29 de agosto de 2025

Vista Energy

Vista Energy (anteriormente Vista Oil & Gas) es una empresa dedicada a la exploración y producción de petróleo y gas, legalmente constituida en México, pero cuyas operaciones se desarrollan en Argentina. Tiene fuerte presencia en Vaca Muerta, siendo el noveno productor de gas y el segundo productor de shale oil en Argentina, solo por detrás de YPF. Vista es el productor independiente local más importante y el mayor exportador de crudo. Posee activos en la Cuenca Neuquina con una superficie aproximada de 92.700 hectáreas y más de 1.400 locaciones de pozos identificadas.

La empresa comenzó como un SPAC, lanzado en la Bolsa Mexicana en 2017, y luego utilizó los fondos recaudados para adquirir activos operativos en Argentina en 2018. Posteriormente, fue listada como ADS en NYSE en 2019. En Argentina, cotiza como CEDEAR.

Vista cuenta con grandes inversores estratégicos. El principal accionista es Al Mehwar Commercial Investments LLC, con una participación cercana al 13,5%, seguido por el Abu Dhabi Investment Council, fondo soberano de los Emiratos Árabes Unidos, con alrededor del 13,1%. Además, su fundador y CEO, Miguel Galuccio, también posee acciones de la compañía y, junto con el resto del management, suma una participación estimada del 10,6%.

Producción

En 2018, Vista concretó su primera operación transformacional al adquirir activos de Pampa Energía y Pluspetrol, incluyendo Petrolera Entre Lomas (PELSA), con participaciones en “Entre Lomas”, “Bajada del Palo” y “Agua Amarga”, y el 100% de “Medanito” y “Jagüel de los Machos”. Con esta compra Vista aseguró el control de sus actuales activos clave en la cuenca Neuquina.

Desde sus inicios, la compañía se enfocó en el desarrollo de shale oil en Vaca Muerta, iniciando pilotos en “Bajada del Palo Oeste” con pozos horizontales y fractura hidráulica, logrando eficiencia y competitividad incluso en contextos de precios bajos.

Entre 2021 y 2022 adquirió el 100% de los bloques “Aguada Federal” y “Bandurria Norte” a ConocoPhillips y Wintershall DEA, incorporando más de 25.000 acres y 150 nuevas locaciones de pozos, consolidando su portafolio en Vaca Muerta a más de 850 locaciones y reforzando su posición como operador líder de shale oil.

En 2022, Vista superó los 50.000 barriles equivalentes diarios (boe) y consolidó su alianza con Trafigura en “Bajada del Palo Oeste”, otorgándole el 25% de producción y costos mientras mantenía la operación total. En el 2023, optimizó su portafolio cediendo los yacimientos convencionales a Aconcagua Energía y reteniendo participación en petróleo, gas, líquidos y derechos de recompra.

Entre 2023 y 2024, la compañía aceleró su expansión, alcanzando por primera vez más de 80.000 boe, consolidándose como el segundo mayor productor de shale oil en Argentina. En diciembre de 2024, Vista adquirió el 100% de la participación de Trafigura en los farmouts I y II de “Bajada del Palo Oeste”, consolidando el control total de los pads y comprometiéndose a pagar USD 128 millones en cuotas hasta 2028.

Más recientemente, en abril 2025, Vista adquirió el 50% del bloque “La Amarga Chica”, concesión no convencional en Neuquén, mediante la compra del 100% de Petronas E&P Argentina S.A. El precio total de USD 1.406 millones incluyó un pago inicial de casi USD 900 millones, 7,3 millones de ADSs de Vista y un pasivo de USD 300 millones a pagarse en 2029 y 2030.

