



2025

Resultados del año y del 4^{to} trimestre

Ciudad de México, 25 de febrero de 2026

NYSE: VIST

BMV: VISTA



25 de febrero de 2026, 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 2025 y del año 2025.

Aspectos destacados del 4T 2025:

- La producción total del 4T 2025 fue 135,414 boe/d, un aumento secuencial del 7%, impulsado por un sólido desempeño tanto en bloques operados como en no operados, y un aumento del 59% comparado con el 4T 2024, impulsado principalmente por la adquisición de una participación del 50% en el bloque La Amarga Chica en abril de 2025. La producción de petróleo en el 4T 2025 fue 118,285 bbl/d, un aumento secuencial de 8% y un incremento interanual del 61%.
- En el 4T 2025, el precio promedio realizado de petróleo fue 58.9 \$/bbl, una disminución del 9% en comparación con el precio promedio realizado del petróleo en el 3T 2025, y una disminución del 12% en comparación con el 4T 2024, en ambos casos debido principalmente a menores precios internacionales. ⁽¹⁾
- El precio realizado de gas natural para el 4T 2025 fue 1.8 \$/MMBtu, una disminución de 23% año a año, debido principalmente a menores precios de gas en el segmento industrial.
- Los ingresos totales en el 4T 2025 fueron 689.2 \$MM, 46% por encima del 4T 2024, impulsado principalmente por el crecimiento de la producción de petróleo, y parcialmente contrarrestado por menores precios de petróleo. Los ingresos totales fueron 2% menores al 3T 2025, ya que el incremento en la producción de petróleo fue contrarrestado por menores precios. Durante el trimestre, los ingresos netos fueron 669.6 \$MM. Los ingresos netos de ventas de petróleo a precios de paridad de exportación, combinando mercados internacionales y domésticos, fueron el 100% de los ingresos netos de ventas de petróleo. Los ingresos netos por exportaciones de petróleo y gas fueron de 421.2 \$MM, representando el 63% de los ingresos netos totales. ⁽¹⁾
- El lifting cost fue 4.1 \$/boe en el 4T 2025, 8% menor al trimestre anterior, explicado por la dilución de los costos fijos debido al aumento de la producción y el foco en el control de costos.
- Los gastos de ventas en el 4T 2025 fueron 4.2 \$/boe, una disminución del 48% interanual, explicada por la eliminación de los costos de transporte por camiones desde el final del 1T 2025, como resultado de la puesta en marcha del oleoducto Oldelval Duplicar. ⁽¹⁾
- El EBITDA ajustado para 4T 2025 alcanzó 444.0 \$MM, un incremento de 62% año a año, explicado principalmente por el incremento en la producción de 59%, combinando crecimiento orgánico y la consolidación del 50% de participación en el bloque La Amarga Chica. El margen de EBITDA ajustado fue 64%, 8 p.p. por encima de 4T 2024.

- La utilidad neta del 4T 2025 fue 85.7 \$MM, comparada con 93.8 \$MM en el 4T 2024, reflejando una mayor Utilidad antes del impuesto sobre la renta, contrarrestada por un mayor Gasto por impuesto sobre la renta. La utilidad neta ajustada del 4T 2025 fue 51.5 \$MM, comparada con 22.1 \$MM en el 4T 2024. El EPS fue 0.8 \$/acción en el 4T 2025, comparado con 1.0 \$/acción en el 4T 2024. El EPS ajustado fue 0.5 \$/acción en el 4T 2025, comparado con 0.2 \$/acción en el 4T 2024.

- Durante 4T 2024, las inversiones fueron 355.1 \$MM. La Compañía invirtió 301.3 \$MM en perforación, completación y reintervención de pozos en Vaca Muerta, principalmente en la perforación de 22 pozos, la completación de 18 pozos y la conexión de 16 pozos nuevos durante el trimestre. Además, la Compañía invirtió 23.7 \$MM en instalaciones de superficie y 30.0 \$MM en estudios de G&G, proyectos de IT y otras inversiones. El costo estándar de perforación y completación promedio (*D&C* por sus siglas en inglés) para los pozos conectados en Bajada del Palo Oeste, para el segundo semestre de 2025, normalizado a 2,800 metros de largo de rama lateral y 47 etapas de fractura, fue 12.1 \$MM por pozo.

- En el 4T 2025, la Compañía alcanzó un free cash flow de 75.6 \$MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue 435.3 \$MM, reflejando pagos por impuestos sobre la renta de 32.3 \$MM y un incremento en el capital de trabajo de 15.5 \$MM. El flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión fue 359.7 \$MM para el trimestre, reflejando inversiones de 355.1 \$MM, y una disminución de capital de trabajo relacionado con inversiones de 15.9 \$MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades de financiamiento fue 143.1 \$MM, mayormente impactado por préstamos recibidos por 618.3 \$MM, parcialmente contrarrestado por pagos de capital de los préstamos por 367.6 \$MM y pagos de intereses de los préstamos por 74.6 \$MM. ⁽²⁾

(1) Los ingresos de 4T 2025, tal como son publicados y reportados, fueron 719 \$MM. Por motivos de consistencia en la comparación, los ingresos, el precio realizado de petróleo y los gastos de venta excluyen gastos comerciales de fletes marítimos por 29.8 \$MM, recaudados como ingresos e incurridos por nuestra subsidiaria de trading VEISA en el 4T 2025.

(2) 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 141.8 \$MM; (ii) el efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera y otros resultados financieros de -5.9 \$MM; (iii) la variación del valor de los bonos del gobierno argentino de 1.7 \$MM; y (iv) Otras inversiones por 5.6 \$MM.

Aspectos destacados del año 2025:

- Durante 2025, se completaron y conectaron 74 pozos netos de petróleo shale. Se conectaron nueve pads en Bajada del Palo Oeste (BPO-31 al BPO-39), agregando 36 pozos nuevos en producción; tres pads en Bajada del Palo Este (BPE-8 al BPE-10), agregando 9 pozos nuevos en producción; un pad con 4 pozos en Aguada Federal (AF-6); y se conectaron 25 pozos netos en La Amarga Chica. La producción total shale promedió 110,666 boe/d en 2025. La cantidad de pozos shale conectados, en base acumulada, aumentó a 153 en Bajada del Palo Oeste, 153 en La Amarga Chica (netos a la participación de 50% de Vista), 26 en Bajada del Palo Este, 17 en Aguada Federal y 2 en Águila Mora, para un total acumulado de 351 pozos shale netos conectados en Vaca Muerta para fines del año 2025.
- Las reservas probadas totales al 31 de diciembre de 2025 alcanzaron 588.1 MMboe, un incremento del 57% comparado con 375.2 MMboe al 31 de diciembre de 2024. El incremento fue impulsado principalmente por un sólido progreso de los pozos en el hub de desarrollo de Vaca Muerta y la adquisición de 50% de participación en el bloque La Amarga Chica en abril de 2025. El índice de remplazo de reservas implícito fue 605%, mientras que el índice de remplazo de reservas orgánico (excluyendo las adquisiciones) fue 260%.
- Durante el año 2025, la producción total fue 115,479 boe/d, la cual estuvo compuesta por 100,104 bbl/d de petróleo, representando el 86.7% de la producción total, 2.36 MMm3/d de gas natural, representando el 12.9% de la producción total, y 534 boe/d de NGL, representando el 0.4% restante. La producción total de 2025 fue 66% mayor a la de 2024. Vista exportó 22.2 MMbbl de petróleo, un incremento interanual del 109%, representando el 61% del volumen vendido de petróleo.
- Durante 2025, el precio promedio realizado de petróleo fue 62.9 \$/bbl, una disminución del 9% comparada con 2024. El precio promedio realizado del gas natural durante 2025 fue 2.6 \$/MMBtu, un 18% por debajo del precio de gas promedio de 2024. ⁽¹⁾
- Los ingresos totales durante 2025 fueron 2,444 \$MM, un aumento del 48% comparado con 1,648 \$MM durante 2024, 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 2,241 \$MM, o 98% de los ingresos totales netos de ventas de petróleo. Los ingresos netos por exportaciones de petróleo y gas durante 2025 fueron 1,403 \$MM, un incremento interanual de 83%, representando 59% de los ingresos netos totales. ⁽¹⁾
- El lifting cost fue 4.4 \$/boe durante 2025, por debajo de 4.6 \$/boe durante 2024, reflejando los beneficios de una mayor escala y el foco continuo en la eficiencia.

