

Inicio de Cobertura

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

9 de junio de 2025

Ticker NYSE	VIST	ISIN NYSE	US92837L1098
Ticker BMV	VISTA	ISIN BMV	MX01VI0C0006

Iniciamos la cobertura de Vista Energy S.A.B. de C.V. (VIST, Vista o la Compañía, de ahora en más) con una recomendación de compra y un precio objetivo a **12** meses de **USD 70,50** por ADS.

Resumen Ejecutivo

Vista enfoca su producción en Vaca Muerta con un portafolio de ~1.200 pozos y reservas probadas de 515 MMboe. Esperamos que VIST duplique su producción actual hacia 2030, consolidando el crecimiento sostenido mostrado hasta la fecha.

Bajos costos de extracción (USD 4,7/boe), márgenes elevados (EBITDA ~67%), exportaciones por el 53% y sinergias por la compra de PEPASA refuerzan rentabilidad, mitigando riesgos de baja en el precio del crudo.

Perfil financiero sólido y buen apalancamiento neto, aunque ratio corriente bajo (mayor a 1 recién a partir de 2028)

Alta concentración geográfica, depresión sostenida en el precio del crudo e inestabilidad macroeconómica, entre los principales riesgos a ser monitoreados.

Recomendación a 12 meses	Comprar
Recomendación anterior	No aplica
Precio objetivo a 12 meses	USD 70,50
Precio al 09-jun-2025	USD 49,31
Potencial de suba a 12 meses	42,9%
Cap. de mercado	USD 5.253 MM
Rango de 52 semanas	USD 32,11 – USD 61,67
Volumen promedio diario	1.015.533 acciones
Volumen promedio diario	USD 50,77 MM

Analista	Valentino Caramutti
	vcaramutti@criterialatam.com

Principales Métricas. Todos los números expresados en USD, según reportado por la compañía o estimación de CRITERIA

	1T 2024	1T 2025	2T 2025 E	3T 2025 E	4T 2025 E	2024	2025 E	2026 E	2027 E
Ventas	317	438	543	542	566	1.648	2.090	2.491	2.937
EBITDA ajustado	221	275	369	368	385	1.092	1.398	1.694	2.022
Margen de EBITDA aj.	68%	62%	67,9%	67,9%	67,9%	66,3%	66,9%	68,0%	68,9%
Ingreso Neto	79	83	114	104	108	471	408	461	550
Apalancamiento Neto	0,58x	0,84x	1,42x	1,44x	1,38x	0,63x	1,38x	1,30x	1,21x
EPS	0,82	0,86	1,20	1,08	1,12	4,98	4,25	4,85	5,70
EV/EBITDA	5,06	4,75	6,73	6,42	5,91	5,38	5,91	4,88	4,08
P/E	11,36	9,28	14,90	17,23	16,65	10,87	16,65	14,75	12,35

I. La Compañía

Vista es una compañía energética independiente con sede en México y operaciones principales en Argentina, especializada en la exploración y producción de petróleo y gas no convencional.

Fundada en 2017, concentra gran parte de sus operaciones en Vaca Muerta, uno de los principales reservorios no convencionales a nivel global. La empresa se ha posicionado como el segundo mayor productor de shale oil en Argentina.

Al mes de mayo de 2025, la Compañía reportaba reservas probadas (1P) por 375 MMboe¹ y una producción total de 80,9 Mboe/d (a lo que suman 143 MMboe de reservas probadas y 34 Mboe/d de producción debido a la adquisición de PEPASA).

Al enfocarse en recursos no convencionales, la Compañía ha reducido significativamente su lifting cost, estabilizándose en torno a los USD 4,7 por barril hacia el 1T 2025. Esto le permite mantener márgenes saludables incluso con precios del petróleo bajos, haciéndola más resistente que competidores con estructuras de costos más altas como Pemex, Petrobras y Ecopetrol.

En el 1T 2025, las exportaciones representaron el ~55% del volumen total de ventas de petróleo, con el ~75% de estos volúmenes vendidos a precios de paridad de exportación. Esta estrategia protege a VISTA de, entre otros riesgos, los implícitos en las regulaciones de precios en el mercado interno argentino (si bien este tipo de regulaciones está siendo eliminada por el gobierno, al día de la fecha, todavía existen).

Capacidad de Producción | La estrategia de Vista se mantiene centrada en el desarrollo de petróleo no convencional en Vaca Muerta. De acuerdo con nuestras proyecciones, la producción total podría ubicarse en torno a los 120,9 Mboe/d, posicionando a la empresa como uno de los principales productores de crudo del país,

Gráfico nro. 1. Nivel de producción en Mboe (promedio anual)

Fuente: Elaboración propia en base a información brindada por la Compañía

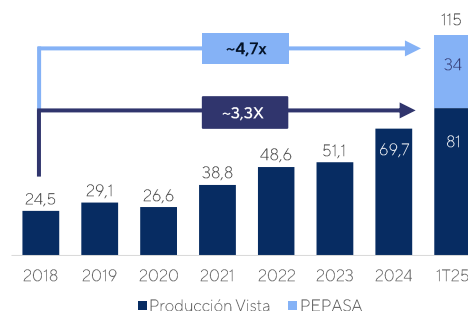


Gráfico nro. 2. Evolución del costo de extracción en USD por barril. Promedio de cada año (2018-2024)

