

# 2025

## Resultados del 3<sup>er</sup> trimestre

Ciudad de México, 22 de octubre de 2025

NYSE: VIST

BMV: VISTA



**22 de octubre 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 3T 2025.

**Aspectos destacados del 3T 2025:**

- La producción total del 3T 2025 fue 126,752 boe/d, un aumento de 74% comparado con el 3T 2024 y un aumento de 7% comparado con el 2T 2025. La producción de petróleo en el 3T 2025 fue 109,677 bbl/d, un incremento interanual de 73% y un incremento secuencial de 7%.
- En el 3T 2025, el precio promedio realizado de petróleo fue 64.6 \$/bbl, una disminución del 5% en comparación con el 3T 2024 y un aumento de 4% en comparación con el 2T 2025, en ambos casos explicado por precios internacionales. Durante el 3T 2025, el 100% de las ventas de petróleo se realizaron a precios de paridad de exportación.
- El precio realizado de gas natural para el 3T 2025 fue 3.3 \$/MMBtu, una disminución de 14% año a año, debido a menores precios tanto en el mercado internacional como doméstico.
- Los ingresos totales en el 3T 2025 fueron 706.1 \$MM, 53% por encima del 3T 2024 y 16% por encima del 2T 2025, impulsados por el crecimiento de la producción de petróleo y el aumento secuencial en los precios de petróleo. Durante el trimestre, los ingresos netos fueron 687.3 \$MM. Los ingresos netos por exportaciones de petróleo y gas fueron 414.4 \$MM, representando el 60% de los ingresos netos totales.
- El lifting cost fue 4.4 \$/boe en el 3T 2025, 6% por debajo del 3T 2024 y 5% por debajo del 2T 2025, reflejando el foco de la Compañía en el control de costos.
- Los gastos de ventas en el 3T 2025 fueron 4.2 \$/boe, una disminución del 24% interanual, explicada por la eliminación de los costos de transporte por camiones desde el 2T 2025, como resultado de la puesta en marcha del oleoducto Oldelval Duplicar.
- El EBITDA ajustado para el 3T 2025 alcanzó 472.4 \$MM, 52% por encima del 3T 2024, explicado principalmente por el crecimiento de la producción, en especial por el 15% de aumento en los bloques operados de la Compañía y la consolidación del 50% de participación en La Amarga Chica. Secuencialmente, el EBITDA ajustado aumentó 17%, principalmente explicado por el crecimiento en la producción, tanto en los bloques operados como en los no operados. El margen de EBITDA ajustado fue 67%, o 2 p.p. por encima del 3T 2024, ya que el crecimiento de producción y la eliminación de costos de transporte por camiones compensaron la disminución del precio de petróleo.
- La utilidad neta ajustada del 3T 2025 fue 155.5 \$MM. La utilidad neta fue 315.3 \$MM, reflejando una ganancia de 288.1 \$MM por la adquisición de PEPASA y un Gasto por impuesto sobre la renta diferido de 119.1 \$MM. En el 3T 2025, el EPS ajustado fue 1.5 \$/acción comparado con 0.6 \$/acción en el 3T 2024. En el 3T 2025, el EPS fue 3.0 \$/acción comparado con 1.7 \$/acción en el 3T 2024.

- Durante el 3T 2025, las inversiones fueron 350.8 \$MM. La Compañía invirtió 216.0 \$MM en perforación, completación y reintervención de pozos operados en Vaca Muerta, habiendo perforado 9 pozos y completado 16 pozos, reflejando el costo estándar de perforación y completación (*D&C* por sus siglas en inglés) de 12.8 \$MM por pozo, ajustado por la longitud lateral real más larga de los pozos conectados en el trimestre. Adicionalmente, la Compañía invirtió 105.4 \$MM en el desarrollo de La Amarga Chica (donde se perforaron 6 pozos netos y se completaron 6 pozos netos), 13.6 \$MM en instalaciones de superficie en los bloques operados y 15.8 \$MM en estudios de G&G, proyectos de IT y otras inversiones.
- En el 3T 2025, la Compañía alcanzó un free cash flow negativo de 28.8 \$MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue 303.9 \$MM, reflejando un aumento en el EBITDA ajustado, pagos de impuesto sobre la renta por 179.2 \$MM y una disminución de capital de trabajo de 42.8 \$MM. El flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión fue 332.7 \$MM para el 3T 2025, reflejando inversiones de 350.8 \$MM, parcialmente compensado por una disminución del capital de trabajo relacionado con inversiones de 16.6 \$MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades de financiamiento fue 194.7 \$MM, mayormente impactado por préstamos recibidos por 500.0 \$MM, parcialmente compensado por pagos de capital de los préstamos por 193.3 \$MM y la recompra de acciones por 50.0 \$MM. <sup>(1)</sup>

(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 205.0 \$MM; (ii) el efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera y otros resultados financieros de -8.4 \$MM; y (iii) la variación del valor de los bonos del gobierno argentino de -1.9 \$MM.