- Los gastos de ventas en 2025 fueron 4.5 \$/boe, 19% por debajo de 2024, explicado por la eliminación de los costos de transporte por camiones desde el final del 1T 2025, como resultado de la puesta en marcha del oleoducto Oldelval Duplicar.⁽¹⁾
- Durante 2025, la Compañía redujo la intensidad de emisiones de GEI, de alcance 1 y 2, en 23% comparada con 2024, de 8.8 kg CO2e/boe a 6.8 kg CO2e/boe.
- El EBITDA ajustado para 2025 fue 1,596 \$MM, resultando en un margen de EBITDA ajustado de 65%, y un aumento del 46% comparado con el EBITDA ajustado de 1,092 \$MM durante 2024.
- La utilidad neta de 2025 alcanzó 719 \$MM, comparada con 478 \$MM en 2024, principalmente explicada por una mayor utilidad antes del impuesto sobre la renta (incluyendo la ganancia de la Adquisición de La Amarga Chica por 491 \$MM), parcialmente contrarrestada por un mayor gasto por impuesto sobre la renta. La utilidad neta ajustada durante 2025 fue 340 \$MM, comparada con 194 \$MM durante 2024. El EPS de 2025 fue 7.0 \$/acción, comparado con 5.0 \$/acción en 2024. El EPS ajustado de 2025 fue 3.3 \$/acción en 2025, comparado con 2.0 \$/acción en 2024.
- Las inversiones totales en 2025 fueron 1,331 \$MM, de los cuales 1,141 \$MM se invirtieron en los pozos de petróleo shale de la Compañía (incluyendo La Amarga Chica), 114 \$MM en instalaciones de superficie, y 76 \$MM en estudios de G&G, proyectos de IT y otras inversiones.
- En 2025, la Compañía registró un free cash flow negativo de 1,553 \$MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue 796 \$MM, y el flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión fue 2,349 \$MM para el año (incluyendo 842 \$MM aplicados en la Adquisición de La Amarga Chica). El flujo neto de efectivo generado por actividades de financiamiento fue 1,327 \$MM, mayormente impactado por 2,838 \$MM de préstamos recibidos, y parcialmente contrarrestado por pagos de capital de los préstamos por 1,174 \$MM, pagos de intereses de los préstamos por 148 \$MM y la recompra de acciones por 50 \$MM.⁽²⁾
- La posición de caja al cierre de 2025 fue 538 \$MM. La deuda financiera bruta alcanzó 3,154 \$MM al final del año, resultando en una deuda neta de 2,616 \$MM. Al final del año 2025, el índice de apalancamiento neto fue 1.5x en base pro forma y 1.6x en base no pro forma.⁽³⁾

(1) Los ingresos de 2025, tal como son publicados y reportados, fueron 2,474 \$MM. Por motivos de consistencia en la comparación, los ingresos, el precio realizado de petróleo y los gastos de ventas excluyen gastos comerciales de fletes marítimos por 29.8 \$MM, recaudados como ingresos e incurridos por nuestra subsidiaria de trading VEISA en el 4T 2025.

(2) El flujo neto de efectivo de actividades de financiamiento de 2025 es la suma de: (i) El flujo de efectivo generado por las actividades de financiamiento de 1,328 \$MM; (ii) el efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera y otros resultados financieros de -4 \$MM; (iii) la variación del valor de los bonos del gobierno argentino de -2 \$MM; y (iv) Otras inversiones por 6 \$MM.

(3) Valores pro forma calculados como si La Amarga Chica hubiera sido adquirida el 1 de enero de 2024. Índice de apalancamiento neto pro forma (1.5x) = (Deuda financiera bruta (3,154 \$MM) – Caja, bancos e inversiones corrientes (538 \$MM)) / EBITDA ajustado pro forma (1,752 \$MM).

Vista: resultados del año 2025 y del 4T 2025

Reservas P1

Las reservas probadas ("P1") al 31 de diciembre de 2025 fueron 588.1 MMboe, un incremento anual del 57%, o 212.9 MMboe. Incluyendo las adquisiciones, las adiciones a las reservas P1 fueron 255.1 MMboe, implicando un índice de reemplazo de reservas de 605%. El índice de reemplazo de reservas orgánico de Vista (excluyendo adquisiciones) fue 260%. ⁽¹⁾

La Compañía registró 698 locaciones de pozos P1 netas, de las cuales 357 corresponden a probadas desarrolladas y 341 a probadas no desarrolladas. La siguiente tabla muestra el detalle de las reservas P1 certificadas:

Reservas probadas por tipo (MMboe)	2025	2024	▲ y (MMboe)	▲ y/y (%)
Probadas desarrolladas	232.5	129.2	103.2	80%
Petróleo	208.4	109.1	99.3	91%
Gas Natural	24.1	20.1	3.9	20%
Probadas no desarrolladas	355.7	246.0	109.7	45%
Petróleo	314.7	213.5	101.2	47%
Gas Natural	41.0	32.5	8.5	26%
Reservas probadas totales	588.1	375.2	212.9	57%

Considerando una producción total de 42.1 MMboe para 2025, el índice de reemplazo de reservas implícito fue 605% y la vida de las reservas P1 implícita fue 14.0 años. El índice de reemplazo de reservas orgánico de Vista (excluyendo adquisiciones) fue 260%.

Reconciliación de reservas probadas	Petróleo (MMbbl)	Gas Natural (MMboe)	Total (MMboe)
Reservas probadas al FA 2024	322.6	52.7	375.2
(-) Producción	(36.7)	(5.4)	(42.1)
(+) Adiciones totales	237.2	17.8	255.1
Adquisiciones ⁽²⁾	131.9	13.3	145.3
Adiciones orgánicas	105.3	4.5	109.8
Reservas probadas al FA 2025	523.0	65.1	588.1
Índice de reemplazo de reservas ⁽³⁾	646%	329%	605%
Índice de reemplazo de reservas orgánico ⁽⁴⁾	287%	83%	260%
Vida de reservas (años)	14.2	12.0	14.0

(1) Excluye la adquisición del 100% del capital social de Petronas E&P Argentina S. A., que posee una participación del 50% en la concesión no convencional La Amarga Chica ("Adquisición de La Amarga Chica", véase el Glosario), y la cesión de la participación de Trafigura en 10 pads en Bajada del Palo Oeste a Vista Argentina (el "Contrato Trafigura", véase el Glosario).