Fuente: Elaboración propia en base a información brindada por la Compañía

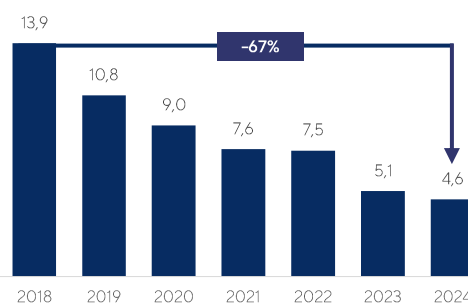
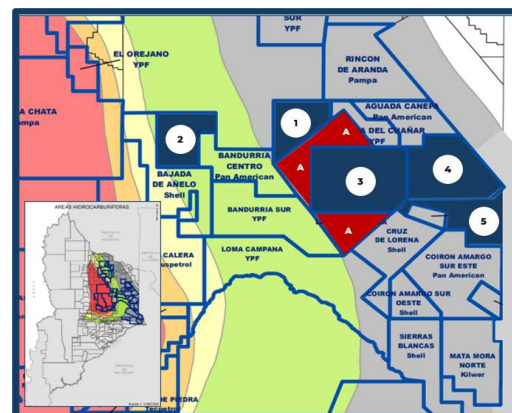


Gráfico nro. 3. Inventario de bloques y pozos en Argentina

Fuente: Elaboración propia en base al mapa de concesiones desarrollado por Graciela Rocofsky de la DRYP, Subsecretaría de Energía e Hidrocarburos, Gobierno de la Provincia de Neuquén



Referencias:

1. Aguada Federal | 24.100 acres | 150 pozos
 2. Bandurria Norte | 26.400 acres | 150 pozos
 3. Bajada del Palo Oeste | 62.600 acres | 550 pozos
 4. Bajada del Palo Este | 48.900 acres | 150 pozos
 5. Coirón Amargo Norte | 22.500 acres netos | 50 pozos
- A. La Amarga Chica | 23.200 acres netos | 323 pozos
Fuera de mapa: Águila Mora | 21.100 acres netos | 100 pozos

¹ En la página nro. 14 se encuentra la tabla de abreviaturas utilizadas en el presente informe.

solamente por detrás de YPF y Pan American Energy. El crecimiento en escala ha sido sostenido, pasando de aproximadamente 24,5 Mboe/d en 2018 a 80,9 Mboe/d en el 1T de 2025. Vista cuenta con un inventario cercano a los 1.000 pozos, sin incluir los del área La Amarga Chica (ver “La adquisición de PEPASA” más adelante), donde se estima la posibilidad de desarrollar unos 200 pozos netos adicionales.

Capacidad de Evacuación | Al 4T 2024, Vista producía 85 Mbbl/d y contaba con una capacidad de evacuación de 93 Mbbl/d, de los cuales 37 Mbbl/d se evacuaban por medio de camiones que incrementaron los gastos de comercialización por barril. Tras la puesta en marcha del sistema Duplicar Plus, la capacidad de evacuación se ha expandido a 124 Mbbl/d. La compañía dejará de utilizar a los camiones como modo de transporte del crudo a partir del 2T 2025.

La reciente adquisición de PEPASA (ver próxima sub-sección) le ha permitido sumar 57 Mbbl/d de capacidad de evacuación adicional, alcanzando un total de 181 Mbbl/d. Asimismo, Vista es accionista del proyecto VMOS, que agregará otros 50 Mbbl/d de capacidad de transporte adicional cuando esté operativo a mediados de 2027. Esta infraestructura le permite a la Compañía sostener su estrategia de crecimiento y aumentar sus volúmenes de exportación.

La adquisición de PEPASA | El 15 de abril de 2025, Vista anunció la adquisición de Petronas E&P Argentina S.A. (PEPASA), incluyendo una participación del 50% en el bloque no convencional La Amarga Chica (o “LACH”). En cuanto al segmento upstream, LACH es un bloque operado por YPF, que abarca 46.600 acres brutos (23.200 acres netos para Vista) y que actualmente cuenta con 246 pozos en producción (123 netos para Vista) y 287 MMboe de reservas probadas (1P), de los cuales 143 corresponden a Vista. Durante el 4T 2024, el 50% de LACH representó una producción de 40 Mboe/d, frente a los 85 Mboe/d de Vista. Este activo es altamente competitivo en términos de costos operativos, con un lifting cost de

Management

Miguel Galuccio

Fundador, y actual Presidente y CEO de la Compañía. Entre 2012 y 2016, se desempeñó como CEO de YPF, período en el cual la empresa se consolidó como líder mundial en producción de hidrocarburos no convencionales fuera de Norteamérica. Previamente, Galuccio ocupó diversos cargos internacionales en Schlumberger, incluyendo el de Presidente de la División de Production Management.