## Producción

### Producción total promedio diaria neta

	3T-25	2T-25	3T-24	▲ y/y	▲ q/q
<b>Total (boe/d)</b>	<b>126,752</b>	<b>118,018</b>	<b>72,825</b>	<b>74%</b>	<b>7%</b>
Oil (bbl/d)	109,677	102,197	63,499	73%	7%
Gas Natural (MMm <sup>3</sup> /d)	2.65	2.44	1.42	87%	9%
NGL (boe/d)	416	468	414	0%	(11)%

La producción promedio del 3T 2025 fue 126,752 boe/d, un incremento de 74% año a año y 7% trimestre a trimestre, reflejando la productividad de los pozos nuevos conectados en Bajada del Palo Oeste y La Amarga Chica.

La producción de crudo fue 109,677 bbl/d durante el 3T 2025, un incremento interanual del 73% y un incremento secuencial de 7%. La producción de gas natural durante el 3T 2025 fue 2.65 MMm<sup>3</sup>/d, un aumento de 87% año a año y 9% comparada con el 2T 2025. La producción de NGL en el 3T 2025 fue 416 boe/d, estable año a año y una disminución de 11% trimestre a trimestre.

### Producción neta promedio diaria por activo 3T 2025

	Objetivo	Participación	Petróleo (bbl/d)	Gas Natural (MMm <sup>3</sup> /d)	NGL (boe/d)	Total (boe/d)
<b>Concesiones (volúmenes a su participación)</b>			<b>109,677</b>	<b>2.65</b>	<b>415.7</b>	<b>126,752</b>
Aguada Federal	Shale	100%	3,382	0.07	20.6	3,874
Águila Mora	Shale	90%	381	0.02	-	522
Bajada del Palo Este	Shale	100%	13,196	0.15	16.2	14,184
Bajada del Palo Oeste	Shale	100%	52,404	1.18	68.4	59,882
Bandurria Norte	Shale	100%	-	-	-	-
Bajada del Palo Este	Convencional	100%	-	0.00	-	0
Bajada del Palo Oeste	Convencional	100%	16	0.05	-	325
Coirón Amargo Norte	Convencional	84.6%	-	-	-	-
CS-01 (México)	Convencional	100%	433	0.00	-	447
<b>Total producción operada</b>			<b>69,811</b>	<b>1.48</b>	<b>105.2</b>	<b>79,234</b>
La Amarga Chica	Shale	50%	37,827	0.89	-	43,409
25 de Mayo-Medanito <sup>(1)</sup>	Convencional	-	530	0.03	-	702
Acambuco	Convencional	1.5%	15	0.02	-	141
Agua Amarga <sup>(1)</sup>	Convencional	-	66	0.03	19.1	247
Entre Lomas <sup>(1)</sup>	Convencional	-	945	0.13	291.4	2,049
Jagüel de los Machos <sup>(1)</sup>	Convencional	-	484	0.08	-	970
<b>Total producción no operada</b>			<b>39,866</b>	<b>1.17</b>	<b>310.5</b>	<b>47,518</b>
<i>Total producción shale</i>			<i>107,190</i>	<i>2.32</i>	<i>105.2</i>	<i>121,871</i>
<i>Total producción convencional</i>			<i>2,487</i>	<i>0.33</i>	<i>310.5</i>	<i>4,881</i>

(1) Activos Convencionales Transferidos operados por Aconcagua a partir del 1 de marzo de 2023. Según la última modificación al acuerdo suscrito, celebrada en septiembre de 2025, 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. Antes de dicha modificación, Vista conservaba el 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	3T-25	2T-25	3T-24	▲ y/y	▲ q/q
<b>Ingresos</b>	<b>706.1</b>	<b>610.5</b>	<b>462.4</b>	<b>53%</b>	<b>16%</b>
Derechos de exportación	(18.8)	(17.6)	(18.8)	0%	7%
<b>Ingresos Netos</b>	<b>687.3</b>	<b>593.0</b>	<b>443.6</b>	<b>55%</b>	<b>16%</b>
Petróleo	657.5	566.7	422.3	56%	16%
<i>Mercado Externo</i>	411.0	342.2	237.9	73%	20%
<i>Mercado Doméstico</i>	246.6	224.5	184.4	34%	10%
<i>Mercado Doméstico a paridad de exportación</i>	246.6	224.5	75.8	225%	10%
Gas Natural	28.6	24.8	20.2	42%	15%
<i>Mercado Externo</i>	3.4	2.8	2.9	16%	24%
<i>Mercado Doméstico</i>	25.2	22.0	17.2	46%	14%
NGL	1.1	1.5	1.1	2%	(23)%

