



2026

Resultados del 1^{er} trimestre

Ciudad de México, 29 de abril de 2026

NYSE: VIST

BMV: VISTA



29 de abril de 2026, Ciudad de México, México.

Vista Energy, S.A.B. de C.V. ("Vista" o la "Compañía") (NYSE: VIST; BMV: VISTA), reportó hoy los resultados financieros y operativos del 1T 2026.

La Compañía presentará sus resultados del 1T 2026 vía webcast el jueves 30 de abril de 2026 a las 9:00 am hora de la Ciudad de México (11:00 am ET; 12:00 pm BAT). Durante dicho evento, Vista también presentará proyecciones actualizadas para el año 2026.

Aspectos destacados del 1T 2026:

- La producción total del 1T 2026 fue 134,741 boe/d, un aumento del 67% comparado con el 1T 2025, impulsado principalmente por la adquisición de una participación del 50% en el bloque La Amarga Chica en abril de 2025 y por crecimiento orgánico. La producción total del 1T 2026 fue prácticamente estable en comparación con el 4T 2025. La producción de petróleo en el 1T 2026 fue 116,655 bbl/d, un aumento interanual del 68%.
- En el 1T 2026, el precio promedio realizado de petróleo fue 60.1 \$/bbl, un incremento del 2% en comparación con el precio promedio realizado del petróleo en el 4T 2025, y una disminución del 12% en comparación con el 1T 2025, en ambos casos debido a cambios en los precios internacionales. ⁽¹⁾
- El precio realizado de gas natural para el 1T 2026 fue 2.0 \$/MMBtu, una disminución del 21% año a año, debido principalmente a mayores volúmenes vendidos al segmento industrial a un precio realizado de 1.4 \$/MMBtu durante el trimestre.
- Los ingresos totales en el 1T 2026 fueron 694.3 \$MM, 58% por encima del 1T 2025, impulsado principalmente por el crecimiento de la producción de petróleo. Los ingresos totales fueron 1% mayores al 4T 2025, ya que los precios levemente mayores del trimestre contrarrestaron una disminución de la producción de petróleo del 1%. Durante el trimestre, los ingresos netos fueron 670.6 \$MM. Los ingresos netos de ventas de petróleo a precios de paridad de exportación, combinando mercados internacionales y domésticos, representaron el 100% de los ingresos netos de ventas de petróleo. Los ingresos netos por exportaciones de petróleo y gas fueron de 431.0 \$MM, representando el 64% de los ingresos netos totales. ⁽¹⁾
- El lifting cost fue 4.3 \$/boe en el 1T 2026, 8% menor al 1T 2025, explicado por la dilución de los costos fijos debido al aumento de la producción y el foco en el control de costos.
- Los gastos de ventas en el 1T 2026 fueron 3.8 \$/boe, una disminución del 41% interanual, explicada por la eliminación de los costos de transporte por camiones desde el final del 1T 2025, como resultado de la puesta en marcha del oleoducto Oldelval Duplicar. ⁽²⁾