(2) Las Adquisiciones incluyen 139.2 MMboe de la Adquisición de La Amarga Chica y 6.1 MMboe del Contrato Trafigura

(3) El Índice de reemplazo de reservas se calcula como Adiciones totales dividido por Producción

(4) El Índice de reemplazo de reservas orgánico se calcula como Adiciones orgánicas (es decir, Adiciones totales menos Adquisiciones) dividido por Producción

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

Reservas netas por concesión	Petróleo (MMbbl)	Gas Natural (MMboe)	Total (MMboe)
Bajada del Palo Oeste	248.4	36.9	285.3
La Amarga Chica	138.9	12.4	151.3
Bajada del Palo Este	91.6	6.6	98.3
Aguada Federal	42.4	6.6	49.0
Activos Convencionales ⁽¹⁾	1.6	2.5	4.1
Águila Mora	0.1	0.0	0.2
Coirón Amargo Norte	0.0	0.0	0.0
Bandurria Norte	0.0	0.0	0.0
Total	523.0	65.1	588.1

(1) Los Activos Convencionales incluyen Acambuco, CS-01 y los Activos Convencionales Transferidos. Estos últimos son operados por Tango Energy S.A. ("Tango", anteriormente Petrolera Aconcagua Energía S.A.) a partir del 1 de marzo de 2023. Según el acuerdo suscripto, Vista conserva el derecho al 20% 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 2025, evaluados utilizando las regulaciones de la SEC y descontados al 10% anual, resultó en 6,607 \$MM en 2025.

La información incluida en este reporte respecto a las cantidades estimadas de reservas probadas se deriva de (i) las estimaciones de las reservas probadas al 31 de diciembre de 2025 de los reportes con fecha 20 de enero de 2026 preparados por DeGolyer and MacNaughton para las concesiones de Vista ubicadas en Argentina y México, y (ii) las estimaciones de las reservas probadas al 15 de abril de 2025 del reporte con fecha 22 de mayo de 2025 preparado por DeGolyer and MacNaughton para la participación de Vista en La Amarga Chica.

Producción

Producción total promedio diaria neta

	4T-25	3T-25	4T-24	▲ y/y	▲ q/q	2025	2024	▲ y/y
Total (boe/d)	135,414	126,752	85,276	59%	7%	115,479	69,660	66%
Petróleo (bbl/d)	118,285	109,677	73,491	61%	8%	100,104	60,418	66%
Gas Natural (MMm ³ /d)	2.62	2.65	1.81	45%	(1)%	2.36	1.42	66%
NGL (boe/d)	666	416	432	54%	60%	534	300	78%

La producción promedio del 4T 2025 fue 135,414 boe/d, un incremento del 7% trimestre contra trimestre, impulsado por un sólido desempeño tanto en bloques operados como en no operados, y un incremento interanual del 59%, impulsado principalmente por la adquisición de una participación del 50% en el bloque La Amarga Chica en abril de 2025. La producción de crudo fue 118,285 bbl/d durante el 4T 2025, un incremento secuencial del 8% y un incremento interanual del 61% impulsado por la conexión de 40 pozos netos durante el 3T 2025 y 4T 2025. La producción de gas natural durante el 4T 2025 fue 2.62 MMm³/d, un 1% por debajo del trimestre anterior. La producción de NGL en el 4T 2025 fue 666 boe/d.

Producción neta promedio diaria por activo durante el 4T 2025

	Objetivo	Interés	Petróleo (bbl/d)	Gas Natural (MMm ³ /d)	GNL (boe/d)	Total (boe/d)
Concesiones (volúmenes a su participación)			118,285	2.62	666	135,414
Aguada Federal	Shale	100%	6,517	0.13	28	7,371
Águila Mora	Shale	90%	333	0.01	-	418
Bajada del Palo Este	Shale	100%	12,778	0.16	15	13,821
Bajada del Palo Oeste	Shale	100%	53,806	1.20	78	61,445
Bandurria Norte	Shale	100%	-	-	-	-
Bajada del Palo Este	Convencional	100%	-	-	-	-
Bajada del Palo Oeste	Convencional	100%	-	0.03	-	173
Coirón Amargo Norte	Convencional	84.6%	-	-	-	-
CS-01 (México) ⁽¹⁾	Convencional	100%	154	0.00	-	158
Total producción operada			73,588	1.54	121	83,385
La Amarga Chica	Shale	50%	43,446	0.83	-	48,643
25 de Mayo-Medanito SE ⁽²⁾	Convencional	-	311	0.01	-	397
Acambuco	Convencional	1.5%	14	0.02	-	139
Agua Amarga ⁽²⁾	Convencional	-	39	0.02	35	179
Entre Lomas ⁽²⁾	Convencional	-	597	0.13	511	1,903
Jagüel de los Machos ⁽²⁾	Convencional	-	288	0.08	-	769
Total producción no operada			44,697	1.08	545	52,030
Total producción shale			116,880	2.34	121	131,696
Total producción convencional			1,405	0.28	545	3,718

(1) El 6 de noviembre de 2025, la Compañía presentó un aviso de renuncia irrevocable al bloque CS-01 a la Secretaría de Energía de México ("SENER"), cuya aprobación está pendiente a la fecha de este reporte de resultados.

(2) Activos Convencionales Transferidos operados por Aconcagua a partir del 1 de marzo de 2023. Según el acuerdo suscripto, Vista conserva el derecho al 20% 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-25	3T-25	4T-24	▲ y/y	▲ q/q	2025	2024	▲ y/y
Ingresos	719.1	706.1	471.3	53%	2%	2,474.2	1,647.8	50%
Gastos de fletes marítimos	(29.8)	-	-	-	-	(29.8)	-	-
Ingresos, netos de gastos de fletes	689.2	706.1	471.3	46%	(2)%	2,444.4	1,647.8	48%
Derechos de exportación	(19.7)	(18.8)	(19.3)	2%	4%	(73.7)	(59.5)	24%
Ingresos Netos	669.6	687.3	451.9	48%	(3)%	2,370.7	1,588.2	49%
Petróleo	651.8	657.5	435.4	50%	(1)%	2,281.4	1,513.5	51%
<i>Mercado Externo</i>	<i>418.7</i>	<i>411.0</i>	<i>242.8</i>	<i>72%</i>	<i>2%</i>	<i>1,391.0</i>	<i>748.0</i>	<i>86%</i>
<i>Mercado Doméstico</i>	<i>233.1</i>	<i>246.6</i>	<i>192.6</i>	<i>21%</i>	<i>(5)%</i>	<i>890.4</i>	<i>765.5</i>	<i>16%</i>
<i>Mercado Doméstico a paridad de exportación</i>	<i>233.1</i>	<i>246.6</i>	<i>73.3</i>	<i>218%</i>	<i>(5)%</i>	<i>850.1</i>	<i>310.1</i>	<i>174%</i>
Gas Natural	16.1	28.6	15.2	6%	(44)%	83.1	71.8	16%
<i>Mercado Externo</i>	<i>2.4</i>	<i>3.4</i>	<i>3.9</i>	<i>(37)%</i>	<i>(29)%</i>	<i>11.9</i>	<i>19.9</i>	<i>(40)%</i>
<i>Mercado Doméstico</i>	<i>13.6</i>	<i>25.2</i>	<i>11.3</i>	<i>20%</i>	<i>(46)%</i>	<i>71.2</i>	<i>51.9</i>	<i>37%</i>
NGL	1.7	1.1	1.4	26%	51%	6.2	2.9	110%