### Precios promedio realizados por producto

Producto	3T-25	2T-25	3T-24	▲ y/y	▲ q/q
Petróleo (\$/bbl)	64.6	62.2	68.4	(5)%	4%
<i>Mercado Externo</i>	64.8	61.3	68.8	(6)%	6%
<i>Mercado Doméstico</i>	64.4	63.6	67.8	(5)%	1%
<i>Mercado Doméstico a paridad de exportación</i>	64.4	63.6	75.4	(15)%	1%
Gas Natural (\$/MMBtu)	3.3	2.8	3.8	(14)%	16%
<i>Mercado Externo</i>	5.9	5.7	7.0	(15)%	4%
<i>Mercado Doméstico</i>	3.1	2.7	3.5	(13)%	16%
NGL (\$/tn)	365	427	315	16%	(14)%

### Volúmenes de venta totales por producto

Producto	3T-25	2T-25	3T-24	▲ y/y	▲ q/q
Petróleo (MMbbl)	10.2	9.1	6.2	65%	12%
<i>Mercado Externo</i>	6.3	5.6	3.5	84%	14%
<i>Mercado Doméstico</i>	3.8	3.5	2.7	41%	8%
<i>Mercado Doméstico a paridad de exportación</i>	3.8	3.5	1.0	281%	8%
Gas Natural (millones de MMBtu)	8.7	8.8	5.3	65%	(0)%
<i>Mercado Externo</i>	0.6	0.5	0.4	36%	20%
<i>Mercado Doméstico</i>	8.2	8.3	4.9	67%	(1)%
NGL (Mtn)	3.1	3.4	3.5	(12)%	(10)%

Durante el 3T 2025, los ingresos totales fueron 706.1 \$MM, un aumento de 53% comparado con el 3T 2024 y un aumento de 16% comparado con el 2T 2025. Los ingresos netos fueron 687.3 \$MM. Los ingresos netos de las exportaciones de petróleo y gas fueron 414.4 \$MM, representando un 60% de los ingresos netos totales.

Los ingresos netos por ventas de petróleo del 3T 2025 fueron 657.5 \$MM, representando un 95.7% de los ingresos netos totales, un incremento de 56% comparado con el 3T 2024, explicado por un aumento de 15% de la producción de los bloques operados y la consolidación del 50% de participación en La Amarga Chica. El precio promedio realizado de petróleo fue 64.6 \$/bbl, 5% por debajo del mismo trimestre del año anterior y 4% por encima del trimestre anterior, en ambos casos impulsado por precios internacionales. Durante el 3T 2025, Vista registró una reducción de inventario de 0.08 MMbbl, resultando de una producción de 10.09 MMbbl y ventas de 10.17 MMbbl.

Durante el 3T 2025, la Compañía exportó 62% del volumen total de petróleo vendido a un precio promedio realizado de 64.8 \$/bbl. Los ingresos netos por exportaciones de petróleo representaron 63% de los ingresos netos por ventas de petróleo, alcanzando 411.0 \$MM. Durante el trimestre, todos los volúmenes domésticos se vendieron a precios de paridad de exportación, lo que llevó a que el 100% de las ventas totales de petróleo fueran vendidas a precios de paridad de exportación, combinando las ventas a compradores internacionales y domésticos que pagan precios de exportación.

Los ingresos netos por ventas de gas natural fueron 28.6 \$MM en el 3T 2025, representado 4.2% de los ingresos netos totales. El precio promedio de las ventas de gas natural en el trimestre fue 3.3 \$/MMBtu, una disminución de 14% interanual, explicada por menores precios en el mercado doméstico e internacional, y un aumento de 16% comparado con el 2T 2025. El Plan GasAr representó 39% de las ventas de gas natural totales, con un precio promedio realizado de 3.9 \$/MMBtu durante el trimestre, el cual disminuyó 4% comparado con el 3T 2024. Las ventas a clientes industriales representaron 54% de las ventas totales de gas natural con un precio promedio realizado de 2.4 \$/MMBtu, el cual disminuyó 17% comparado con el 3T 2024. El 7% restante del volumen total de ventas de gas natural se exportó a un precio promedio realizado de 5.9 \$/MMBtu, el cual disminuyó 15% comparado con el 3T 2024.

Los ingresos netos por ventas de líquidos de gas natural fueron 1.1 \$MM durante el 3T 2025, representando el 0.2% de las ventas netas totales. El precio promedio de NGL fue 365 \$/tn.