- El EBITDA ajustado para 1T 2026 alcanzó 450.8 \$MM, un incremento de 64% año a año, explicado principalmente por el incremento en la producción de 67%, el cual contrarrestó el menor precio realizado de petróleo. El margen de EBITDA ajustado fue 65%, 3 p.p. por encima del 1T 2025, ya que los menores derechos de exportación, gastos de ventas y lifting cost por boe compensaron el menor precio realizado de petróleo. ⁽²⁾
- La utilidad neta del 1T 2026 fue 107.7 \$MM, comparada con 82.8 \$MM en el 1T 2025, reflejando una mayor Utilidad antes del impuesto sobre la renta y un menor Gasto por impuesto sobre la renta. La utilidad neta ajustada del 1T 2026 fue 93.0 \$MM, comparada con 75.9 \$MM en el 1T 2025. El EPS fue 1.0 \$/acción en el 1T 2026, comparado con 0.9 \$/acción en el 1T 2025. El EPS ajustado fue 0.9 \$/acción en el 1T 2026, comparado con 0.8 \$/acción en el 1T 2025.
- Durante el 1T 2026, las inversiones fueron 391.2 \$MM. La Compañía invirtió 335.6 \$MM en perforación, completación y reintervención de pozos en Vaca Muerta, principalmente en la perforación de 19 pozos netos, la completación de 25 pozos netos y la conexión de 23 pozos netos durante el trimestre. Adicionalmente, la Compañía invirtió 26.7 \$MM en instalaciones de superficie y 28.9 \$MM en estudios de G&G, proyectos de IT y otras inversiones.
- En el 1T 2026, la Compañía alcanzó un free cash flow de -341.4 \$MM. El free cash flow fue -10.1 \$MM, ajustado por los efectos no recurrentes (capital de trabajo de las operaciones de VEISA, pago por impuestos sobre la renta en México y pagos relacionados a la Transacción Equinor, tal como se explica debajo).
- El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue 85.7 \$MM, reflejando un incremento en el capital de trabajo de 248.2 \$MM y pagos por impuestos sobre la renta de 61.4 \$MM. Estos efectos fueron impulsados principalmente por dos efectos no recurrentes: 205.6 \$MM de capital de trabajo relacionado al inicio de operaciones de VEISA, y 46.0 \$MM relacionados a un pago por impuestos sobre la renta en México.
- El flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión fue 427.1 \$MM para el trimestre, reflejando inversiones de 391.2 \$MM, pagos relacionados a la Transacción Equinor de 79.7 \$MM y una disminución de capital de trabajo relacionado con inversiones de 53.0 \$MM.
- El flujo neto de efectivo generado por actividades de financiamiento fue 418.1 \$MM, mayormente impactado por préstamos recibidos por 589.5 \$MM, parcialmente contrarrestado por pagos de capital de los préstamos por 129.5 \$MM y pagos de intereses de los préstamos por 26.9 \$MM. ⁽³⁾

(1) Los ingresos, tal como fueron publicados y reportados, fueron 865 \$MM en el 1T 2026 y 719 \$MM en el 4T 2025. Por motivos de consistencia en la comparación, los ingresos y el precio realizado de petróleo son netos de Contratos de gestión de riesgo de *commodities* y de Gastos

comerciales de fletes marítimos. Los Contratos de gestión de riesgos de *commodities* fueron -150.7 \$MM en el 1T 2026. Los Gastos comerciales de fletes marítimos fueron 20.0 \$MM en el 1T 2026 y 29.8 \$MM en el 4T 2025, recaudados como ingresos e incurridos por nuestra subsidiaria de trading VEISA.

- (2) Los gastos de venta, tal como son publicados y reportados, fueron 66.2 \$MM en el 1T 2026 y 81.8 \$MM en el 4T 2025. Por motivos de consistencia en la comparación, los gastos de venta son netos de 20.0 \$MM de gastos comerciales de fletes marítimos incurridos por nuestra subsidiaria de trading VEISA en el 1T 2026, equivalentes a 1.6 \$/boe, que también fueron recaudados como ingresos, y 29.8 \$MM equivalentes a 2.4 \$/boe en el 4T 2025.
- (3) El flujo neto de efectivo de las actividades de financiamiento del 1T 2026 es la suma de: (i) el flujo de efectivo generado por las actividades de financiamiento de 409.1 \$MM; (ii) el efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera y otros resultados financieros de -7.6 \$MM; (iii) la variación del valor de los bonos del gobierno argentino de -0.6 \$MM; y (iv) Otras inversiones por 17.3 \$MM.

Vista: resultados del 1T 2026

Producción

Producción total promedio diaria neta

	1T-26	4T-25	1T-25	▲ y/y	▲ q/q
Total (boe/d)	134,741	135,414	80,913	67%	(1)%
Petróleo (bbl/d)	116,655	118,285	69,623	68%	(1)%
Gas natural (MMm ³ /d)	2.75	2.62	1.70	62%	5%
NGL (boe/d)	784	666	585	34%	18%

La producción promedio del 1T 2026 fue 134,741 boe/d, un incremento del 67% en comparación con el 1T 2025, impulsado principalmente por la adquisición de una participación del 50% en el bloque La Amarga Chica en abril de 2025 y por crecimiento orgánico. La producción total del 1T 2026 fue prácticamente estable en comparación con el 4T 2025. La producción de crudo fue 116,655 bbl/d durante el 1T 2026, reflejando un incremento interanual del 68% y una disminución secuencial del 1%. La producción de gas natural durante el 1T 2026 fue 2.75 MMm³/d, un incremento del 62% en comparación con el 1T 2025 y un incremento del 5% en comparación con el trimestre anterior. La producción de NGL en el 1T 2026 fue 784 boe/d.