Precios promedio realizados por producto

Producto	4T-25	3T-25	4T-24	▲ y/y	▲ q/q	2025	2024	▲ y/y
Petróleo (\$/bbl)	58.9	64.6	67.1	(12)%	(9)%	62.9	69.2	(9)%
<i>Mercado Externo</i>	<i>59.0</i>	<i>64.8</i>	<i>66.6</i>	<i>(11)%</i>	<i>(9)%</i>	<i>62.5</i>	<i>70.3</i>	<i>(11)%</i>
<i>Mercado Doméstico</i>	<i>58.7</i>	<i>64.4</i>	<i>67.8</i>	<i>(13)%</i>	<i>(9)%</i>	<i>63.5</i>	<i>68.1</i>	<i>(7)%</i>
<i>Mercado Doméstico a paridad de exportación</i>	<i>58.7</i>	<i>64.4</i>	<i>68.1</i>	<i>(14)%</i>	<i>(9)%</i>	<i>63.5</i>	<i>74.8</i>	<i>(15)%</i>
Gas Natural (\$/MMBtu)	1.8	3.3	2.3	(23)%	(46)%	2.6	3.2	(18)%
<i>Mercado Externo</i>	<i>5.0</i>	<i>5.9</i>	<i>6.5</i>	<i>(23)%</i>	<i>(16)%</i>	<i>5.6</i>	<i>7.1</i>	<i>(21)%</i>
<i>Mercado Doméstico</i>	<i>1.6</i>	<i>3.1</i>	<i>1.9</i>	<i>(15)%</i>	<i>(49)%</i>	<i>2.4</i>	<i>2.6</i>	<i>(9)%</i>
NGL (\$/tn)	344	365	360	(4)%	(6)%	395	324	22%

Volúmenes de venta totales por producto

Producto	4T-25	3T-25	4T-24	▲ y/y	▲ q/q	2025	2024	▲ y/y
Petróleo (MMbbl)	11.1 ⁽¹⁾	10.2	6.5	71%	9%	36.3	21.9	66%
<i>Mercado Externo</i>	<i>7.1</i>	<i>6.3</i>	<i>3.6</i>	<i>95%</i>	<i>12%</i>	<i>22.2</i>	<i>10.6</i>	<i>109%</i>
<i>Mercado Doméstico</i>	<i>4.0</i>	<i>3.8</i>	<i>2.8</i>	<i>40%</i>	<i>4%</i>	<i>14.0</i>	<i>11.2</i>	<i>25%</i>
<i>Mercado Doméstico a paridad de exportación</i>	<i>4.0</i>	<i>3.8</i>	<i>1.1</i>	<i>269%</i>	<i>4%</i>	<i>13.4</i>	<i>4.1</i>	<i>224%</i>
Gas Natural (MMBtu)	9.1	8.7	6.6	37%	4%	32.1	22.8	41%
<i>Mercado Externo</i>	<i>0.5</i>	<i>0.6</i>	<i>0.6</i>	<i>(18)%</i>	<i>(15)%</i>	<i>2.1</i>	<i>2.8</i>	<i>(24)%</i>
<i>Mercado Doméstico</i>	<i>8.6</i>	<i>8.2</i>	<i>6.0</i>	<i>42%</i>	<i>5%</i>	<i>29.9</i>	<i>19.9</i>	<i>50%</i>
NGL (Mtn)	5.0	3.1	3.8	32%	60%	15.6	9.1	72%

(1) Disminución de inventario de 0.19 MMbbl, resultando de una producción de 10.88 MMbbl, y ventas de 11.07 MMbbl.

Durante el 4T 2025, Vista Energy International S.A. ("VEISA"), la subsidiaria de la Compañía dedicada a *trading*, comenzó sus operaciones. VEISA es una compañía perteneciente en su totalidad a Vista. Aunque VEISA vende mayormente en base CIF (por su definición en inglés, Cost, Insurance and Freight), CFR (por su definición en inglés, Cost and Freight) o DAP (por su definición en inglés, Delivered At Place), por motivos de consistencia en la comparación, continuaremos reportando ventas y precios realizados en base equivalente a la FOB (por su definición en inglés, Free On Board).

Durante el 4T 2025, los ingresos totales fueron 719.1 \$MM. Excluyendo los gastos comerciales de fletes marítimos, los ingresos totales fueron 689.2 \$MM, 46% por encima del 4T 2024, impulsados principalmente por el incremento en la producción de petróleo, y parcialmente contrarrestados por menores precios de petróleo. Los ingresos totales estuvieron 2% por debajo del 3T 2025, ya que el incremento en la producción de petróleo fue contrarrestado por menores precios de petróleo. Los ingresos netos fueron 669.6 \$MM. Los ingresos netos de las exportaciones de petróleo y gas fueron 421.2 \$MM, representando un 63% de los ingresos totales netos.

Los ingresos netos por ventas de petróleo del 4T 2025 fueron 651.8 \$MM, representando un 97.3% de los ingresos netos totales, y un incremento del 50% comparado con 4T 2024, explicado por el aumento de la producción de petróleo y parcialmente compensado por menores precios realizados. En términos secuenciales, los ingresos netos de petróleo disminuyeron 1%, ya que los menores precios contrarrestaron el incremento de 7% en la producción. El precio promedio realizado de petróleo fue 58.9 \$/bbl, 12% por debajo del 4T 2024 y 9% por debajo del 3T 2025. Los ingresos netos de ventas de petróleo a precios de paridad de exportación, combinando mercados internacionales y domésticos, fueron el 100% de los ingresos netos de ventas de petróleo.

Durante el 4T 2025, la Compañía exportó el 64% del volumen total de petróleo vendido a un precio promedio realizado de 59.0 \$/bbl. Los ingresos netos por exportaciones de petróleo representaron el 64% de los ingresos netos por ventas de petróleo, y fueron 418.7 \$MM.

Los ingresos por ventas de gas natural fueron 16.1 \$MM en el 4T 2025, representado un 2.4% de los ingresos netos totales. El precio promedio de las ventas de gas natural en el trimestre fue 1.8 \$/MMBtu, una disminución del 23% comparado con el 4T 2024. El Plan GasAr representó el 38% de las ventas de gas natural totales con un precio promedio realizado de 2.5 \$/MMBtu durante el trimestre. Las ventas a clientes industriales representaron el 57% de las ventas totales de gas natural con un precio promedio realizado de 1.0 \$/MMBtu. El 5% restante del volumen total de ventas de gas natural se exportó a un precio promedio realizado de 5.0 \$/MMBtu, una disminución del 23% comparado con el 4T 2024.

Los ingresos netos por ventas de líquidos de gas natural fueron 1.7 \$MM durante el 4T 2025, representando el 0.3% de las ventas netas totales. El precio promedio de NGL fue 344 \$/tn.

Costos operativos (lifting cost)

	4T-25	3T-25	4T-24	▲ y/y	▲ q/q	2025	2024	▲ y/y
Costos operativos (\$MM)	50.8	51.8	36.6	39%	(2)%	186.9	116.5	60%
<i>Lifting cost por boe (\$/boe)</i>	<i>4.1</i>	<i>4.4</i>	<i>4.7</i>	<i>(12)%</i>	<i>(8)%</i>	<i>4.4</i>	<i>4.6</i>	<i>(3)%</i>

Los costos operativos durante el 4T 2025 fueron 50.8 \$MM, un 2% por debajo del 3T 2025. En base unitaria, el lifting cost en el 4T 2025 fue 4.1 \$/boe, 8% menor al trimestre anterior y 12% menor al 4T 2024, reflejando la dilución de costos fijos a medida que la Compañía continúa aumentando la producción, y el foco en control de costos.