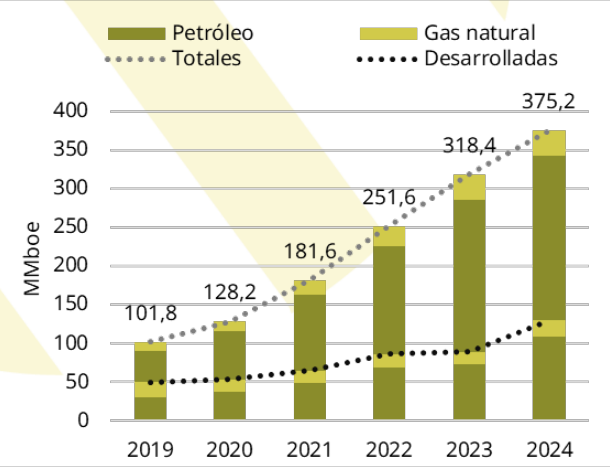
Participaciones Vista Energy al cierre 2T25

Conseciones	% Part.	Operador	Vto.	Tipo	Cuenca	País
Aguada Federal	100%	Vista	2050	Shale	Neuquina	Arg.
Águila Mora	90%	Vista	2054	Shale	Neuquina	Arg.
Bandurria Norte	100%	Vista	2050	Shale	Neuquina	Arg.
Bajada del Palo Oeste	100%	Vista	2053	Shale / Conv.	Neuquina	Arg.
Bajada del Palo Este	100%	Vista	2053	Shale / Conv.	Neuquina	Arg.
CS-01	100%	Vista	2047	Conv.	Sureste	Mex.
Coirón Amargo Norte	85%	Vista	2037	Conv.	Neuquina	Arg.
La Amarga Chica	50%	YPF	2049	Shale	Neuquina	Arg.
Acambuco	2%	PAE	2036 / 2040	Conv.	Noroeste	Arg.
Entre Lomas Neuquén	-	Aconcagua	2026	Conv.	Neuquina	Arg.
Entre Lomas Río Negro	-	Aconcagua	2036	Conv.	Neuquina	Arg.
Charco del Palenque	-	Aconcagua	2034	Conv.	Neuquina	Arg.
Jarilla Quemada	-	Aconcagua	2040	Conv.	Neuquina	Arg.
25 de Mayo-Medanito	-	Aconcagua	2036	Conv.	Neuquina	Arg.
Jagüel de los Machos	-	Aconcagua	2035	Conv.	Neuquina	Arg.

Fuente: Cucchiara Research en base a EERR.

La expansión de Vista impulsó un crecimiento sostenido de sus reservas probadas, que al cierre de 2024 alcanzaron 375,2 millones de boe (86% en petróleo y 14% en gas). Del total, el 66% fueron no desarrolladas, lo que representa un importante potencial de crecimiento. La compañía repone sistemáticamente más de lo que produce, con altos índices de reemplazo. Las ultimas reservas probadas proyectaron 14,7 años de producción.

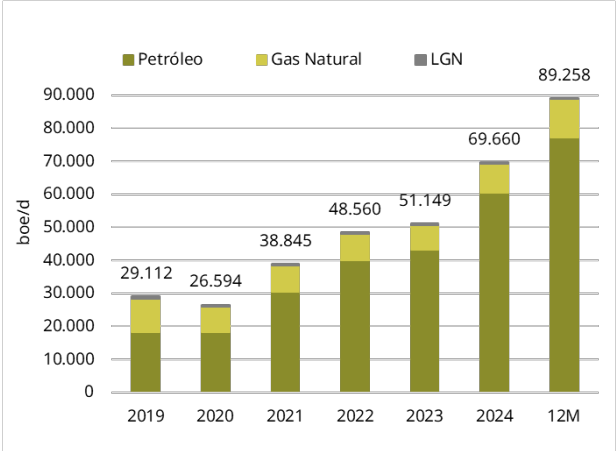
Evolución de Reservas probadas (MMboe)



Fuente: Cucchiara Research en base a EERR.

El impacto de las inversiones de Vista se refleja en su producción. Al cierre del 2T25, la producción total alcanzó los 118.018 boe, estableciendo un récord trimestral y registrando un aumento del 46% respecto del 1T25 y del 81% frente al 2T24. "La Amarga Chica" contribuyó con un 33% del total, impulsando de manera significativa el desempeño. En cuanto a petróleo, la producción alcanzó un nivel histórico de 102.197 barriles diarios, lo que representó un incremento interanual del 79%. Durante los últimos 12 meses, la producción total promedió fue de 89.258 boe, un 28% por encima de lo registrado en el año 2024.