Producción neta promedio diaria por activo durante el 1T 2026

	Objetivo	Participación	Petróleo (bbl/d)	Gas natural (MMm3/d)	NGL (boe/d)	Total (boe/d)
Concesiones (volúmenes a su participación)			116,655	2.75	784	134,741
Aguada Federal	Shale	100%	4,405	0.11	24	5,113
Águila Mora	Shale	90%	320	0.01	-	371
Bajada del Palo Este	Shale	100%	11,298	0.14	12	12,160
Bajada del Palo Oeste	Shale	100%	57,130	1.29	90	65,309
Bandurria Norte	Shale	100%	-	-	-	-
Bajada del Palo Este	Convencional	100%	-	-	-	-
Bajada del Palo Oeste	Convencional	100%	3	0.04	40	268
Coirón Amargo Norte	Convencional	84.6%	-	-	-	-
CS-01 (México) ⁽¹⁾	Convencional	100%	-	-	-	-
Total producción operada			73,157	1.57	166	83,222
La Amarga Chica	Shale	50%	42,240	0.97	-	48,368
25 de Mayo-Medanito SE ⁽²⁾	Convencional	-	301	0.01	-	382
Acambuco	Convencional	1.5%	41	0.03	-	235
Agua Amarga ⁽²⁾	Convencional	-	40	0.01	24	121
Entre Lomas ⁽²⁾	Convencional	-	586	0.07	594	1,631
Jagüel de los Machos ⁽²⁾	Convencional	-	290	0.08	-	781
Total producción no operada			43,499	1.18	618	51,519
<i>Total producción shale</i>			<i>115,394</i>	<i>2.51</i>	<i>126</i>	<i>131,322</i>
<i>Total producción convencional</i>			<i>1,261</i>	<i>0.24</i>	<i>658</i>	<i>3,419</i>

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

(2) Activos Convencionales Transferidos operados por Tango a partir del 1 de marzo de 2023. Según la última modificación del acuerdo, de fecha 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.

Ingresos

Ingresos totales por producto

Ingresos por producto - en \$MM	1T-26	4T-25	1T-25	▲ y/y	▲ q/q
Ingresos	865.0	719.1	438.5	97%	20%
Contratos de gestión de riesgo de <i>commodities</i>	(150.7)	-	-	-	-
Gastos de fletes marítimos	(20.0)	(29.8)	-	-	(33)%
Ingresos, netos de los conceptos anteriores	694.3	689.2	438.5	58%	1%
Derechos de exportación	(23.8)	(19.7)	(17.6)	35%	21%
Ingresos Netos	670.6	669.6	420.8	59%	0%
Petróleo	650.8	651.8	405.3	61%	(0)%
<i>Mercado Externo</i>	428.5	418.7	219.1	96%	2%
<i>Mercado Doméstico</i>	222.3	233.1	186.3	19%	(5)%
<i>Mercado Doméstico a paridad de exportación</i>	222.3	233.1	146.0	52%	(5)%
Gas natural	18.2	16.1	13.6	34%	14%
<i>Mercado Externo</i>	2.5	2.4	3.3	(23)%	3%
<i>Mercado Doméstico</i>	15.7	13.6	10.4	52%	16%
NGL	1.6	1.7	1.9	(16)%	(9)%

Precios promedio realizados por producto

Producto	1T-26	4T-25	1T-25	▲ y/y	▲ q/q
Petróleo (\$/bbl) ⁽¹⁾	60.1	58.9	68.6	(12)%	2%
<i>Mercado Externo</i> ⁽¹⁾	59.2	59.0	68.0	(13)%	0%
<i>Mercado Doméstico</i>	61.9	58.7	69.4	(11)%	5%
<i>Mercado Doméstico a paridad de exportación</i>	61.9	58.7	69.9	(11)%	5%
Gas natural (\$/MMBtu)	2.0	1.8	2.5	(21)%	10%
<i>Mercado Externo</i>	4.1	5.0	5.6	(26)%	(17)%
<i>Mercado Doméstico</i>	1.8	1.6	2.1	(14)%	14%
NGL (\$/tn)	324	344	453	(28)%	(6)%