## Costos de operación

	3T-25	2T-25	3T-24	▲ y/y	▲ q/q
<b>Costos Operativos (\$MM)</b>	<b>51.8</b>	<b>50.3</b>	<b>31.6</b>	<b>64%</b>	<b>3%</b>
<i>Lifting cost por boe (\$/boe)</i>	<i>4.4</i>	<i>4.7</i>	<i>4.7</i>	<i>(6)%</i>	<i>(5)%</i>

En base unitaria, el lifting cost en el 3T 2025 fue 4.4 \$/boe, 6% por debajo del 3T 2024 y 5% por debajo del 2T 2025, reflejando el foco de la Compañía en el control de costos. Los costos operativos durante el 3T 2025 fueron 51.8 \$MM, un aumento de 64% año a año y 3% trimestre a trimestre, reflejando mayor producción y actividades en el yacimiento.



## Gastos de ventas

	3T-25	2T-25	3T-24	▲ y/y	▲ q/q
<b>Gastos de ventas (\$MM)</b>	<b>48.8</b>	<b>40.7</b>	<b>36.8</b>	<b>33%</b>	<b>20%</b>
<i>Gastos de ventas por boe (\$/boe)</i>	<i>4.2</i>	<i>3.8</i>	<i>5.5</i>	<i>(24)%</i>	<i>10%</i>

Los gastos de ventas durante el 3T 2025 fueron 48.8 \$MM. En base unitaria, los gastos de venta en el 3T 2025 fueron 4.2 \$/boe, una disminución de 24% año a año, impulsada por la eliminación de los volúmenes transportados por camiones a principios del 2T 2025, con la puesta en marcha del oleoducto Oldelval Duplicar.

## EBITDA ajustado

Reconciliación de EBITDA ajustado (\$MM)	3T-25	2T-25	3T-24	▲ y	▲ q
<b>Utilidad neta para el periodo</b>	<b>315.3</b>	<b>235.3</b>	<b>165.5</b>	<b>149.8</b>	<b>80.0</b>
(+) (Gasto) por impuesto sobre la renta	122.2	58.5	29.1	93.1	63.7
(+) Resultados financieros netos	95.1	65.7	(7.2)	102.4	29.5
(+) Resultado de inversiones en asociadas	2.8	1.0	-	2.8	1.8
<b>Utilidad de Operación</b>	<b>535.4</b>	<b>360.5</b>	<b>187.3</b>	<b>348.1</b>	<b>174.9</b>
(+) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	210.9	176.9	114.7	96.2	34.0
(+) Gastos de reestructuración	5.0	23.7	-	5.0	(18.8)
(+) Deterioro de activos de larga duración	-	38.3	-	-	(38.3)
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	9.2	7.6	8.2	1.0	1.5
(+) Ganancia por combinación de negocios	(288.1)	(202.5)	-	(288.1)	(85.6)
<b>EBITDA Ajustado <sup>(1)</sup></b>	<b>472.4</b>	<b>404.5</b>	<b>310.2</b>	<b>162.2</b>	<b>67.8</b>
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%) <sup>(2)</sup></i>	<i>67%</i>	<i>66%</i>	<i>65%</i>	<i>+2p.p.</i>	<i>+1p.p.</i>

(1) EBITDA ajustado = (Pérdida) / Utilidad neta + Impuesto sobre la renta + Resultados financieros netos + Resultado de inversión en asociadas + Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones + Gastos de reestructuración + Deterioro de activos de larga duración + Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales + Ganancia por combinación de negocios

(2) Margen de EBITDA ajustado = EBITDA ajustado / (Ingresos Totales + Ganancias del Programa de Incremento de las Exportaciones). Las Ganancias del Programa de Incremento de las Exportaciones son cero a partir del 2T 2025. Margen de EBITDA ajustado para 3T 2025 (67%) = EBITDA ajustado (472.4 \$MM) / (Ingresos totales (706.1 \$MM) + Ganancias del Programa de Incremento de las Exportaciones (0 \$MM)).

El EBITDA Ajustado fue 472.4 \$MM en el 3T 2025, un aumento de 52% en comparación con 310.2 \$MM en el 3T 2024, explicado por el crecimiento de la producción en especial por el 15% de aumento en los bloques operados de la Compañía y la consolidación del 50% de participación en La Amarga Chica. En términos secuenciales, el EBITDA ajustado aumentó 17%, principalmente impulsado por el crecimiento de la producción de petróleo, debido a la sólida productividad de los pozos nuevos conectados.

El margen de EBITDA ajustado fue 67%, 2 p.p. por encima del 3T 2024, explicado por el crecimiento de producción y la eliminación de los volúmenes transportados por camiones que compensaron los menores precios internacionales, y 1 p.p. por encima del 2T 2025.