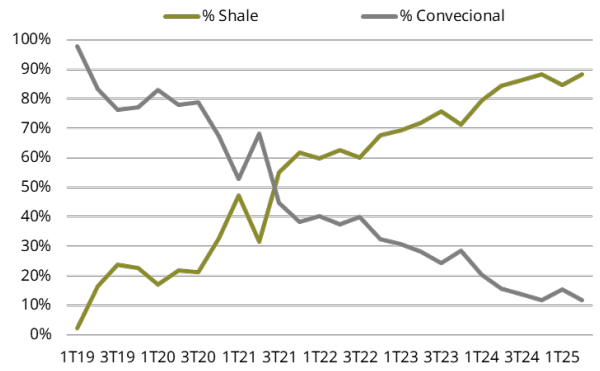
Producción total (boe/d)



Fuente: Cucchiara Research en base a EERR.

En el 2T25, el 88% de la producción fue shale. La priorización del shale por sobre el convencional contribuyó a una reducción sustancial del lifting cost, que pasó de un promedio de USD 10,8 por barril en 2019 a USD 4,7 promedio en los últimos 12 meses, reflejando el foco de la compañía en el control de costos.

Producción según tipo de yacimiento (%)



Fuente: Cucchiara Research en base a EERR.

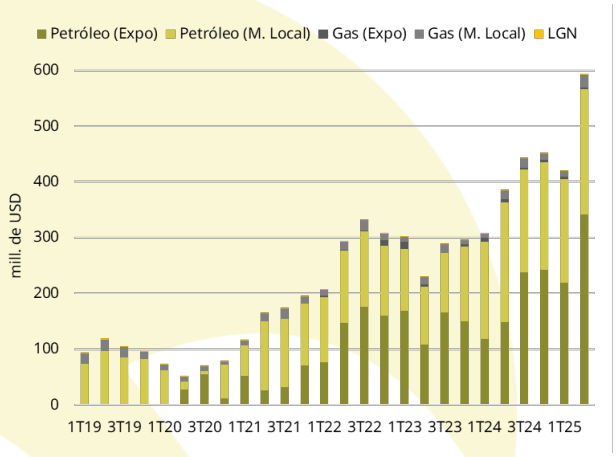
Resultados

En el 2T25, Vista reportó ventas totales por crudo, gas y LGN de USD 611 millones, un

incremento del 54% respecto del 2T24, impulsado principalmente por el crecimiento de la producción en sus bloques operados y el inicio de la consolidación de "La Amarga Chica".

Las ventas netas, descontando retenciones a las exportaciones, ascendieron a USD 593 millones. Dentro de este total, las exportaciones representaron el 58%. Las exportaciones de crudo en particular mostraron un salto muy significativo, con un aumento del 56% respecto del 1T25 y del 131% frente al 2T24.

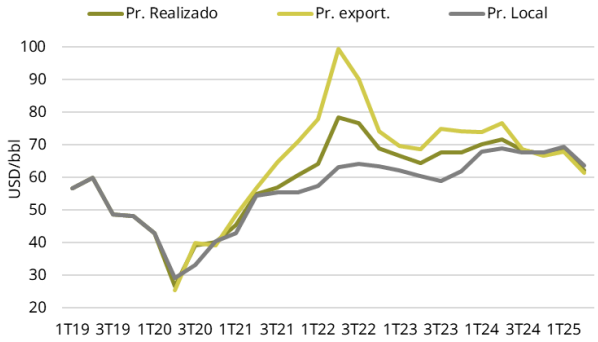
Ventas netas por segmento (mill. de USD)



Fuente: Cucchiara Research en base a EERR.

Si bien los volúmenes crecieron fuerte, los precios limitaron parcialmente la expansión. En el 2T25, el precio promedio realizado de crudo fue de USD 62,2 por barril, una caída del 13% i.a y del 9% frente al 1T25, en línea con la baja del Brent, que retrocedió 21% i.a. Un dato positivo fue que, durante el 2T25 y por primera vez tras la desregulación, el 100% de las ventas locales de crudo se concretaron a precios de paridad de exportación. En gas natural, el precio promedio realizado fue de USD 2,8 MMBtu, un 27% por debajo del 2T24, reflejando también menores precios tanto locales como internacionales.