Volúmenes de venta totales por producto

Producto	1T-26	4T-25	1T-25	▲ y/y	▲ q/q
Petróleo (MMbbl)	10.8 ⁽²⁾	11.1	5.9	83%	(2)%
<i>Mercado Externo</i>	7.2	7.1	3.2	125%	2%
<i>Mercado Doméstico</i>	3.6	4.0	2.7	34%	(10)%
<i>Mercado Doméstico a paridad de exportación</i>	3.6	4.0	2.1	72%	(10)%
Gas natural (millones de MMBtu)	9.3	9.1	5.5	69%	3%
<i>Mercado Externo</i>	0.6	0.5	0.6	4%	24%
<i>Mercado Doméstico</i>	8.7	8.6	4.9	77%	2%
NGL (Mtn)	4.8	5.0	4.1	17%	(3)%

(1) Por motivos de consistencia en la comparación, el precio realizado de petróleo está neto de Contratos de gestión de riesgo de *commodities* y Gastos comerciales de fletes marítimos, los cuales fueron recaudados como ingresos e incurridos por VEISA en el 1T 2026 y en el 4T 2025.

(2) Refleja una disminución de inventario de 0.18 MMbbl y ventas de crudo de terceros de 0.16 MMbbl, resultando en una producción trimestral de 10.50 MMbbl y ventas de 10.83 MMbbl.

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

Durante el 1T 2026, los ingresos totales, tal como fueron publicados y reportados, fueron 865.0 \$MM. Netos del efecto de los Contratos de gestión de riesgo de *commodities* y de los Gastos comerciales de fletes marítimos, los ingresos totales fueron 694.3 \$MM, 58% por encima del 1T 2025, impulsados principalmente por el incremento en la producción de petróleo. Los ingresos totales estuvieron 1% por encima del 4T 2025, ya que los precios levemente mayores del trimestre contrarrestaron una disminución de la producción total del 1%. Los ingresos netos fueron 670.6 \$MM. Los ingresos netos de las exportaciones de petróleo y gas fueron 431.0 \$MM, representando un 64% de los ingresos totales netos.

Los ingresos netos por ventas de petróleo del 1T 2026 fueron 650.8 \$MM, representando un 97.0% de los ingresos netos totales, y un incremento del 61% comparado con el 1T 2025, explicado por el aumento de la producción de petróleo y parcialmente contrarrestado por menores precios realizados de petróleo. El precio promedio realizado de petróleo fue 60.1 \$/bbl, 12% por debajo del 1T 2025 y 2% por encima del 4T 2025, impulsado principalmente por cambios en los precios internacionales. Los ingresos netos por ventas de petróleo a precios de paridad de exportación, combinando mercados internacionales y domésticos, representaron el 100% de los ingresos netos de ventas de petróleo.

Durante el 1T 2026, la Compañía exportó el 67% del volumen total de petróleo vendido. Los ingresos netos por exportaciones de petróleo representaron el 66% de los ingresos netos por ventas de petróleo, y fueron 428.5 \$MM.

Los ingresos por ventas de gas natural fueron 18.2 \$MM en el 1T 2026, representado un 2.7% de los ingresos netos totales. El precio promedio de las ventas de gas natural en el trimestre fue 2.0 \$/MMBtu, una disminución del 21% comparado con el 1T 2025. El Plan GasAr representó el 36% del volumen de ventas totales de gas natural con un precio promedio realizado de 2.5 \$/MMBtu durante el trimestre. Las ventas a clientes industriales representaron el 57% del volumen de ventas totales de gas natural con un precio promedio realizado de 1.4 \$/MMBtu. El 7% restante del volumen de ventas totales de gas natural se exportó a un precio promedio realizado de 4.1 \$/MMBtu.

Los ingresos netos por ventas de líquidos de gas natural fueron 1.6 \$MM durante el 1T 2026, representando el 0.2% de las ventas netas totales. El precio promedio de NGL fue 324 \$/tn.