## Utilidad neta ajustada y utilidad neta

Reciliación de Utilidad Neta Ajustada - en \$MM	3T-25	2T-25	3T-24	▲ y	▲ q
<b>Utilidad Neta del período</b>	<b>315.3</b>	<b>235.3</b>	<b>165.5</b>	<b>149.8</b>	<b>80.0</b>
<i>Ajustes:</i>					
(+) (Gasto) beneficio por impuesto sobre la renta diferido	119.1	(21.8)	(120.9)	240.0	140.9
(+) Deterioro de activos de larga duración	-	38.3	-	-	(38.3)
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	9.2	7.6	8.2	1.0	1.5
(+) Ganancia por combinación de negocios	(288.1)	(202.5)	-	(288.1)	(85.6)
<b>Ajustes a la Utilidad Neta</b>	<b>(159.8)</b>	<b>(178.4)</b>	<b>(112.8)</b>	<b>(47.0)</b>	<b>18.6</b>
<b>Utilidad Neta Ajustada</b>	<b>155.5</b>	<b>56.9</b>	<b>52.7</b>	<b>102.8</b>	<b>98.6</b>
<i>EPS ajustado (\$/acción)</i>	<i>1.48</i>	<i>0.55</i>	<i>0.55</i>	<i>0.93</i>	<i>0.94</i>
<i>EPS (\$/acción)</i>	<i>3.01</i>	<i>2.26</i>	<i>1.73</i>	<i>1.28</i>	<i>0.75</i>

La utilidad neta ajustada durante el 3T 2025 fue 155.5 \$MM, comparada con 52.7 \$MM en el 3T 2024, principalmente explicada por (a) mayor EBITDA ajustado de 472.4 \$MM en el 3T 2025 comparado con 310.2 \$MM en el 3T 2024, (b) menor Gasto por el impuesto sobre la renta corriente por 3.1 \$MM en el 3T 2025 comparado con 150.0 \$MM en el 3T 2024, parcialmente contrarrestados por (c) Otros gastos financieros netos por 95.1 \$MM en el 3T 2025 (incluye gastos no recurrentes por 36.0 \$MM relacionados con Fluctuación cambiaria neta de moneda extranjera y Otros intereses por impuestos) comparado con un ingreso de 7.2 \$MM en el 3T 2024, y (d) mayores Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones de 210.9 \$MM en el 3T 2025 comparado con 114.7 \$MM en el 3T 2024.

En el 3T 2025, la utilidad neta fue 315.3 \$MM, comparada con 165.5 \$MM en el 3T 2024, principalmente explicada por (a) mayor EBITDA ajustado, mayores Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones, y Otros gastos financieros netos, como se explicó anteriormente, (b) una ganancia de 288.1 \$MM en el 3T 2025 por la adquisición de PEPASA, parcialmente contrarrestados por (c) mayor Gasto por el impuesto sobre la renta por 122.2 \$MM en el 3T 2025 (de los cuales 119.1 \$MM corresponden al Impuesto sobre la renta diferido) comparado con 29.1 \$MM en el 3T 2024.

El EPS ajustado del 3T 2025 fue 1.5 \$/acción, comparado con 0.5 \$/acción en el 2T 2025 y 0.6 \$/acción en el 3T 2024. El EPS del 3T 2025 fue 3.0 \$/acción, comparado con 2.3 \$/acción en el 2T 2025 y 0.7 \$/acción en el 3T 2024. <sup>(1)</sup>

(1) EPS (Earnings per share): Utilidad neta dividido por el número promedio ponderado de acciones comunes. El número promedio ponderado de acciones comunes para el 3T 2025, 2T 2025, 3T 2024 fueron 104,896,801, 104,263,344 y 95,745,288, respectivamente.

## Inversiones

Durante el 3T 2025, las inversiones fueron 350.8 \$MM. La Compañía invirtió 216.0 \$MM en perforación, completación y reintervención de pozos operados en Vaca Muerta, habiendo perforado 9 pozos y completado 16 pozos, reflejando el costo estándar de perforación y completación (D&C por sus siglas en inglés) de 12.8



\$MM por pozo, ajustado por la longitud lateral real más larga de los pozos conectados en el trimestre. Adicionalmente, la Compañía invirtió 105.4 \$MM en el desarrollo de La Amarga Chica (donde se perforaron 6 pozos netos y se completaron 6 pozos netos), 13.6 \$MM en instalaciones de superficie en los bloques operados y 15.8 \$MM en estudios de G&G, proyectos de IT y otras inversiones.