Matías Weissel

Actual Director de Operaciones, ha estado con Vista desde 2018. Anteriormente, trabajó en YPF, donde participó en los equipos de desarrollo de Vaca Muerta, ocupando roles como Líder de Proyecto Loma Campana y Gerente de Proyectos No Convencionales.

Juan Garoby

Cofundador de Vista, ha ocupado cargos clave desde la fundación de la empresa. En enero de 2025, fue designado Director de Tecnología (CTO), después de haber sido COO. Tiene una amplia trayectoria en la industria, con experiencia en empresas como YPF, Schlumberger y Baker Hughes.

Alejandro Cheriñacov

Cofundador y actual Director de Planeamiento Estratégico y Relaciones con Inversores, ha estado con Vista desde su creación. Antes de unirse a la Compañía, se desempeñó como CFO en Jagercor Energy Corp. y como Gerente de Relaciones con Inversores en YPF.

USD 4,1 por barril (4T 2024), frente a los USD 4,7 por barril reportados por Vista en el 1T 2025. Además, genera importantes sinergias con el portafolio de la Compañía, ya que rodea su campo insignia, Bajada del Palo Oeste (ver Gráfico nro. 3)

En términos de midstream, la adquisición de PEPASA adiciona una capacidad total de transporte de crudo de 57 Mboe/d (19 mediante Oldelval, 17 mediante Duplicar y 21 mediante Vaca Muerta Norte). Dado que la producción actual del activo se encuentra por debajo de estas capacidades (33,6 Mboe/d al 1T 2025), Vista obtiene flexibilidad tanto para acomodar su producción actual como para permitir incrementos futuros.

Estimamos que el valor actual neto del monto total pagado por los activos de PEPASA asciende a USD 1.375MM, incluyendo USD 900MM en efectivo, USD 300MM en pagos diferidos a 2029 y 2030 sin devengar intereses (valor presente de ~USD 180MM) y 7.297.507 ADSs representando acciones clase A de Vista, valuadas en ~USD 295MM a precios de cierre del día del anuncio (USD 40,38/acción). Estas acciones estarán sujetas a restricciones de venta (lock-up): el 50% vence el 15 de octubre de 2025 y el restante 50% el 15 de abril de 2026.

Compromiso con factores ESG | Vista ha desarrollado una estrategia ESG sólida, con un fuerte compromiso ambiental. La Compañía se propone alcanzar la neutralidad de carbono en emisiones de alcance 1 y 2 para 2026, habiendo reducido su intensidad de emisiones en más del 75% entre 2020 y 2024, de 39,4 kgCO₂e/boe a 8,8 kgCO₂e/boe.

Mediante Aike, la unidad de Soluciones Basadas en la Naturaleza (NBS, por sus siglas en inglés), Vista diseña, gestiona y ejecuta proyectos de captura de carbono con el objetivo de compensar las emisiones residuales propias. Aike actualmente impulsa 13 proyectos que abarcan más de 43.000 hectáreas en 7 provincias.

Implementa medidas como electrificación de operaciones, reducción de emisiones de metano y recuperación de vapores, y desarrollo de contratos para incorporar energía renovable en su matriz. Además, adhiere a la iniciativa del Banco Mundial para eliminar la quema rutinaria de gas. En el plano social, Vista ha incrementado significativamente su inversión en las comunidades donde opera, destinando en 2024 más de USD 2MM a programas de salud, educación y desarrollo local.

II. Análisis del Mercado

Durante el año 2024, la industria petrolera en Argentina registró niveles de producción que no se veían en más de una década. La producción total de petróleo alcanzó los 256 millones de barriles, siendo la cifra más alta desde 2003. En términos promedio, la producción de crudo durante 2024 fue de 717 Mbbl/d, lo que representó un incremento del 11% interanual (ver Gráfico nro. 4)

Este desempeño se explica en gran medida por el continuo desarrollo de los recursos no convencionales, especialmente en la formación de Vaca Muerta. Esta región fue responsable del ~56% de la producción total de petróleo y del ~50% del gas nacional. Solo en diciembre, Vaca Muerta aportó 447 Mbbl/d, lo que representó un crecimiento interanual del 27%, consolidándose como el principal motor de expansión del sector.

Este crecimiento ha sido respaldado por políticas gubernamentales que buscan atraer inversiones y mejorar el panorama del sector. Sin embargo, desafíos como la necesidad de inversiones adicionales en infraestructura y la estabilidad macroeconómica continúan siendo factores críticos para sostener este crecimiento.

