Resultados 3T26

Vista Energy – Tercer trimestre de 2026

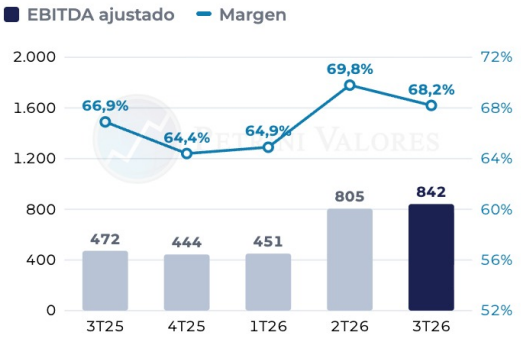
5 de noviembre de 2026

Highlights

- **El EBITDA ajustado de Vista fue de USD 841,5 MM, 78% más que en el 3T25 y 4% por encima del 2T26.** Los ingresos, netos de coberturas y de los fletes marítimos que factura su trader VEISA, subieron 75% a/a a USD 1.234 MM por un 34% más de petróleo producido y un precio realizado 30% mayor, con costos operativos unitarios estables. Frente al 2T26, según la compañía, el crecimiento de la producción compensó el menor precio del crudo. El resultado neto bajó 7% a/a a USD 293,5 MM por un mayor impuesto a las ganancias y porque el 3T25 incluía una ganancia no recurrente de USD 288,1 MM por la compra de La Amarga Chica; sin ella, la utilidad se multiplicó por más de diez. La utilidad neta ajustada pasó de USD 155,5 MM a USD 240,1 MM.
- **La producción promedió 169,0 kboe/d (+33% a/a y +8% t/t), y la de petróleo, 147,1 kbbl/d (+34% a/a y +9% t/t).** Según la compañía, 13 pp del crecimiento interanual fueron orgánicos, con 91 pozos conectados en los últimos doce meses, y los 20 pp restantes vinieron de consolidar por primera vez un trimestre completo del 25,1% de Bandurria Sur y el 35% de Bajo del Toro, comprados a Equinor (en el 2T26 sumaron solo mayo y junio). En el trimestre Vista conectó 25 pozos netos: 14 en Bajada del Palo Oeste, 3 en Bajada del Palo Este, 6 en La Amarga Chica y 2 en Bandurria Sur, un ritmo de 100 pozos por año. El shale, petróleo y gas de Vaca Muerta, explica 166,3 de los 169,0 kboe/d. La producción de gas fue de 3,43 MMm³/d (+29% a/a y +8% t/t) y se vendió a USD 3,3/MMBtu, 9% más que en el 2T26, por mejores precios en el segmento industrial. La industria compró el 68% del volumen, a USD 2,9/MMBtu, y el programa oficial Plan Gas.Ar, el 31%, a USD 4,1/MMBtu.

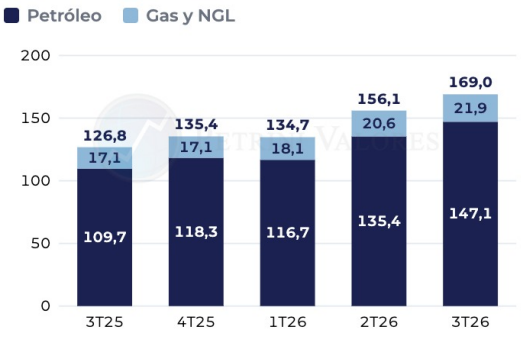
EBITDA ajustado y margen

USD MM y % de los ingresos



Producción total

kboe/d



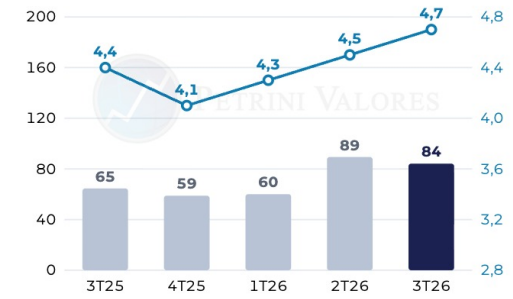
Resumen de resultados

USD MM, salvo indicación

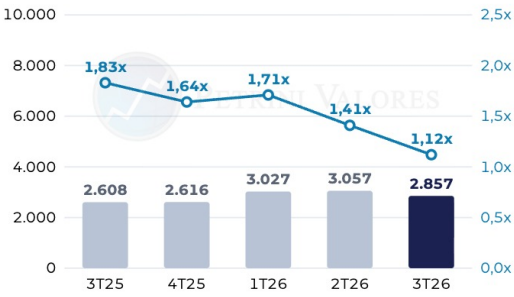
	3T25	2T26	3T26	t/t	a/a
Ingresos	706	1.154	**1.234**	+7%	+75%
EBITDA ajustado	472	805	**842**	+4%	+78%
Margen EBITDA ajustado	66,9%	69,8%	**68,2%**	-1,6 pp	+1,3 pp
Resultado neto	315	322	**294**	-9%	-7%
Capex	351	467	**460**	-2%	+31%
Flujo de fondos libre	-29	99	**334**	+237%	n.a.
Deuda neta	2.608	3.057	**2.857**	-7%	+10%
Deuda neta / EBITDA	1,83x	1,41x	**1,12x**	-21%	-39%