#### Pozos operados completados durante el 3T 2025

Concesión	Nombre del pozo	Número de pad	Horizonte de navegación	Longitud lateral (mts)	Etapas totales
Bajada del Palo Oeste	2431	BPO-35	Carbonato Inferior	3,216	57
Bajada del Palo Oeste	2432	BPO-35	La Cocina	3,446	60
Bajada del Palo Oeste	2433	BPO-35	Carbonato Medio	3,527	60
Bajada del Palo Oeste	2434	BPO-35	La Cocina	3,101	54
Bajada del Palo Oeste	2435	BPO-35	Carbonato Inferior	3,216	56
Bajada del Palo Oeste	2301	BPO-36	La Cocina	3,534	53
Bajada del Palo Oeste	2302	BPO-36	Orgánico	3,583	53
Bajada del Palo Oeste	2303	BPO-36	La Cocina	2,733	39
Bajada del Palo Oeste	2304	BPO-36	Orgánico	3,477	53
Bajada del Palo Oeste	2371	BPO-37	La Cocina	2,784	48
Bajada del Palo Oeste	2372	BPO-37	Orgánico	2,842	49
Aguada Federal	AF-1351	AF-6	La Cocina	2,986	52
Aguada Federal	AF-1352	AF-6	La Cocina	2,776	46
Aguada Federal	AF-1353	AF-6	La Cocina	2,776	46
Aguada Federal	AF-1354	AF-6	La Cocina	2,854	49

## Resumen financiero

Durante el 3T 2025, Vista logró mantener un sólido balance con alta liquidez. La posición de caja al cierre del trimestre fue 319.7 \$MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue 303.9 \$MM, reflejando un aumento en el EBITDA ajustado, pagos de impuesto sobre la renta de 179.2 \$MM y una disminución de capital de trabajo de 42.8 \$MM. El flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión fue 332.7 \$MM para el trimestre, reflejando inversiones de 350.8 \$MM y una disminución del capital de trabajo relacionado con inversiones de 16.6 \$MM.

En el 3T 2025, el flujo neto de efectivo generado por actividades de financiamiento fue 194.7 \$MM, mayormente impactado por préstamos recibidos por 500.0 \$MM, parcialmente compensado por pagos de capital de los préstamos por 193.3 \$MM y la recompra de acciones por 50.0 \$MM.<sup>(1)</sup>

La deuda financiera bruta alcanzó 2,927.9 \$MM al final del trimestre, resultando en una deuda neta de 2,608.3 \$MM. Al cierre del 3T 2025, el índice de apalancamiento neto fue 1.5x en base pro forma y 1.8x en base no pro forma, comparado con 1.4x en base pro forma al cierre del 2T 2025.<sup>(2)</sup>

(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 205.0 \$MM; (ii) el efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera y otros resultados financieros de - 8.4 \$MM; y (iii) la variación del valor de los bonos del gobierno argentino de -1.9 \$MM.

(2) Valores pro forma calculados como si PEPASA hubiera sido adquirida el 1 de enero de 2024. Índice de apalancamiento neto pro forma (1.5x) = (Deuda financiera bruta (2,928 \$MM) – Caja, bancos e inversiones corrientes (320 \$MM)) / EBITDA ajustado pro forma (1,752 \$MM).

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

### Utilidad del período

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	3T-25	2T-25	3T-24
<b>Ingresos totales</b>	<b>706,135</b>	<b>610,542</b>	<b>462,383</b>
Petróleo	676,363	584,261	441,193
Gas Natural	28,641	24,808	20,082
NGL y otros	1,131	1,473	1,108
<b>Costo de ventas</b>	<b>(368,944)</b>	<b>(325,346)</b>	<b>(230,007)</b>
Costos de operación	(51,786)	(50,290)	(31,614)
Fluctuación del inventario de crudo	1,415	(6,206)	(7,056)
Regalías y otros	(98,523)	(84,291)	(68,482)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(210,891)	(176,940)	(114,703)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	(9,159)	(7,619)	(8,152)
<b>Utilidad bruta</b>	<b>337,191</b>	<b>285,196</b>	<b>232,376</b>
Gastos de ventas	(48,816)	(40,705)	(36,828)
Gastos generales y de administración	(37,347)	(29,712)	(29,247)
Gastos de exploración	(144)	(164)	(3)
Otros ingresos operativos	289,802	208,073	21,176
Otros gastos operativos	(5,273)	(23,969)	(174)
Deterioro de activos de larga duración	-	(38,252)	-
<b>Utilidad de la operación</b>	<b>535,413</b>	<b>360,467</b>	<b>187,300</b>
Resultado de inversiones en asociadas	(2,767)	(979)	-
Ingresos por intereses	7,603	274	1,360
Gastos por intereses	(48,873)	(40,106)	(21,022)
Otros resultados financieros	(53,872)	(25,841)	26,902
<b>Resultados financieros netos</b>	<b>(95,142)</b>	<b>(65,673)</b>	<b>7,240</b>
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	<b>437,504</b>	<b>293,815</b>	<b>194,540</b>
(Gasto) por impuesto sobre la renta corriente	(3,119)	(80,286)	(149,989)
(Gasto) beneficio por impuesto sobre la renta diferido	(119,099)	21,760	120,908
<b>(Gasto) por impuesto sobre la renta</b>	<b>(122,218)</b>	<b>(58,526)</b>	<b>(29,081)</b>
<b>Utilidad neta del período</b>	<b>315,286</b>	<b>235,289</b>	<b>165,459</b>