Lifting cost

	1T-26	4T-25	1T-25	▲ y/y	▲ q/q
Costos operativos (\$MM)	52.3	50.8	34.1	54%	3%
<i>Lifting cost por boe (\$/boe)</i>	4.3	4.1	4.7	(8)%	6%

Los costos operativos durante el 1T 2026 fueron 52.3 \$MM, un incremento interanual del 54% y un incremento secuencial del 3%.

En base unitaria, el lifting cost en el 1T 2026 fue 4.3 \$/boe, 8% por debajo del 1T 2025, reflejando la dilución de costos fijos a medida que la Compañía continúa aumentando la producción, y el foco en control de costos.

Gastos de ventas

	1T-26	4T-25	1T-25	▲ y/y	▲ q/q
Gastos de ventas (\$MM)	46.2	51.9	46.8	(1)%	(11)%
<i>Gastos de ventas por boe (\$/boe)</i>	3.8	4.2	6.4	(41)%	(9)%

Los gastos de ventas, tal como fueron publicados y reportados, fueron 66.2 \$MM en el 1T 2026 y 81.8 \$MM en el 4T 2025. Por motivos de comparación, las figuras exhibidas en esta sección son netas de 20.0 \$MM y 29.8 \$MM, respectivamente, de Gastos comerciales de fletes marítimos incurridos por VEISA, dando lugar a gastos de ventas netos de dicho efecto por 46.2 \$MM y 51.9 \$MM en el 1T 2026 y el 4T 2025, respectivamente.

En base unitaria, los gastos de ventas en el 1T 2026 fueron 3.8 \$/boe, una disminución interanual del 41%, impulsada por la eliminación de los volúmenes transportados por camiones a finales del 1T 2025 con la puesta en marcha del oleoducto Oldelval Duplicar.

EBITDA ajustado

Reconciliación de EBITDA ajustado (\$MM)	1T-26	4T-25	1T-25	▲ y	▲ q
Utilidad neta	107.7	85.7	82.8	24.9	22.0
(+) Impuesto sobre la renta	35.8	52.7	52.2	(16.3)	(16.9)
(+) Resultados financieros, netos	68.4	72.9	7.2	61.1	(4.5)
(+) Resultado de inversiones en asociadas	3.7	1.5	-	3.7	2.2
Utilidad de operación	215.6	212.8	142.2	73.4	2.8
(+) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	229.7	225.1	126.0	103.7	4.6
(+) Gastos de reestructuración y reorganización y otros ajustes	0.5	1.2	-	0.5	(0.6)
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	5.0	5.0	7.2	(2.2)	(0.0)
EBITDA ajustado ⁽¹⁾	450.8	444.0	275.4	175.4	6.8
<i>Margen de EBITDA ajustado (%)⁽²⁾</i>	65%	64%	62%	+3p.p.	+1p.p.

El EBITDA ajustado fue 450.8 \$MM en el 1T 2026, un incremento del 64% en comparación con 275.4 \$MM en el 1T 2025, impulsado principalmente por un incremento del 67% en la producción, explicado por la adquisición de una participación del 50% en el bloque La Amarga Chica en abril de 2025 y por crecimiento orgánico. En términos secuenciales, el EBITDA ajustado aumentó 2% en el 1T 2026, explicado por mayores precios realizados de petróleo.

El margen de EBITDA ajustado fue 65%, 3 p.p. por encima del 1T 2025, ya que los menores derechos de exportación, gastos de ventas y lifting cost por boe compensaron el menor precio realizado de petróleo. ⁽³⁾