Gastos de ventas

	4T-25	3T-25	4T-24	▲ y/y	▲ q/q	2025	2024	▲ y/y
Gastos de ventas (\$MM)	51.9	48.8	62.5	(17)%	6%	188.2	140.3	34%
<i>Gastos de ventas por boe (\$/boe)</i>	<i>4.2</i>	<i>4.2</i>	<i>8.0</i>	<i>(48)%</i>	<i>(0)%</i>	<i>4.5</i>	<i>5.5</i>	<i>(19)%</i>

Los gastos de ventas publicados y reportados fueron 81.8 \$MM en el 4T 2025 y 218.1 \$MM en 2025. Por motivos de comparación, las figuras exhibidas en esta sección excluyen 29.8 \$MM de gastos comerciales de fletes marítimos, incurridos por VEISA, dando lugar a gastos de ventas por 51.9 \$MM en el 4T 2025 y 188.2 \$MM en 2025. En base unitaria, los gastos de ventas en el 4T 2025 fueron 4.2 \$/boe, una disminución interanual del 48%, impulsada por la eliminación de los volúmenes transportados por camiones a finales del 1T 2025 con la puesta en marcha del oleoducto Oldelval Duplicar.

EBITDA ajustado

Reconciliación de EBITDA ajustado (\$MM)	4T-25	3T-25	4T-24	▲ y	▲ q	2025	2024	▲ y
Utilidad neta	85.7	315.3	93.8	(8.1)	(229.6)	719.1	477.5	241.5
(+) Impuesto sobre la renta	52.7	122.2	30.9	21.8	(69.5)	285.6	113.3	172.3
(+) Resultados financieros, netos	72.9	95.1	4.7	68.2	(22.2)	240.9	34.6	206.4
(+) Resultado de inversiones en asociadas	1.5	2.8	-	1.5	(1.3)	5.2	-	5.2
Utilidad de operación	212.8	535.4	129.4	83.3	(322.7)	1,250.8	625.4	625.4
(+) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	225.1	210.9	139.6	85.5	14.2	738.9	437.7	301.2
(+) Gastos de reestructuración y reorganización y otros ajustes	1.2	5.0	-	1.2	(3.8)	29.9	-	29.9
(+) Deterioro de activos de larga duración	-	-	(4.2)	4.2	-	38.3	(4.2)	42.5
(+) Ganancia relacionada con la cesión de activos convencionales	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	5.0	9.2	8.5	(3.5)	(4.2)	29.0	33.6	(4.6)
(+) Ganancia por combinación de negocios	-	(288.1)	-	-	288.1	(490.5)	-	(490.5)
EBITDA ajustado ⁽¹⁾	444.0	472.4	273.3	170.7	(28.4)	1,596.3	1,092.5	503.9
<i>Margen de EBITDA ajustado (%) ⁽²⁾</i>	<i>64%</i>	<i>67%</i>	<i>57%</i>	<i>+8p.p.</i>	<i>(2)p.p.</i>	<i>65%</i>	<i>65%</i>	<i>(0)p.p.</i>

(1) EBITDA ajustado = Utilidad neta + (Gasto) beneficio por 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 + Ganancia por combinación de negocios.

(2) Margen de EBITDA ajustado = EBITDA ajustado / (Ingresos Totales + Ganancias del Programa de Incremento de las Exportaciones - Gastos comerciales de fletes marítimos). Las Ganancias del Programa de Incremento de las Exportaciones son 0 a partir del 2T 2025. Margen de EBITDA ajustado para 4T 2025 (64%) = EBITDA ajustado (444.0 \$MM) / (Ingresos totales (719.1 \$MM) + Ganancias del Programa de Incremento de las Exportaciones (0.0 \$MM) - Gastos comerciales de fletes marítimos (29.8 \$MM)).

El EBITDA ajustado fue 444.0 \$MM en el 4T 2025, un incremento del 62% en comparación con 273.3 \$MM en el 4T 2024, impulsado principalmente por el incremento en la producción, combinando crecimiento orgánico con la consolidación de la participación de 50% en La Amarga Chica.

En términos secuenciales, el EBITDA ajustado disminuyó 6% en el 4T 2025, explicado por menores precios de petróleo y gas, contrarrestado por el crecimiento de la producción. El margen de EBITDA ajustado fue 64%, 8 p.p. por encima del 4T 2024.

Utilidad neta ajustada

Reconciliación de utilidad neta ajustada - en \$MM	4T- 25	3T- 25	4T- 24	▲ y	▲ q	2025	2024	▲ y
Utilidad neta	85.7	315.3	93.8	(8.1)	(229.6)	719.1	477.5	241.5
<u>Ajustes:</u>				-	-			
(+) Impuesto sobre la renta diferido	(39.2)	119.1	(76.0)	36.8	(158.3)	44.0	(313.0)	356.9
(+) Cambios en el valor razonable de los títulos	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Deterioro de activos de larga duración	-	-	(4.2)	4.2	-	38.3	(4.2)	42.5
(+) Ganancia relacionada con la cesión de activos convencionales	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	5.0	9.2	8.5	(3.5)	(4.2)	29.0	33.6	(4.6)
(+) Ganancia por combinación de negocios	-	(288.1)	-	-	288.1	(490.5)	-	(490.5)
Ajustes a la utilidad neta	(34.2)	(159.8)	(71.7)	37.4	125.6	(379.3)	(283.6)	(95.7)
Utilidad neta ajustada	51.5	155.5	22.1	29.4	(104.0)	339.8	193.9	145.8
<i>EPS ajustado (\$/acción)⁽¹⁾</i>	<i>0.49</i>	<i>1.48</i>	<i>0.23</i>	<i>0.26</i>	<i>(0.99)</i>	<i>3.31</i>	<i>2.02</i>	<i>1.3</i>
<i>EPS (\$/acción)⁽¹⁾</i>	<i>0.82</i>	<i>3.01</i>	<i>0.98</i>	<i>(0.16)</i>	<i>(2.18)</i>	<i>7.02</i>	<i>4.98</i>	<i>2.0</i>

La utilidad neta en el 4T 2025 fue 85.7 \$MM, comparada con 93.8 \$MM en el 4T 2024, impulsada principalmente por (a) un mayor EBITDA ajustado de 444.0 \$MM en el 4T 2025 comparado con 273.3 \$MM en el 4T 2024, parcialmente contrarrestado por (b) mayores Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones por 225.1 \$MM en el 4T 2025 comparado con 139.6 \$MM en el 4T 2024, (c) Resultados financieros netos de 72.9 \$MM en el 4T 2025, comparado con 4.7 \$MM en el 4T 2024, y (d) mayor Gasto del impuesto sobre la renta de 52.7 \$MM en el 4T 2025 comparado con 30.9 \$MM en el 4T 2024.

La Utilidad neta ajustada en el 4T 2025 fue 51.5 \$MM, comparada con 22.1 \$MM en el 4T 2024, impulsada principalmente por (a) un mayor EBITDA ajustado y (b) un menor Gasto del impuesto sobre la renta corriente de 91.9 \$MM en el 4T 2025 comparado con 106.9 \$MM en el 4T 2024, parcialmente contrarrestados por (c) mayores Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones, y (d) mayores Resultados financieros netos.