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

### Balance Consolidado

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 30 de septiembre de 2025	Al 31 de diciembre de 2024
Propiedad, planta y equipos	5,408,044	2,805,983
Crédito mercantil	22,576	22,576
Otros activos intangibles	12,807	15,443
Activos por derecho de uso	73,905	105,333
Activos biológicos	14,699	10,027
Inversiones en asociadas	50,668	11,906
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	371,050	205,268
Activos por impuestos diferidos	38,264	3,565
<b>Total Activos No Corrientes</b>	<b>5,992,013</b>	<b>3,180,101</b>
Inventarios	12,772	6,469
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	414,812	281,495
Caja, bancos e inversiones corrientes	319,657	764,307
<b>Total Activos Corrientes</b>	<b>747,241</b>	<b>1,052,271</b>
<b>Total Activos</b>	<b>6,739,254</b>	<b>4,232,372</b>
Pasivos por impuestos diferidos	338,967	64,398
Pasivos por arrendamiento	44,789	37,638
Provisiones	47,536	33,058
Deudas financieras	2,369,659	1,402,343
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	286,206	-
Beneficios a empleados	18,073	15,968
Impuesto sobre la renta	14,922	-
<b>Total Pasivos No corrientes</b>	<b>3,120,152</b>	<b>1,553,405</b>
Provisiones	13,863	3,910
Pasivos por arrendamiento	18,046	58,022
Deudas financieras	558,289	46,224
Salarios y contribuciones sociales	25,246	32,656
Impuesto sobre la renta	102,609	382,041
Otros impuestos y regalías	37,377	47,715
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	456,053	487,186
<b>Total Pasivos Corrientes</b>	<b>1,211,483</b>	<b>1,057,754</b>
<b>Total Pasivos</b>	<b>4,331,635</b>	<b>2,611,159</b>
<b>Total Capital Contable</b>	<b>2,407,619</b>	<b>1,621,213</b>
<b>Total Capital Contable y Pasivos</b>	<b>6,739,254</b>	<b>4,232,372</b>

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

### Estado de Resultados

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Periodo entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2025	Periodo entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2024
<b>Ingreso por ventas a clientes</b>	<b>706,135</b>	<b>462,383</b>
Ingresos por ventas de petróleo crudo	676,363	441,193
Ingresos por ventas de gas natural	28,641	20,082
Ingresos por ventas de GLP	1,131	1,108
<b>Costo de ventas</b>	<b>(368,944)</b>	<b>(230,007)</b>
Costos de operación	(51,786)	(31,614)
Fluctuación del inventario de crudo	1,415	(7,056)
Regalías y otros	(98,523)	(68,482)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(210,891)	(114,703)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	(9,159)	(8,152)
<b>Utilidad bruta</b>	<b>337,191</b>	<b>232,376</b>
Gastos de ventas	(48,816)	(36,828)
Gastos generales y de administración	(37,347)	(29,247)
Gastos de exploración	(144)	(3)
Otros ingresos operativos	289,802	21,176
Otros gastos operativos	(5,273)	(174)
Deterioro de activos de larga duración	-	-
<b>Utilidad de operación</b>	<b>535,413</b>	<b>187,300</b>
Resultado de inversiones en asociadas	(2,767)	-
Ingresos por intereses	7,603	1,360
Gastos por intereses	(48,873)	(21,022)
Otros resultados financieros	(53,872)	26,902
<b>Resultados financieros, netos</b>	<b>(95,142)</b>	<b>7,240</b>
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	<b>437,504</b>	<b>194,540</b>
(Gasto) por impuesto sobre la renta corriente	(3,119)	(149,989)
(Gasto) beneficio por impuesto sobre la renta diferido	(119,099)	120,908
<b>(Gasto) por impuesto sobre la renta</b>	<b>(122,218)</b>	<b>(29,081)</b>
<b>Utilidad neta del período</b>	<b>315,286</b>	<b>165,459</b>
Otros resultados integrales del período	(31)	(9,717)
<b>Total utilidad integral del período</b>	<b>315,255</b>	<b>155,742</b>

