1,743)	(1,720)	2,058
Pagos de beneficios a empleados	78,576	28,593	109,334	61,230
Salarios y contribuciones sociales	(133)	(74)	(424)	(283)
Otros impuestos y regalías	4,581	(253)	(16,247)	(26,441)
Provisiones	(2,770)	(2,673)	(23,396)	(43,507)

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
- CNBV: Comisión Nacional Bancaria y de Valores de México.
- CO_{2e}: Dióxido de carbono equivalente
- 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.
- D&M: DeGolyer and MacNaughton.
- 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 (Earnings per share): Utilidad/pérdida neta / Número promedio ponderado de acciones comunes
- 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.
- G&G: geológicos y geofísicos
- 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
- Mbbl: Miles de barriles de petróleo.
- MMbbl: Millones de barriles de petróleo.
- MMboe: Millones de barriles de petróleo equivalentes.
- MMm3/d: Millones de metros cúbicos por día
- Mts: metros
- Plan GasAr: se refiere a la regulación impuesta por la Resolución No. 391/2020 mediante la cual Vista fue alocada 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.
- p.p: puntos porcentuales.
- 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 2024. Las estimaciones de Reservas Probadas se derivan del reporte de fecha 27 de enero de 2025, 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 2024 preparado por D&M se realizó con base en la información proporcionada por la Compañía y presenta una valuación al 31 de diciembre de 2024 de las reservas de petróleo y gas ubicadas en los bloques Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Aguada Federal, Entre Lomas Río Negro, Entre Lomas Neuquén, Jaguel de los Machos, 25 de Mayo – Medanito Sudeste, Aguila Mora, Acambuco, Charco del Palenque, Jarilla Quemada, Coirón Amargo Norte y Bandurria Norte en Argentina, y en el bloque CS-01 en México.
- SEC: *United States Securities and Exchange Commission*
- Transacción de Activos Convencionales: activos operados por Aconcagua, a partir del 1 de marzo de 2023. Según el acuerdo suscripto, Vista conserva el derecho al 40% de la producción y reservas de petróleo, y al 100% de la producción y reservas de gas natural y GLP y condensados, de los Activos Convencionales 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 los resultados futuros no sean comparables con el desempeño pasado.

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 U.S. 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 la nueva administración que asumió en México en octubre 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, la 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