El precio de equilibrio técnico del barril de petróleo para Vaca Muerta se sitúa en torno a los USD 40-45 por barril, un nivel competitivo en comparación con otros desarrollos de América Latina e incluso inferior al de muchos de los bloques de shale de Estados Unidos; no obstante, para Vista, este precio de equilibrio es

Gráfico nro. 4. Producción de petróleo (convencional y no convencional) en Argentina en Mbbl/d, de 2009 a 2025 (primeros 4 meses del año)

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía

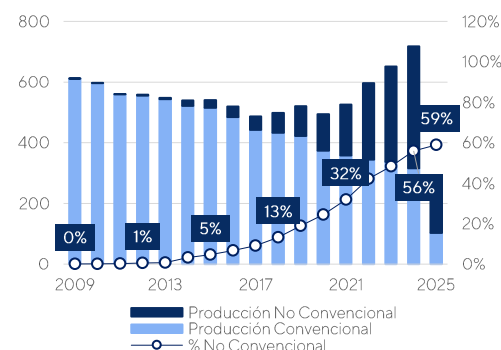


Gráfico nro. 5. Producción de petróleo por cuenca, en Mbbl/d, de 2009 a 2025 (primeros 4 meses del año)

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Secretaría de Energía

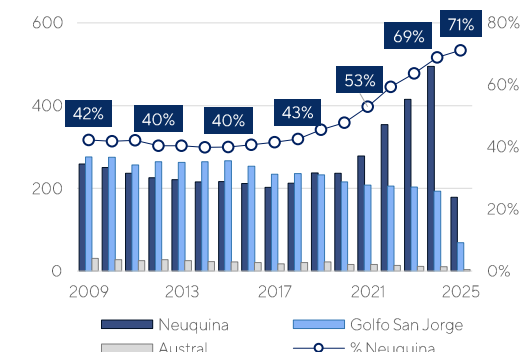
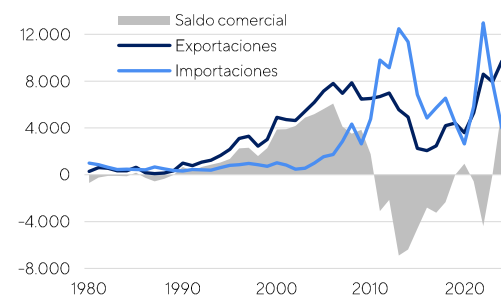


Gráfico nro. 6. Balanza comercial del sector energético argentino, en millones de USD, de 1980 a 2024

Fuente: Elaboración propia en base a datos del INDEC



aún más bajo gracias a su menor lifting cost derivado de su enfoque estratégico en recursos no convencionales, lo que le otorga una ventaja competitiva frente a sus pares en la región.

El mercado argentino de petróleo y gas está dominado por varias empresas clave. YPF S.A. lidera la producción de hidrocarburos, con una participación significativa en el mercado tanto upstream como downstream (ver Gráfico nro. 7). Vista Energy se posiciona como el segundo mayor productor de petróleo no convencional, con una participación del ~15% (ver Gráfico nro. 8). Otras empresas importantes del sector son: Pan American Energy (productora de petróleo y gas en las cuencas neuquina y del Golfo San Jorge), Pluspetrol, Shell y Total Energies (mayor productora de gas a nivel nacional con fuerte presencia en la cuenca Austral).

La industria del petróleo y gas en Argentina muestra un panorama alentador, con tendencias de crecimiento sostenido y un mercado competitivo liderado por actores nacionales e internacionales. Las proyecciones del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) y de YPF S.A. a largo plazo indican que, para 2030, Argentina podría duplicar su producción de hidrocarburos, alcanzando 1.500 Mbbl/d de crudo y 100 MMm3/d de gas.

III. Análisis Financiero

Vista mantiene un nivel de apalancamiento neto (Deuda Neta/EBITDA) saludable, de 0,84x según los datos reportados al cierre del 1T 2025. Vale aclarar que dicho nivel aumentará con los datos del cierre del próximo trimestre, ya que para la adquisición de PEPASA no sólo se utilizaron USD 900MM de efectivo, sino que también se concretó un préstamo por USD 300MM con Santander a cuatro años (cancelado al momento de la publicación del presente con parte de los ingresos obtenidos por la colocación de la O.N. Serie XXIX). Se espera que esto eleve temporalmente el nivel de apalancamiento neto a ~1,42x hacia el 2T 2025.

Gráfico nro. 7. Producción total de petróleo por empresa, en miles de barriles diarios, promedio del periodo ene-25 a abr-25
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

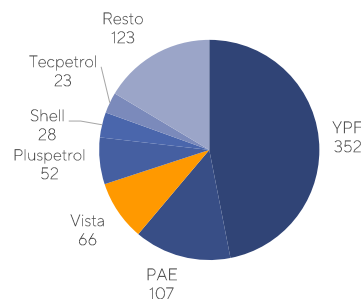
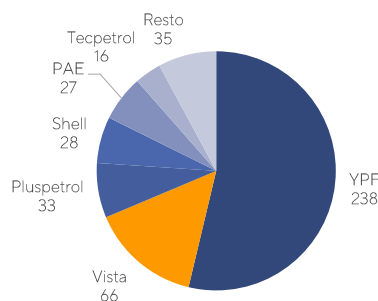


Gráfico nro. 8. Producción total de petróleo no convencional por empresa, en miles de barriles diarios, promedio del periodo ene-25 a abr-25
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía



El bajo nivel de apalancamiento también habilita a la Compañía a mantener un perfil de vencimientos equilibrado y una mayor capacidad para tomar deuda. Por ejemplo, en diciembre de 2024, Vista emitió una obligación negociable por USD 600MM a 11 años y una tasa de ~7,6% y, recientemente, en junio de 2025, se emitieron USD 500MM a 8 años y una tasa del 8,5%, representando dos de las emisiones más grandes e importantes de la historia del sector energético argentino.