Precios realizados petróleo (USD/bbl)



Fuente: Cucchiara Research en base a EERR.

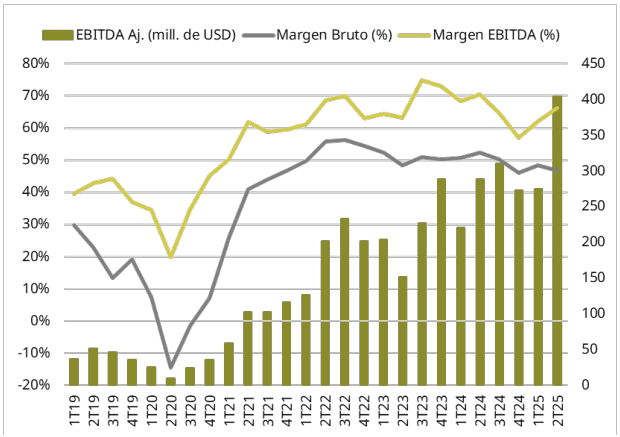
Los gastos de ventas fueron de USD 40,7 millones en el 2T25, cayendo por barril un 41% contra el 1T25, de USD 6,4/boe a USD 3,8/boe. La reducción se explicó por la eliminación del transporte por camión gracias a la entrada en operación del oleoducto Oldelval Duplicar.

El EBITDA ajustado del 2T25 alcanzó los USD 405 millones, un 40% superior al 2T24 y un 47% mayor al 1T25. Si bien el crecimiento en producción fue parcialmente compensado por menores precios realizados, el margen EBITDA se ubicó en 66%, mejorando respecto del 1T25 por el efecto de Oldelval, aunque aún por debajo del nivel del año anterior. Esto deja margen de mejora en caso de una recuperación del Brent.

mill. de USD	2T25	1T25	Var (%)	2T24	Var (%)
Ventas Totales	611	438	39%	397	54%
Ventas Netas	593	421	41%	385	54%
Exportaciones	*345*	*222*	*55%*	*154*	*124%*
M. Local	*248*	*199*	*25%*	*231*	*7%*
Resultados Operativo	360	142	154%	180	101%
EBITDA Aj.	405	275	47%	288	40%
Margen Operativo	59%	32%	2660pb	45%	1376pb
Margen EBITDA	66%	62%	420pb	70%	-422pb

Fuente: Cucchiara Research en base a EERR.

Evolución de EBITDA y márgenes



Fuente: Cucchiara Research en base a EERR.

Perfil de deuda

Al cierre del 2T25, Vista reportó una deuda financiera total de USD 2.599 millones, casi en su totalidad en dólares (99,6%), de los cuales el 27% correspondió a deuda corriente y el 73% a deuda no corriente.

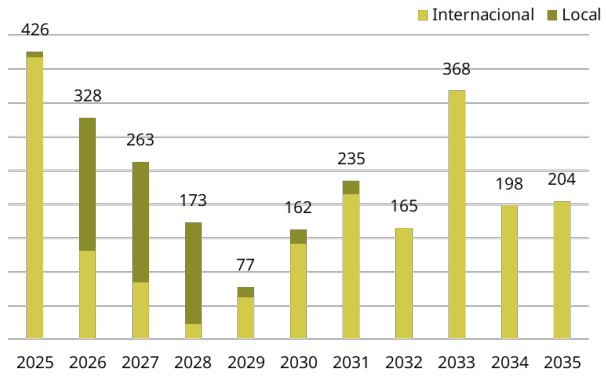
Los préstamos bancarios representaron el 24% del total, principalmente de corto plazo y a tasa fija en dólares, con un costo promedio ponderado de 5,5% para créditos locales y 3,3% para los internacionales. El restante 76% se concentró en obligaciones negociables (ONs), que al cierre del trimestre totalizaron USD 1.983 millones, netos de amortizaciones y recompras, incluyendo intereses corridos. De este monto, USD 1.490 millones fueron bonos hard dollar (57% de la deuda total) y USD 493 millones bonos dollar-linked (19% del total).