El EPS del 4T 2025 fue 0.82 \$/acción, comparado con 0.98 \$/acción en el 4T 2024 y 3.01 \$/acción en el 3T 2025. El EPS ajustado del 4T 2025 fue 0.49 \$/acción, comparado con 0.23 \$/acción en el 4T 2024 y 1.48 \$/acción en el 3T 2025.⁽¹⁾

(1) EPS (Earnings per share): Utilidad neta dividido por el número promedio ponderado de acciones comunes. EPS ajustado (Earnings per share): Utilidad neta ajustada dividido por el Número promedio ponderado de acciones comunes. El Número promedio ponderado de acciones comunes para 4T 2025, 3T 2025, 4T 2024, 2025 y 2024 fueron 104,269,588, 104,896,801, 95,223,600, 102,499,637 y 95,906,449, respectivamente.

Inversiones

Las inversiones durante el 4T 2025 fueron 355.1 \$MM. La Compañía invirtió 301.3 \$MM en perforación, completación y reintervención de pozos en Vaca Muerta, principalmente en la perforación de 22 pozos, la completación de 18 pozos y la conexión de 16 pozos nuevos durante el trimestre. Además, la Compañía invirtió 23.7 \$MM en instalaciones de superficie y 30.0 \$MM en estudios de G&G, proyectos de IT y otras inversiones. El costo estándar de perforación y completación promedio (*D&C* por sus siglas en inglés) para los pozos conectados en Bajada del Palo Oeste, para el segundo semestre de 2025, normalizado a 2,800 metros de largo de rama lateral y 47 etapas de fractura, fue 12.1 \$MM por pozo.

Pozos completados durante el 4T 2025

Concesión	Nombre del pozo	Número de pad	Horizonte de navegación	Longitud lateral (mts)	Etapas totales
Bajada del Palo Oeste	2840	BPO-38	La Cocina	2,451	42
Bajada del Palo Oeste	2842	BPO-38	La Cocina	2,657	43
Bajada del Palo Oeste	2843	BPO-38	Orgánico	2,641	46
Bajada del Palo Oeste	2844	BPO-38	La Cocina	2,833	47
Bajada del Palo Oeste	2845	BPO-38	La Cocina	2,948	49
Bajada del Palo Oeste	2631	BPO-39	La Cocina	2,871	50
Bajada del Palo Oeste	2632	BPO-39	Orgánico	2,871	50
Bajada del Palo Oeste	2633	BPO-39	La Cocina	2,871	50
Bajada del Palo Oeste	2634	BPO-39	Orgánico	2,813	49
Bajada del Palo Este	2193	BPE-10	La Cocina	2,813	49
Bajada del Palo Este	2194	BPE-10	La Cocina	2,698	47
Bajada del Palo Este	2195	BPE-10	La Cocina	3,158	55

Resumen financiero

Durante el 4T 2025, Vista logró mantener un sólido balance, con una posición de caja al cierre del trimestre de 538.4 \$MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue 435.3 \$MM, reflejando la disminución del EBITDA ajustado con relación al trimestre anterior, pagos de impuesto sobre la renta de 32.3 \$MM, y un incremento en el capital de trabajo de 15.5 \$MM. El flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión fue 359.7 \$MM para el trimestre, reflejando inversiones por 355.1 \$MM, y una disminución del capital de trabajo relacionado con inversiones de 15.9 \$MM. En el 4T 2025, la Compañía registró un free cash flow de 75.6 \$MM.

En el 4T 2025, el flujo neto de actividades de financiamiento fue 143.1 \$MM, mayormente explicado por préstamos recibidos de 618.3 \$MM, parcialmente contrarrestado por pagos de capital de los préstamos de 367.6 \$MM y pagos de intereses de los préstamos de 74.6 \$MM. ⁽¹⁾

La deuda financiera bruta alcanzó 3,154.1 \$MM al final del trimestre, resultando en una deuda neta de 2,615.7 \$MM. Al cierre del 4T 2025, el índice de apalancamiento neto fue 1.5x en base pro forma y 1.6x en base no pro forma, comparado con 1.5x en base pro forma al final del 3T 2025. ⁽²⁾

(1) El flujo neto de efectivo de las actividades de financiamiento del 4T 2025 es la suma de: (i) El flujo de efectivo generado por las actividades de financiamiento de 141.8 \$MM; (ii) el efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera de -5.9 \$MM; (iii) la variación del valor de los bonos del gobierno argentino de 1.7 \$MM; y Otras inversiones por 5.6 \$MM.

(2) Valores pro forma calculados como si La Amarga Chica hubiera sido adquirida el 1 de enero de 2024. Índice de apalancamiento neto pro forma (1.5x) = (Deuda financiera bruta (3,154.1 \$MM) – Caja, bancos e inversiones corrientes (538.4 \$MM)) / EBITDA ajustado pro forma (1,752 \$MM).

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

Utilidad para el período

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

Métricas de resultados - en \$M	4T 2025	3T 2025	4T 2024	2025	2024
Ingresos totales ⁽¹⁾	719,064	706,135	471,318	2,474,197	1,647,768
Petróleo	701,318	676,363	454,703	2,384,912	1,573,069
Gas natural	16,036	28,641	15,257	83,104	71,756
NGL y otros	1,710	1,131	1,358	6,181	2,943
Costo de ventas	(378,374)	(368,944)	(254,678)	(1,299,167)	(830,025)
Costos de operación	(50,805)	(51,786)	(36,556)	(186,945)	(116,526)
Fluctuación del inventario del crudo	(3,195)	1,415	3,913	1,046	1,720
Regalías y otros	(94,281)	(98,523)	(73,896)	(345,349)	(243,950)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(225,095)	(210,891)	(139,618)	(738,903)	(437,699)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	(4,998)	(9,159)	(8,521)	(29,016)	(33,570)
Utilidad bruta	340,690	337,191	216,640	1,175,030	817,743
Gastos de ventas ⁽¹⁾	(81,783)	(48,816)	(62,527)	(218,072)	(140,334)
Gastos generales y de administración	(52,619)	(37,347)	(35,207)	(147,709)	(108,954)
Gastos de exploración	(90)	(144)	(102)	(578)	(138)
Otros ingresos operativos	8,509	289,802	6,467	512,793	54,127
Otros gastos operativos	(1,948)	(5,273)	(64)	(32,382)	(1,261)
Deterioro de activos de larga duración	0	0	4,207	(38,252)	4,207
Utilidad de la operación	212,759	535,413	129,414	1,250,830	625,390
Resultado de inversiones en asociadas	(1,468)	(2,767)	-	(5,214)	-
Ingresos por intereses	1,661	7,603	1,375	10,594	4,535
Gastos por intereses	(50,096)	(48,873)	(25,361)	(163,356)	(62,499)
Otros resultados financieros	(24,462)	(53,872)	19,259	(88,183)	23,401
Resultados financieros, netos	(72,897)	(95,142)	(4,727)	(240,945)	(34,563)
Utilidad antes de impuestos	138,394	437,504	124,687	1,004,671	590,827
(Gasto) por impuesto sobre la renta corriente	(91,930)	(3,119)	(106,897)	(241,657)	(426,288)
(Gasto) beneficio por impuesto sobre la renta diferido	39,231	(119,099)	75,981	(43,951)	312,982
(Gasto) por impuesto sobre la renta	(52,699)	(122,218)	(30,916)	(285,608)	(113,306)
Utilidad neta del período	85,695	315,286	93,771	719,063	477,521

(1) Incluyen gastos comerciales de fletes marítimos por 29.8 \$MM, recaudados como ingresos e incurridos por nuestra subsidiaria de trading VEISA en el 4T 2025.