La deuda de la Compañía al momento de la valuación está compuesta por ~USD 119MM relacionados a deuda bancaria y, ~USD 2.005MM relacionados a deuda financiera, incluidos los USD 500MM de la ON XXIX emitida en junio de 2025 (ver Tabla nro. 1 y Tabla nro. 2). Esta estructura muestra una clara preferencia por el financiamiento a través del mercado de capitales, lo que le ha permitido diversificar sus fuentes de financiamiento, extender los plazos de vencimiento y acceder a montos más significativos.

En cuanto al EBITDA, éste ha mostrado una trayectoria de crecimiento sostenido durante los últimos cuatro años, reflejando la solidez operativa y la madurez progresiva de su modelo de negocio. Entre 2021 y 2024, la compañía registró aumentos anuales del 287%, 107%, 14% y 25%, respectivamente. Esta evolución favorable no solo evidencia una mejora continua en la generación de caja, sino que también tiene un impacto positivo en su perfil financiero, especialmente en el apalancamiento neto.

En términos de liquidez, la Compañía tiene una capacidad limitada para cubrir sus obligaciones de corto plazo. Su ratio corriente (activo corriente/pasivo corriente) se ubica en torno al 0,84x lo cual indica una situación donde la cobertura de los pasivos inmediatos es cercana al 100%, pero sin mucho margen de seguridad. De hecho, esperamos un mínimo de ratio corriente en torno a los 0,73x hacia fines de 2027. Esta coyuntura requerirá un monitoreo constante de su situación de caja, especialmente si se enfrenta a shocks externos

Tabla nro. 1. Obligaciones Negociables

Fuente: Elaboración propia en base a información brindada por la Compañía

Serie	Emisión	Moneda	Plazo	Monto	Cupón
XII	27-08-21	USD-I	120	100,8	5,85% S
XVI	06-12-22	USD-I	42	104,2	0%
XVII	06-12-22	USD-I	48	39,1	0%
XVIII	03-03-23	USD-I	48	118,5	0%
XIX	03-03-23	USD-I	60	16,5	1,00% T
XX	05-06-23	USD	25	13,5	4,50% T
XXI	11-08-23	USD-I	60	70	0,99% T
XXII	05-12-23	USD	30	14,7	5,00% S
XXIII	06-03-24	USD	36	92,2	6,50% S
XXIV	03-05-24	USD	60	46,6	8,00% S
XXV	08-07-24	USD-I	48	53,2	3,00% T
XXVI	10-10-24	USD	84	150	7,65% S
XXVII	10-12-24	USD	132	600	7 ⁵ /8% S
XXVIII	07-03-25	USD	60	92,4	7,50% S
XXIX	10-06-25	USD	96	500	8,50% S

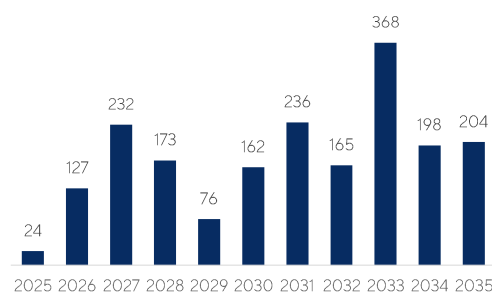
USD: Deuda denominada en dólares. USD-I: Deuda dólar-linked

S: Pago semestral. T: Pago trimestral

Gráfico nro. 9. Perfil de vencimientos de Obligaciones

Negociables. En millones de USD

Fuente: Elaboración propia en base a información brindada por la Compañía



como ser el de una caída mayor (en nivel o en tiempo) del precio del petróleo.

IV. Riesgos

Nuestro precio objetivo a 12 meses está sujeto a varios riesgos que podrían afectar la precisión y sustentabilidad de nuestras proyecciones. Estos riesgos incluyen factores externos, como la volatilidad del precio del petróleo o el entorno macroeconómico, como así también de factores internos, como los desafíos operativos y baja diversificación de la Compañía.

Riesgo del precio del petróleo | Al ser una empresa con enfoque casi exclusivo en la producción de petróleo, uno de los principales riesgos a los que se enfrenta Vista es al que surge de las fluctuaciones del precio del petróleo. Los ingresos de Vista no están diversificados (más del 90% de estos surgen de la venta de crudo) y, en consecuencia, la Compañía está altamente expuesta a las fluctuaciones de los precios globales del petróleo. Según un informe de la U.S. Energy Information Administration (EIA) del 6 de mayo de 2025, los precios podrían enfrentar presión a la baja debido a decisiones de la OPEP+ para relajar los recortes de producción (lo que añadiría 400 Mbbl/d al mercado) o por un aumento en la oferta de países no OPEP+, como Estados Unidos (bajo el lema del presidente Trump “Drill, baby, drill”), Brasil o Guyana o por una recesión global, especialmente en grandes consumidores como China o India. Aunque Vista podría reducir este riesgo con estrategias de cobertura, una caída prolongada en el tiempo de los precios por debajo de los USD 55-60 por barril, redundaría en una caída significativa en los ingresos y flujo de caja, comprometiendo el precio objetivo de nuestra valuación.