Vista cerró el 2T25 con 17 obligaciones negociables en circulación: 8 dollar-linked, con un costo promedio ponderado de solo 1,7% gracias a emisiones a tasa 0% en un contexto de fuerte demanda por cobertura cambiaria; 7 son hard dollar Ley Argentina (6 de pagaderas en dólar cable), con un costo cercano al 7,2% anual; y 2 son hard dollar Ley NY, con un costo promedio ponderado del 8%.

En junio de este año, la compañía colocó la ON Clase XXIX por USD 500 millones al 8,5% anual, con vencimiento en 2033. Sumado a la toma de préstamos bancarios corrientes por más de USD 400 millones, esto elevó la deuda financiera total un 53% respecto del 1T25. La ON Clase XXIX fue la segunda emisión internacional de Vista, tras la exitosa colocación de la Clase XXVIII con vencimiento en 2035 en diciembre de 2024 por USD 600 millones al 7,625%. Ambas ON bajo Ley NY incluyen covenants que limitan en cierta magnitud el endeudamiento adicional, el pago de dividendos, la recompras de acciones, la cancelación anticipada de deuda, entre otras restricciones. A nivel financiero, la compañía debe mantener un apalancamiento neto (Deuda Neta/EBITDA) inferior a 3,5x y una cobertura de intereses (EBITDA/Intereses) superior a 2,0x.

Impulsada principalmente por estas emisiones internacionales, la deuda financiera casi se triplicó al respecto del 2T24. El nuevo perfil presenta una vida promedio de 4,6 años y un costo cercano al 6,1% anual.

Perfil de deuda al cierre 2T25 (mill. USD)



Fuente: Cucchiara Research en base a EERR.

Al cierre del 2T25, la caja y activos líquidos sumaron USD 154 millones, una caída de USD 586 millones al respecto del 1T25. La fuerte disminución respondió a grandes desembolsos de inversión, mayores que los ingresos netos de deuda, junto con el abultado pago del impuesto a las ganancias por resultados del ejercicio 2024.

En abril se registró la salida neta de efectivo de USD 842 millones por la compra del 50% de "La Amarga Chica". Además, durante el 2T25 se destinaron USD 496 millones a gastos de capital vinculados con perforación de pozos, el desarrollo de "La Amarga Chica" y pagos de capital de trabajo asociados a inversiones, entre otros gastos de propiedad, planta y equipos. Asimismo, el flujo neto de efectivo de actividades operativas en el 2T25 fue negativo por USD 9 millones, afectado principalmente por el pago del impuesto a las ganancias de USD 215 millones, el aumento del capital de trabajo de USD 59 millones, gastos de reestructuración societaria por USD 24 millones y pagos anticipados de USD 18 millones como accionista del oleoducto Vaca Muerta Sur, proyecto clave para aumentar la capacidad de evacuación de crudo desde Vaca Muerta.

Como resultado del mayor endeudamiento y la caída en la liquidez, la deuda neta ascendió al cierre del 2T25 a los USD 2.445 millones, lo que implicó un aumento del 154% frente al 1T25 y del 324% al respecto del 2T24. Los ratios financieros reflejaron este incremento: el apalancamiento neto subió a 1,9x (desde 0,8x en el 1T25), mientras que la cobertura de intereses se redujo a 7,9x en el 2T25 desde 13x del 1T25, afectado también por un costo promedio ponderado de la deuda más elevado. Este último ratio calculado utilizando el costo anualizado de la deuda financiera total vigente al cierre de cada período.

mill. de USD	2T25	1T25	Var (%)	2T24	Var (%)
Deuda Financiera	2.599	1.703	53%	905	187%
Caja y Activos	154	740	-79%	328	-53%
Deuda Neta	2.445	964	154%	577	324%
EBITDA Aj. 12M	1.263	1.147	10%	1.023	23%
Deuda Neta/EBITDA	1,9	0,8	1,1	0,6	1,4
Intereses anuales	160	88	80%	57	179%
EBITDA/Intereses	7,9	13,0	-5,1	17,9	-10,0

Fuente: Cucchiara Research en base a EERR.