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

Balance Consolidado

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 31 de diciembre 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Propiedad, planta y equipos	5,543,032	2,805,983
Crédito Mercantil	22,576	22,576
Otros activos intangibles	18,485	15,443
Activos por derecho de uso	153,283	105,333
Activos biológicos	15,855	10,027
Inversiones en asociadas	54,542	11,906
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	373,026	205,268
Activos por impuestos diferidos	36,514	3,565
Total activos no corrientes	6,217,313	3,180,101
Inventarios	9,457	6,469
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	347,681	281,495
Caja, bancos e inversiones corrientes	538,402	764,307
Total activos corrientes	895,540	1,052,271
Total activos	7,112,853	4,232,372
Pasivos por impuestos diferidos	298,664	64,398
Pasivos por arrendamiento	88,451	37,638
Provisiones	51,513	33,058
Deudas financieras	2,803,982	1,402,343
Beneficios a empleados	16,226	15,968
Impuesto sobre la renta	13,964	-
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	292,236	-
Total pasivos no corrientes	3,565,036	1,553,405
Provisiones	10,800	3,910
Pasivos por arrendamiento	55,452	58,022
Deudas financieras	350,095	46,224
Salarios y contribuciones sociales	35,891	32,656
Impuesto sobre la renta	120,910	382,041
Otros impuestos y regalías	43,945	47,715
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	419,130	487,186
Total pasivos corrientes	1,036,223	1,057,754
Total pasivos	4,601,259	2,611,159
Total capital contable	2,511,594	1,621,213
Total capital contable y pasivos	7,112,853	4,232,372

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 2025	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2024	Para el año 2025	Para el año 2024
Ingreso por ventas a clientes	719,064	471,318	2,474,197	1,647,768
Ingresos por ventas de petróleo crudo	701,318	454,703	2,384,912	1,573,069
Ingresos por ventas de gas natural	16,036	15,257	83,104	71,756
Ingresos por ventas de GLP	1,710	1,358	6,181	2,943
Costo de ventas	(378,374)	(254,678)	(1,299,167)	(830,025)
Costos de operación	(50,805)	(36,556)	(186,945)	(116,526)
Fluctuación del inventario de crudo	(3,195)	3,913	1,046	1,720
Regalías y otros	(94,281)	(73,896)	(345,349)	(243,950)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(225,095)	(139,618)	(738,903)	(437,699)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	(4,998)	(8,521)	(29,016)	(33,570)
Utilidad bruta	340,690	216,640	1,175,030	817,743
Gastos de ventas	(81,783)	(62,527)	(218,072)	(140,334)
Gastos generales y de administración	(52,619)	(35,207)	(147,709)	(108,954)
Gastos de exploración	(90)	(102)	(578)	(138)
Otros ingresos operativos	8,509	6,467	512,793	54,127
Otros gastos operativos	(1,948)	(64)	(32,382)	(1,261)
Deterioro de activos de larga duración	-	4,207	(38,252)	4,207
Utilidad de operación	212,759	129,414	1,250,830	625,390
Resultado de inversiones en asociadas	(1,468)	-	(5,214)	-
Ingresos por intereses	1,661	1,375	10,594	4,535
Gastos por intereses	(50,096)	(25,361)	(163,356)	(62,499)
Otros resultados financieros	(24,462)	19,259	(88,183)	23,401
Resultados financieros, netos	(72,897)	(4,727)	(240,945)	(34,563)
Utilidad antes de impuestos	138,394	124,687	1,004,671	590,827
(Gasto) por impuesto sobre la renta corriente	(91,930)	(106,897)	(241,657)	(426,288)
(Gasto) beneficio por impuesto sobre la renta diferido	39,231	75,981	(43,951)	312,982
(Gasto) por impuesto sobre la renta	(52,699)	(30,916)	(285,608)	(113,306)
Utilidad neta del año / período	85,695	93,771	719,063	477,521
Otros resultados integrales del año / período	1,259	3,044	23	(6,630)
Total utilidad integral del año / período	86,954	96,815	719,086	470,891

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 2025	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2024	Para el año 2025	Para el año 2024
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
Utilidad neta del período / año	85,695	93,771	719,063	477,521
Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo				
Partidas relacionadas con actividades de operación:				
Reserva por pérdidas crediticias esperadas	-	-	44	-
Pagos basados en acciones	18,071	6,285	55,989	34,923
Incremento neto en provisiones	794	64	2,507	1,261
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	15,006	(1,852)	144	453
Descuento de activos y pasivos a valor presente	9,833	(1,341)	23,652	(933)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos	691	449	2,434	1,312
Gasto por impuesto sobre la renta	52,699	30,916	285,608	113,306
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	4,998	8,521	29,016	33,570
Beneficios a empleados	196	266	788	489
Partidas relacionadas con actividades de inversión:				
Deterioro de activos de larga duración	-	(4,207)	38,252	(4,207)
Ganancia por Combinación de Negocios	-	-	(490,530)	-
Ingresos por intereses	(1,661)	(1,375)	(10,594)	(4,535)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	(4,364)	(7,103)	(18,471)	(14,120)
Depreciaciones y agotamientos	222,815	137,824	730,248	431,788
Amortización de activos intangibles	2,280	1,794	8,655	5,911
Resultado de inversiones en asociadas	1,468	-	5,214	-
Deterioro de activos de larga duración	-	(4,207)	38,252	(4,207)
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:				
Gastos por intereses	50,096	25,361	163,356	62,499
Costo amortizado	54	589	7,880	1,649
Gastos por intereses de arrendamiento	755	835	3,320	3,093
Otros intereses por impuestos	1,974	-	55,101	-
Otros resultados financieros	513	(10,836)	14,123	(14,855)
Cambios en activos y pasivos operativos:				
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	9,304	16,238	(221,134)	(210,622)
Inventarios	3,195	(3,913)	(1,046)	(1,720)
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	(14,402)	81,622	(39,172)	112,380
Pagos de beneficios a empleados	(106)	(133)	(494)	(424)

Salarios y contribuciones sociales	10,339	4,581	(109,852)	(16,247)
Otros impuestos y regalías	(1,716)	(2,770)	(24,660)	(23,396)
Provisiones	(962)	284	(1,600)	(751)
Pagos de impuesto sobre la renta	(32,269)	(6,385)	(431,650)	(29,319)
Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas	435,296	369,485	796,191	959,026
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:				
Pagos por adquisiciones de propiedad, planta y equipos y activos biológicos	(339,162)	(306,486)	(1,455,411)	(1,052,530)
Cobros procedentes de intereses	1,661	1,375	10,594	4,535
Pagos por adquisiciones de otros activos intangibles	(7,958)	(6,190)	(11,720)	(11,328)
Cobros procedentes de la cesión de activos convencionales	-	-	5,734	10,734
Pagos por inversiones en asociadas	(14,198)	(1,076)	(56,706)	(3,287)
Pagos por Combinación de Negocios, netos de efectivo adquirido	-	-	(841,555)	-
Flujos netos de efectivo (aplicados en) actividades de inversión	(359,657)	(312,377)	(2,349,064)	(1,051,876)
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:				
Deudas financieras recibidas	618,256	835,880	2,838,173	1,320,897
Pagos de capital de las deudas financieras	(367,591)	(339,704)	(1,173,623)	(470,351)
Pagos de intereses de las deudas financieras	(74,633)	(33,183)	(148,310)	(53,897)
Pagos de costos de emisión de deudas financieras	(47)	(6,194)	(17,935)	(7,631)
Pagos de otros intereses por impuestos	(970)	-	(22,045)	-
Pagos de otros resultados financieros	(513)	14,649	(7,948)	8,680
Pagos de arrendamientos	(32,737)	(23,792)	(90,772)	(56,641)
Pagos por recompra de acciones	-	-	(50,000)	(99,846)
Flujos netos de efectivo generados por (aplicados en) actividades de financiamiento	141,765	447,656	1,327,540	641,211
	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2025	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2024	Para el año 2025	Para el año 2024
(Disminución) aumento neta de efectivo y equivalente de efectivo	217,404	504,764	(225,333)	548,361
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año / período	314,700	249,062	755,610	209,516
Efecto de la exposición del efectivo y equivalentes de efectivo a cambios en la moneda extranjera y otros resultados financieros	(5,920)	1,784	(4,093)	(2,267)
(Disminución) aumento neto de efectivo y equivalentes de efectivo	217,404	504,764	(225,333)	548,361
Efectivo y equivalente de efectivo al cierre del año / período	526,184	755,610	526,184	755,610

Nota: la información operativa y financiera histórica de Vista se encuentra disponible en la página web de la Compañía (www.vistaenergy.com/inversionistas) en formato de hoja de cálculo.