Riesgos macroeconómicos en Argentina | Operar en Argentina expone a Vista a un entorno macroeconómico y un marco institucional volátil. A pesar de la reciente implementación de políticas en principio favorables para el entorno empresarial como

Tabla nro. 2. Deuda Bancaria

Fuente: Elaboración propia en base a información brindada por la Compañía

Banco	Emisión	Moneda	Plazo	Residual ¹	Tasa
STD ²	ene-21	USD	60	0,01	1,80%
STD ²	jul-21	USD	60	0,08	2,05%
STD ²	ene-22	USD	60	0,03	2,45%
COC ³	ene-22	USD	56	25,4	SOFR + 201bps
CIT ⁴	abr-24	USD	24	20,1	5,00%
CIT ⁴	ene-25	USD	15	25,2	5,00%
NAC ⁵	ene-25	USD	6	30,1	2,00%
CIU ⁶	ene-25	USD	4	18,1	2,50%

1. En millones de USD

2. Banco Santander International

3. ConocoPhillips Company

4. Citibank N.A.

5. Banco de la Nación Argentina

6. Banco Ciudad de Buenos Aires

Nota: El crédito del Banco Santander International por USD 300 MM obtenido para la compra de PEPASA, se canceló con parte de los fondos obtenidos por la colocación de la ON Serie XXIX

ser el Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI) o de experimentar actualmente un entorno macroeconómico que muestra una ostensible baja en el nivel de inflación, la sustentabilidad en el mediano y largo plazo de dichos procesos continúa siendo una fuente de preocupación y un riesgo a futuro.

Riesgos operativos en la producción no convencional | La

producción de shale en Vaca Muerta es intensiva en capital y enfrenta riesgos técnicos. Retrasos en la perforación, menor productividad de pozos o problemas en la fracturación hidráulica podrían impedir que la compañía alcance sus metas de producción. Además, la producción no convencional tiene tasas de declinación rápidas, requiriendo inversión continua para mantener los niveles de producción. Si los costos operativos (como el lifting cost proyectado en USD 4 por barril a partir de 2026) aumentan debido a, por ejemplo, restricciones en la obtención de agua o por regulaciones ambientales, la rentabilidad podría disminuir, afectando la capacidad de Vista para cumplir con las proyecciones de crecimiento que sustentan nuestro precio objetivo.

Limitada diversificación geográfica de las concesiones | La

diversificación geográfica de la producción de Vista es limitada. La Compañía tiene el 92% de sus reservas ubicadas en la zona suroeste de Vaca Muerta y, tomando en cuenta la reciente adquisición de PEPASA, el 80% de la producción de petróleo proviene de los bloques de Bajada de Palo Oeste y La Amarga Chica. Si agregamos el bloque de Bajada de Palo Este a la ecuación, el porcentaje asciende a 96%, lo cual refleja la alta exposición de la Compañía a sus tres bloques principales. Esta elevada concentración implica cierto riesgo operativo, ya que depende en gran medida del desempeño de éstos tres activos clave.

V. Valuación de la Compañía y Recomendación

Para la valuación de Vista, desarrollamos un modelo de flujos de caja libre descontados a una tasa promedio ponderada del costo del

capital de 12,4% y una tasa de crecimiento a perpetuidad del 3% a partir de la finalización del período proyectado (2025-2030).

Nuestro escenario base contempla el desarrollo de los ~1.000 pozos en el núcleo operativo de Vista en Vaca Muerta, alcanzando un nivel de producción que se duplica en los próximos seis años, desde niveles actuales de 120 Mbbl/d (consolidando la producción de Vista y de PEPASA del último trimestre) hasta los 240 Mbbl/d.

Los precios proyectados del petróleo se encuentran alineados con los pronósticos de corto plazo publicados por la U.S. Energy Information Administration en su informe del 6 de mayo de 2025, y con el consenso del mercado para el largo plazo; así, se espera que el precio promedio del barril Brent alcance los USD 66 en 2025, promedie USD 59 durante 2026 y 2027, y recupere terreno en los tres años siguientes, hasta establecerse en torno a los USD 80 en 2030.

Asumimos que se mantienen estables los márgenes con relación a los últimos tres años (EBITDA ~70%, bruto ~48%, operativo ~39% y neto ~23%), con un muy leve aumento en cada uno debido a la mayor escala productiva, ganancias operativas y mejor amortización de los costos fijos.

Según nuestro modelo, el CAPEX será incremental en los próximos años debido a la adquisición de LACH y las perforaciones necesarias para acompañar al aumento en la producción. Asumimos que los costos de extracción se estabilizan en torno a los USD 4 por barril a partir de 2026.