## 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 julio y el 30 de septiembre de 2025	Periodo entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2024
<b>Flujos de efectivo de las actividades de operación</b>		
Utilidad neta del período	315,286	165,459
<b>Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo</b>		
<b>Partidas relacionadas con actividades de operación:</b>		
Reserva por pérdidas crediticias esperadas	44	-
Pagos basados en acciones	18,401	12,215
Incremento neto en provisiones	295	174
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	21,546	(9,474)
Descuento de activos y pasivos a valor presente	10,471	463
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos	907	323
Gasto por impuesto sobre la renta	122,218	29,081
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	9,159	8,152
Beneficios a empleados	196	66
<b>Partidas relacionadas con actividades de inversión:</b>		
Deterioro de activos de larga duración	-	-
Ganancia por combinación de negocios	(288,056)	-
Ingresos por intereses	(7,603)	(1,360)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	1,942	(9,104)
Depreciaciones y agotamientos	208,766	113,232
Amortización de activos intangibles	2,125	1,471
Resultado de inversiones en asociadas	2,767	-
<b>Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:</b>		
Gastos por intereses	48,873	21,022
Costo amortizado	1,143	376
Gastos por intereses de arrendamiento	857	644
Otros intereses por impuestos	14,440	-
Otros resultados financieros	2,566	(10,130)
<b>Cambios en activos y pasivos operativos:</b>		
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	(115,048)	(90,529)
Inventarios	(1,415)	7,056
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	55,054	18,153
Pagos de beneficios a empleados	(112)	(124)
Salarios y contribuciones sociales	7,489	11,070
Otros impuestos y regalías	50,806	(6,811)
Provisiones	-	(194)
Pago de impuesto sobre la renta	(179,226)	(6,348)
<b>Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas</b>	<b>303,891</b>	<b>254,883</b>

**Flujos de efectivo de las actividades de inversión:**

Pagos por adquisiciones de propiedad, planta y equipos y activos biológicos	(334,169)	(326,188)
Cobros procedentes de intereses	7,603	1,360
Pagos por adquisiciones de otros activos intangibles	(1,286)	(2,710)
Cobros procedentes de la cesión de activos convencionales	-	-
Pagos por inversiones en asociadas	(4,877)	(1,745)
Pagos por Combinación de Negocios, netos de efectivo adquirido	-	-

<b>Flujos netos de efectivo (aplicados en) actividades de inversión</b>	<b>(332,729)</b>	<b>(329,283)</b>
---	------------------	------------------

**Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:**

Deudas financieras recibidas	500,000	142,724
Pagos de capital de las deudas financieras	(193,285)	(74,110)
Pagos de intereses de las deudas financieras	(19,443)	(10,612)
Pagos de costos de emisión de deudas financieras	(7,663)	(514)
Pagos de otros intereses por impuestos	(10,819)	-
Pagos de otros resultados financieros	(2,566)	1,421
Pagos de arrendamientos	(11,251)	(10,922)
Pagos por recompra de acciones	(50,000)	(49,864)

<b>Flujos netos de efectivo generados por (aplicados en) actividades de financiamiento</b>	<b>204,973</b>	<b>(1,877)</b>
--	----------------	----------------

Periodo entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2025      Periodo entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2024

<b>(Disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo</b>	<b>176,135</b>	<b>(76,277)</b>
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del período	147,000	321,562
Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera y otros resultados financieros	(8,435)	3,777
(Disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo	176,135	(76,277)
<b>Efectivo y equivalente de efectivo al cierre del período</b>	<b>314,700</b>	<b>249,062</b>

**Nota:** la información operativa y financiera histórica de Vista se encuentra disponible en la página web de la Compañía ([www.vistaenergy.com/inversionistas](http://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
- 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
- Costos operativos: incluye producción, transporte, tratamiento y servicios de apoyo en campo; excluye fluctuaciones en inventarios de crudo, depreciaciones, regalías, impuestos directos, comercial, exploración y costos de G&A
- EBITDA ajustado = (Pérdida) / Utilidad neta + Impuesto sobre la renta + Resultados financieros netos + Resultado de inversión en asociadas + Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones + Gastos de reestructuración + Deterioro de activos de larga duración + Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales + Ganancia por combinación de negocios
- 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

- 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
- PEPASA: Vista Energy LACH S.A. (anteriormente conocida como Petronas E&P Argentina S.A.)
- 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
- SEC: *United States Securities and Exchange Commission*
- Transacción de Activos Convencionales: Activos Convencionales Transferidos operados por Aconcagua a partir del 1 de marzo de 2023. Según la última modificación del acuerdo suscrito, celebrada en septiembre de 2025, 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. Antes de dicha modificación, Vista conservaba el 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
- Utilidad/pérdida neta ajustada: utilidad/pérdida neta + impuesto diferido + cambios en el valor razonable de los títulos opcionales + deterioro de activos de larga duración + ganancia por combinación de negocios

## AVISO LEGAL

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](http://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. 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 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. 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 o 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 que usted deposite 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

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, incluyendo todo desempeño previsto y proyecciones de Vista contenidas en esta presentación, 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 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; cualquier restricción futura 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 ; 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 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, México y 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; 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 y 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, 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](http://www.sec.gov)), en la Bolsa Mexicana de Valores ([www.bmv.gob.mx](http://www.bmv.gob.mx)), y en la página de la CNBV ([www.gob.mx/cnbv](http://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](http://www.vistaenergy.com). 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](mailto:ir@vistaenergy.com)

Argentina: +54.11.3754.8500

Mexico: +52.55.1555.7104