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
- Métricas de conversión:
 - 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
- Adquisición de La Amarga Chica: El 15 de abril de 2025, la Compañía adquirió el 100% del capital social de Petronas E&P Argentina S.A., que posee una participación del 50% en la concesión no convencional La Amarga Chica, ubicada en Vaca Muerta
- CNBV: Comisión Nacional Bancaria y de Valores de México
- CO_{2e}: Dióxido de carbono equivalente
- Contrato Trafigura: el contrato con fecha 16 de diciembre de 2024, mediante el cual Vista Argentina acordó la cesión de la participación de Trafigura en 10 pads en Bajada del Palo Oeste a su favor, con efectos a partir del 1 de enero de 2025, según el cual Vista Argentina tiene derechos sobre el 100% de la producción de dichos pads
- Costos operativos (lifting cost): incluye producción, transporte, tratamiento y servicios de apoyo en campo; excluye fluctuaciones en inventarios de crudo, depreciación, agotamiento y amortización,

regalías y otros, gastos de ventas, gastos de exploración, gastos generales y administrativos, y otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales

- D&M: DeGolyer and MacNaughton
- EBITDA adj. / EBITDA ajustado: Utilidad neta + (Gasto) beneficio de 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 + Ganancias relacionadas a la combinación de negocios
- EPS (Earnings per share): Utilidad 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 adiciones dividido la producción anual
- Índice de vida de las reservas: calculado como las reservas probadas 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 más Ganancias del programa de Incremento a las exportaciones más Gastos comerciales de fletes marítimos
- 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 asignada un volumen de 0.86 MMm3/d a un precio promedio anual de 3.29 \$/MMBtu por un periodo de cuatro años finalizado el 31 de diciembre de 2024. Mediante las Resoluciones 860/2022 y 265/2023, el volumen asignado a Vista aumentó a 1.14 MMm3/d al mismo precio promedio anual por un segundo periodo de cuatro años que finaliza el 31 de diciembre de 2028
- p.p: puntos porcentuales
- Reservas Probadas: 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 2025. Las estimaciones de Reservas Probadas se derivan del reporte de fecha 20 de enero de 2026, preparado por DeGolyer and MacNaughton Corp. ("D&M"), para los bloques de Vista ubicados en Argentina y México ("Reporte de Reservas de 2025"). D&M es un consultor independiente ingeniero en reservas. El Reporte de Reservas de 2025 preparado por D&M se realizó con base en la información proporcionada por la Compañía y presenta una valuación al 31 de diciembre de 2025 de las reservas de petróleo y gas ubicadas en los bloques Bajada del Palo Oeste, La Amarga Chica, 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: *U.S. 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 20% 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 neta ajustada: Utilidad neta + (Gasto) beneficio de Impuesto diferido + Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales+ 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 + Ganancias relacionadas a la combinación de negocios

AVISO LEGAL

Información adicional sobre Vista Energy S.A.B. de C.V. ("Vista" o la "Compañía"), una sociedad anónima bursátil de capital variable 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/investors.

Esta presentación no constituye una oferta de venta ni una solicitud de oferta de compra de valores de la Compañía, en ninguna jurisdicción. Los Valores no pueden ser ofrecidos o vendidos en los Estados Unidos sin estar registrados en la U.S. Securities Exchange Commission ("SEC"), el Registro Nacional de Valores de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores de México ("CNBV") o una exención de dichos registros.

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. Algunas cifras incluidas en esta presentación no han sido auditadas.

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 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. Cierta información contenida en este documento se ha obtenido de fuentes publicadas, que pueden no haber sido verificadas o auditadas de forma independiente. 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, empleados o cualquier otra persona ("Personas Relacionadas") 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 depositada en ellos será bajo su propio riesgo. Las opiniones aquí vertidas se basan en información general recopilada en el momento de redactar este documento y están sujetas a cambios sin previo aviso. Además, la Compañía o cualquiera de sus Personas Relacionadas 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", y "futuro" o expresiones similares se incluyen con la intención de Página 17 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.

Habrán 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 podamos operar en el futuro; el impacto del desarrollo de acontecimientos políticos e incertidumbre relacionados con las condiciones políticas y económicas en Argentina, incluyendo las políticas del actual gobierno electo en Argentina, desarrollo de acontecimientos económicos y políticos relevantes en México. Argentina y en los Estados Unidos de América; 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; restricciones en la capacidad de cambiar Pesos mexicanos o argentinos a divisas o transferir fondos al extranjero; la imposición de restricciones a la importación de bienes clave para el mantenimiento de nuestros activos; la revocación o modificación de nuestros respectivos contratos de concesión por parte de la autoridad otorgante; nuestra capacidad para renovar determinadas concesiones para la explotación de hidrocarburos ; 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 Página 18 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 y/o apreciación 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 petróleo y gas en particular, y energía en general, en Argentina en todo el mundo; 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, incluyendo PEPASA; cambios en nuestros planes de inversión; nuestras expectativas con respecto a la producción, los costos y los precios futuros del petróleo crudo utilizados en nuestras proyecciones; cambios en nuestras estimaciones de reserva anteriores; el aumento de la competencia en el mercado en los sectores de la energía en Argentina y México; y los posibles cambios regulatorios y modificaciones a los acuerdos de libre comercio impulsado por la modificación de las políticas comerciales estadounidenses y los acontecimientos políticos en Argentina, México u otros países de América Latina; el cambio climático y los fenómenos meteorológicos extremos; los posibles efectos adversos que puedan surgir en relación con fusiones, adquisiciones, desinversiones u otras reorganizaciones empresariales; entornos macroeconómicos mundiales adversos, como guerras comerciales, inflación elevada, recesión mundial y creciente volatilidad de los mercados, especialmente en relación con los precios de las materias primas; y conflictos geopolíticos actuales y potenciales, como los que afectan a Rusia y Ucrania, Israel, Hamás e Irán, y tensiones entre China y Taiwán, entre otros.

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), y en la página de 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.

Información adicional

Vista publica habitualmente información importante para los inversionistas en la sección de soporte de su sitio web, www.vistaenergy.com/investors. De vez en cuando, Vista puede utilizar su sitio web como canal de distribución de información material. Por consiguiente, los inversionistas deben consultar el sitio web de relaciones con los Inversionistas de Vista, además de seguir los comunicados de prensa, los documentos presentados a la SEC, las conferencias públicas y las transmisiones por Internet de Vista.

CONTACTO:

ir@vistaenergy.com

Argentina: +54.11.3754.8500

Mexico: +52.55.1555.7104