Asimismo, hemos valuado a la Compañía bajo otros dos escenarios a los que llamamos “Pesimista” y “Optimista”. La Tabla nro. 3, describe estos escenarios y muestra el precio objetivo y la suba potencial que surgen de considerar a cada uno de ellos en nuestro modelo de valuación.

Tabla nro. 3. Descripción de escenarios alternativos y precios objetivo

Escenario Pesimista	Escenario Base	Escenario Optimista
Precio Objetivo: USD 50	Precio Objetivo: USD 70	Precio Objetivo: USD 85
Suba Potencial: -	Suba Potencial: 43%	Suba Potencial: 70%
Para el escenario pesimista, asumimos un precio del petróleo que continúa buscando niveles más bajos, ya sea por una caída en la demanda debido a una desaceleración de las economías globales y/o por un exceso de oferta, tanto en manos de la OPEP como en los países que no pertenecen a la OPEP pero que en los últimos años vienen aumentando significativamente sus niveles de producción en general no convencional (USA, Canadá, Guyana, Argentina, etc.). En el corto plazo (2025 y 2026), oscilaría a la par con los pronósticos de corto plazo de la US EIA, luego continuaría la tendencia bajista hasta fines del 2027, cuando el precio se ubicaría alrededor de los USD 51, luego comenzaría a recuperar terreno promediando USD 56 en 2028, USD 65 en 2029 y USD 73 en 2030. En consecuencia, a la caída del precio del petróleo, Vista reduciría su ritmo de inversión y sus niveles de producción, teniendo un impacto negativo en la generación de caja. En el caso base, la Compañía prácticamente duplica su producción actual para finales del 2030, en el escenario pesimista, la producción crecería un 75% para el mismo período.		En cuanto a nuestro escenario optimista, pronosticamos un mejor desempeño del precio del petróleo, variable clave en el modelo de negocio de la Compañía. Lo que queda de este año y todo el próximo, oscilaría en el rango USD66 – USD59, acorde a los pronósticos de corto plazo de la US EIA. Luego ganaría terreno rápidamente y promediaria USD 63 en 2027 para alcanzar los USD 73 en 2028 y USD 81 en 2029, estabilizándose luego en torno a los USD 85 para el 2030. Esto se puede deber a recortes de las cuotas de producción por parte de la OPEP, una fuerte recuperación y subsecuente desarrollo de economías grandes como China, India y/o África, o cualquier tensión geopolítica que limite la oferta y eleve los precios. Ante el aumento de los precios, asumimos que Vista incrementaría el ritmo de inversión y sus niveles de producción. Mientras que en el caso base la Compañía alcanzaba a duplicar su producción actual para finales del 2030, en el escenario optimista, lo lograría anticipadamente (2029). Asimismo, en el escenario optimista se podría considerar un escenario de consolidación macroeconómica y consecuente compresión por 200 bps del riesgo país. Esto tendría un efecto directo sobre el WACC, aumentando el valor presente de los flujos futuros de la Compañía y, por consiguiente, elevando el precio objetivo de la acción en torno a los ~USD 100.

Por último, hemos evaluado a Vista *vis a vis* otras empresas comparables del sector: compañías concentradas en la producción no convencional de petróleo, oferta pública y una capitalización de mercado a junio de 2025 inferior a USD 12.000 MM. La Tabla nro. 4 resume algunas métricas relevantes de VIST vs el promedio ponderado por capitalización de mercado de las compañías seleccionadas: Permian Resources Co. (PR), SM Energy Co. (SM), Matador Resources Co. (MTDR) y Magnolia Oil & Gas Corp. (MGY).

Tabla nro. 4. Vista Energy vs. Comparables

	Market Cap ¹ Junio 2025	EPS U12M ²	EV/EBITDA 1T25	Margen EBITDA U12M ²
Vista	5,2	4,79	4,75	62,8%
Comparables	6,2	3,80	3,87	72,7%

Fuente: Elaboración propia en base a información brindada por las compañías

1. En miles de millones de USD

2. Últimos 12 meses

De la Tabla nro. 4 se desprende que Vista destaca por tener un EPS competitivo de 4,79 USD, en línea con compañías más consolidadas. Además, su múltiplo EV/EBITDA de 4,75x, si bien más alto que el promedio del grupo, refleja la expectativa del mercado sobre su potencial de crecimiento. Sin embargo, Vista también muestra un margen operativo algo inferior al promedio de sus comparables, lo que puede atribuirse a los mayores costos logísticos y de infraestructura de Argentina.