- **El precio realizado del crudo fue de USD 84,2/bbl, 30% más que un año atrás pero 6% menos que en el 2T26, en línea con el Brent.** El Brent bajó de USD 96,7/bbl a USD 91,3/bbl en el trimestre. Todo el petróleo se vendió a paridad de exportación y el 73% del volumen se exportó, por USD 853,7 MM (+108% a/a). El lifting cost, el costo de extraer cada barril, subió a USD 4,7/boe (+6% a/a y +5% t/t) por la suba en dólares de bienes y servicios pagados en pesos, con un tipo de cambio estable. En cambio, los gastos de comercialización bajaron 14% a/a a USD 3,6/boe, ya que el mayor volumen diluye el cargo fijo "ship-or-pay" del oleoducto Duplicar.
- **El flujo de fondos libre del 3T26 fue de USD 334,2 MM, contra USD 99,1 MM en el 2T26, trimestre en el que Vista pagó USD 391,9 MM por la compra a Equinor.** En el 3T26, el flujo operativo de USD 772,8 MM, con capital de trabajo estable y USD 50,4 MM de impuesto a las ganancias, cubrió la inversión de USD 459,7 MM: USD 400,6 MM en pozos de Vaca Muerta (22 perforados, 28 completados y 25 conectados, en términos netos), USD 28,0 MM en instalaciones de superficie y USD 31,1 MM en estudios geológicos, IT y otros. Un año atrás, el flujo libre había sido negativo en USD 28,8 MM.
- **La deuda neta bajó unos USD 200 MM en el trimestre, a USD 2.857 MM, y el apalancamiento cayó a 1,12x, desde 1,83x en el 3T25.** Con la caja generada, Vista canceló deuda neta por USD 60,4 MM, recompró acciones por USD 55,4 MM y pagó USD 23,6 MM de intereses. La deuda bruta quedó en USD 3.642 MM y la caja e inversiones corrientes subieron a USD 785 MM. El ratio usa el EBITDA de los últimos doce meses, que incluye a Bandurria Sur y Bajo del Toro solo desde mayo; si se suma su aporte de todo el período (base pro forma, según la compañía), baja a 1,04x.

Precio realizado del crudo y lifting cost
USD/bbl y USD/boe



Deuda neta y apalancamiento
USD MM y veces el EBITDA ajustado LTM



Outlook

- **Guía 2026.** 158 kboe/d de producción promedio (unos 175 en el 4T) y unos USD 3.000 MM de EBITDA ajustado.
- **Guía 2027.** 185 kboe/d y USD 3.300 MM de EBITDA con Brent a USD 80; cada USD 1/bbl lo mueve USD 45-50 MM.
- **Pozos.** Guía 2026 de 100 a 110 conexiones (75 en nueve meses). Si Bandurria Norte entra al RIGI (régimen de incentivo a grandes inversiones), su desarrollo se adelantaría de 2029 a 2027.
- **Evacuación.** Los oleoductos le dan 180 kbbl/d de capacidad, contra 152 kbbl/d de petróleo producidos en septiembre. El oleoducto de exportación VMOS operaría desde el 1S27, con 80 kbbl/d iniciales.
- **Deuda y recompras.** Apalancamiento cercano a 1x a fin de 2026; quedan USD 95 MM del plan de recompras de USD 150 MM.

Glosario

boe y kboe/d. Barril equivalente: suma petróleo y gas en una misma unidad. kboe/d: miles de barriles equivalentes por día.

Precio realizado. Precio promedio que efectivamente cobra la compañía por barril vendido.

Ship-or-pay. Contrato de transporte que se paga por la capacidad reservada, se use o no.

Lifting cost. Costo de extraer cada barril equivalente, sin regalías, amortizaciones ni gastos de comercialización.

Paridad de exportación. Precio local equivalente al que se obtendría exportando el crudo, neto de costos y derechos.

Fuentes. Vista Energy S.A.B. de C.V.: earnings releases del 3T26, 2T26, 1T26 y 3T25; presentaciones de resultados del 3T26, 2T26 y 4T25, y webcast del 3T26 (29/10/2026).

La presente publicación ha sido elaborada por Petrini Valores S.A con fines exclusivamente informativos. Su contenido no debe interpretarse, en ningún caso, como una recomendación de compra, venta o tenencia de instrumentos financieros, ni como asesoramiento de inversión personalizado. La información incluida se basa en fuentes consideradas confiables, pero no garantizamos su exactitud ni integridad. Toda decisión de inversión debe basarse en el análisis y criterio del inversor, quien asume plena responsabilidad por las consecuencias económicas y legales que se deriven de sus decisiones. Petrini Valores S.A es un Agente de Liquidacion y Compensacion Propio inscripto en CNV bajo la matrícula 85.