Ahora bien, en un segundo análisis, podemos calcular los ratios de deuda pro forma, es decir, ajustados como si la adquisición del 50% del bloque "La Amarga Chica" hubiera estado vigente por un año incorporando el EBITDA 12M de Petronas Argentina (en lugar de solo considerar las operaciones del 2T25). Esto reflejaría una visión más proyectada de la situación financiera de la compañía. Con este ajuste, el EBITDA pro forma ascendería a los USD 1.766 millones, el apalancamiento neto se reduciría a 1,4x, reflejando un nivel de endeudamiento más moderado, y la cobertura de intereses se incrementaría a 11,1x, manteniendo una posición financiera cómoda.

VISTAA 8.5% 2033

Paga cupón del 8,5% anual semestralmente y amortiza en tres cuotas iguales a partir del 2031. Cotiza en el exterior en torno a USD 101.5/102.5 dólares (clean), lo que implica una TIR aproximada del 8,1% y una duration modificada de 4 años. Se negocia en nominales de 1.000.

Fuente: Bloomberg.

VISTAA 7.625% 2035

Devenga cupón del 7,625% anual con pagos semestrales y amortiza en tres cuotas iguales desde 2033. Opera en torno a USD 97,5/98,5 (clean), con una TIR cercana al 7,9% y una

duration modificada de 6,4 años. Su mínimo e incremental es de 1.000 nominales.

Fuente: Bloomberg.

Perspectivas

Vista Energy se consolida como uno de los jugadores más sólidos del sector energético argentino, con un perfil de crecimiento acelerado y alta eficiencia operativa. Entre sus fortalezas sobresale su posición líder en Vaca Muerta, con un lifting cost muy bajo, mientras que la mayor integración con infraestructura (Oldelval y próximamente Vaca Muerta Sur) mejora márgenes y reduce riesgos logísticos. Su perfil exportador garantiza un flujo de ingresos sólido, menos dependiente del mercado interno y de riesgos regulatorios o cambiarios.

Financieramente, si bien el endeudamiento aumentó, sigue siendo manejable, con un apalancamiento neto ajustado pro forma en niveles holgados. Cabe destacar que el 2T25 fue un trimestre con fuertes erogaciones no recurrentes (adquisiciones, impuestos y capex extraordinario), por lo que hacia adelante las necesidades de liquidez deberían ser menores.

Además, dado que los precios realizados de petróleo se mantienen en mínimos de los últimos cinco años, existe un amplio espacio de mejora si el precio del crudo se recupera.

El enfoque disciplinado de Vista, junto con la eficiencia operativa y un liderazgo experimentado, encabezado por un ex CEO de YPF conocedor de las ventajas de Vaca Muerta, ha consolidado a Vista como un referente del shale fuera de Estados Unidos.

En este contexto, los bonos VISTAA 8,5% 2033 y VISTAA 7,625% 2035 presentan rendimientos atractivos, similares a los de Pampa y Pluspetrol, ligeramente por debajo de YPF, pero con menores riesgos comparables. Por estas razones, son actualmente nuestras emisiones favoritas dentro del universo corporativo argentino bajo Ley NY y mantienen una importante ponderación en nuestros fondos de renta fija.

La acción de Vista ha caído 27% en lo que va del año, operando cerca de los mínimos de abril, en pleno contexto de crisis tarifaria impulsada por Trump. Influenciada por el riesgo electoral argentino y los bajos precios actuales del crudo, consideramos que esta corrección representa una oportunidad atractiva de inversión para inversores de largo plazo. Además, la compañía cuenta con un programa de recompra de acciones por USD 50 millones, que comenzó a ejecutarse en agosto, adquiriendo cerca de 1.036.400 acciones a un precio promedio de USD 41,6 por acción. Considerando el EBITDA pro forma, el múltiplo EV/EBITDA se ubica en 3,7x, bajo para la media del sector, ofreciendo potencial de apreciación si los precios internacionales del crudo se recuperan y/o el panorama político y económico local se estabiliza.

Sekoia Research
research@sekoia.com.uy