Evolución del precio (en USD por ADS) y volumen operado (en miles de acciones, eje derecho) de VIST del 26-07-2019 al 03-06-2025



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

Resumen financiero y de valuación

Principales Supuestos DCF

Cantidades	2024	2025 E	2026 E	2027 E	Posición Financiera	2024	2025 E	2026 E	2027 E
Prod. no convencional (boe/d)	64.134	114.626	152.858	181.312	Deuda Total	1.449	2.433	2.679	3.010
Prod. no convencional sobre total	92,1%	96,2%	97,9%	98,7%	Caja & Equivalentes	764	502	478	558
Bajada del Palo Este NoC	6.198	14.961	18.434	21.866	Deuda Neta	684	1.931	2.202	2.452
Bajada del Palo Oeste NoC	52.221	61.657	75.969	91.111	Deuda Neta/EBITDA	0,63	1,38	1,30	1,21
Águila Mora	905	755	930	1.103	Ratio Corriente	0,99	0,84	0,73	0,73
Aguada Federal	4.803	4.888	6.022	7.143	Estado de Resultados	2024	2025 E	2026 E	2027 E
Bandurria Norte	7	529	652	774	Ventas	1.648	2.090	2.491	2.937
La Amarga Chica	0	31.836	50.850	60.316	Costos de extracción	(117)	(187)	(225)	(265)
Prod. convencional (boe/d)	5.526	4.587	3.291	2.479	Royalties	(244)	(306)	(358)	(422)
Prod. convencional sobre total	7,90%	3,80%	2,10%	1,30%	Otros Costos	(661)	(887)	(1.089)	(1.278)
Entre Lomas	2.110	1.759	1.154	757	EBIT	625	710	819	972
Bajada del Palo Este C	162	94	61	40	Depreciación y amortización	438	660	856	1.036
Bajada del Palo Oeste C	530	309	203	133	EBITDAajustado	1.092	1.398	1.694	2.022
Agua Amarga	147	211	138	91	EBITDA (margen)	65,0%	66,9%	68,0%	68,9%
25 de Mayo-Medanito	763	631	414	272	Tasa impositiva efectiva	35%	35%	35%	35%
Jagüel de los Machos	989	950	623	409	Impuestos a las ganancias	(113)	(213)	(236)	(296)
Coirón Amargo Norte	83	16	11	7	Resultado Neto	478	382	438	539
Acambuco	127	129	85	56	Resultado Neto (margen)	28,6%	18,3%	17,6%	18,4%
Prod. de Gas Natural (boe/d)	8.943	13.192	16.492	19.073	Métricas	2024	2025 E	2026 E	2027 E
Prod. NGL (boe/d)	299	355	283	242	P/E	10,87	17,77	15,52	12,60
Precios Promedio	2024	2025 E	2026 E	2027 E	P/BV	3,44	2,45	2,00	1,62
Crudo (Brent)	80,5	66,0	59,0	59,0	EV/EBITDA	5,73	5,91	4,88	4,08
Diferencial de precio dom.	14,1%	10,4%	10,0%	10,0%		2024	U 12M	2025 E	CAGR 5¹
Gas (Henry Hub Spot)	2,2	4,1	4,8	4,8	EPS	4,98	5,02	4,25	32,2%
Costo de Extracción (USD/barril)	4,6	4,4	4,0	4,0	ROE	30,4%	29,5%	18,6%	3,0%

1. Tasa de Crecimiento Anual Compuesta a 5 años

Tabla de abreviaturas

MMm ³ /d	Millones de metros cúbicos de gas natural por día	LCh	Bloque "La Amarga Chica"
Mbbl/d	Miles de barriles de petróleo crudo por día	BPO	Bloque "Bajada de Palo Oeste"
Mboe/d	Miles de barriles equivalentes de petróleo por día	M	Mil
Bbl	Barril de petróleo crudo	MM	Millón
Boe	Barril equivalente de petróleo	kgCO _{2e} /boe	Kilogramos de equivalentes de dióxido de carbono por barril equivalente de petróleo

CRITERIA Research

Gustavo Araujo
Head de Research

Guadalupe Birón
Estratega de Renta Fija

Federico Sibilia
Estratega de Renta Fija

Valentino Caramutti
Estratega de Renta Variable

Fecha de Publicación: 9 de junio de 2025

contacto@criteria.com.ar | CRITERIA® 2025. Todos los derechos reservados.

AVISO LEGAL/DISCLAIMER: Este documento, y la información y estimaciones y alternativas en él expresadas contiene información general correspondiente a la fecha de emisión del informe que está sujeta a cambios sin previo aviso. CRITERIA no se responsabiliza ni se encuentra obligado a notificar tales cambios o actualizar los contenidos del presente. No ha sido emitido para entregar a clientes particulares. No se garantiza que la información que incluye sea exacta y completa y no debe confiarse en ella como si lo fuera. Este documento y sus contenidos no constituyen una oferta, invitación o solicitud para la compra o suscripción de valores u otros instrumentos, ni para decidir o modificar inversiones. En forma alguna este documento o su contenido constituyen la base para un contrato, compromiso o decisión de cualquier tipo. Los contenidos de este documento se basan en información disponible de manera pública y que ha sido obtenida de fuentes consideradas confiables. No obstante, tal información no ha sido verificada en forma independiente por CRITERIA y, en consecuencia, no puede proveerse una garantía, ni expresa ni implícita, respecto de su precisión o integridad. CRITERIA no asume responsabilidad de ningún tipo por cualquier resultado negativo consecuencia del uso de este documento o su contenido.