- (1) EBITDA ajustado = Utilidad neta + (Gasto) beneficio por Impuesto sobre la renta + Resultados financieros netos + Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones + Resultado de inversiones en asociadas + Deterioro de activos de larga duración + Ganancia por combinación de negocios + Ganancia por baja de activos + Gastos de reestructuración + Ganancia relacionada a la transferencia de activos convencionales + Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales.
- (2) Margen de EBITDA ajustado = EBITDA ajustado / (Ingresos Totales + Ganancias del Programa de Incremento de las Exportaciones – Gastos comerciales de fletes marítimos + Contratos de gestión de riesgo de *commodities*). Las Ganancias del Programa de Incremento de las Exportaciones son 0 a partir del 2T 2025. Margen de EBITDA ajustado para el 1T 2026 (65%) = EBITDA ajustado (450.8 \$MM) / (Ingresos totales (865.0 \$MM) + Ganancias del Programa de Incremento de las Exportaciones (0.0 \$MM) – Gastos comerciales de fletes marítimos (20.0 \$MM) + Contratos de gestión de riesgo de *commodities* (-150.7 \$MM)).
- (3) Los gastos de venta, tal como son publicados y reportados, fueron 66.2 \$MM en el 1T 2026 y 81.8 \$MM en el 4T 2025. Por motivos de consistencia en la comparación, los gastos de venta son netos de 20.0 \$MM de gastos comerciales de fletes marítimos incurridos por nuestra subsidiaria de trading VEISA en el 1T 2026, equivalentes a 1.6 \$/boe, que también fueron recaudados como ingresos, y 29.8 \$MM equivalentes a 2.4 \$/boe en el 4T 2025.

Utilidad neta y Utilidad neta ajustada

Reconciliación de utilidad neta ajustada - en \$MM	1T-26	4T-25	1T-25	▲ y	▲ q
Utilidad neta	107.7	85.7	82.8	24.9	22.0
Ajustes:				-	-
(+) Impuesto sobre la renta diferido	(19.7)	(39.2)	(14.2)	(5.5)	19.5
(+) Otros costos no erogables relacionados con la cesión de activos convencionales	5.0	5.0	7.2	(2.2)	(0.0)
Ajustes a la utilidad neta	(14.7)	(34.2)	(6.9)	(7.8)	19.5
Utilidad neta ajustada	93.0	51.5	75.9	17.1	41.6
EPS ajustado (\$/acción) ⁽¹⁾	0.89	0.49	0.79	0.10	0.40
EPS (\$/acción) ⁽¹⁾	1.03	0.82	0.86	0.17	0.21

La utilidad neta en el 1T 2026 fue 107.7 \$MM, comparada con 82.8 \$MM en el 1T 2025, impulsada principalmente por (a) un mayor EBITDA ajustado de 450.8 \$MM en el 1T 2026 comparado con 275.4 \$MM en el 1T 2025 y (b) menor Gasto del impuesto sobre la renta de 35.8 \$MM en el 1T 2026 en comparación con 52.2 \$MM en 1T 2025, parcialmente contrarrestado por (c) mayores Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones por 229.7 \$MM en el 1T 2026 comparado con 126.0 \$MM en el 1T 2025, y (d) mayores Resultados financieros netos negativos de 68.4 \$MM en el 1T 2026, en comparación con 7.2 \$MM en el 1T 2025 (que incluyó una pérdida de 4.4 \$MM relacionada con la Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta en el 1T 2026, como resultado de la apreciación del peso argentino frente al dólar estadounidense, en comparación con una ganancia 12.7 \$MM relacionada con la Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta en el 1T 2025, debido a la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense).

La Utilidad neta ajustada en el 1T 2026 fue 93.0 \$MM, comparada con 75.9 \$MM en el 1T 2025, impulsada principalmente por (a) un mayor EBITDA ajustado y (b) un menor Gasto del impuesto sobre la renta corriente de 55.5 \$MM en el 1T 2026 comparado con 66.3 \$MM en el 1T 2025, parcialmente contrarrestados por (c) mayores Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones, y (d) mayores Resultados financieros netos negativos (tal como fue explicado anteriormente).

El EPS del 1T 2026 fue 1.0 \$/acción, comparado con 0.9 \$/acción en el 1T 2025 y 0.8 \$/acción en el 4T 2025. El EPS ajustado del 1T 2026 fue 0.9 \$/acción, comparado con 0.8 \$/acción en el 1T 2025 y 0.5 \$/acción en el 4T 2025.⁽¹⁾

(1) EPS (Earnings per share): Utilidad neta dividido por el número promedio ponderado de acciones comunes. EPS ajustado (Earnings per share): Utilidad neta ajustada dividido por el número promedio ponderado de acciones comunes. El número promedio ponderado de acciones comunes para 1T 2026, 4T 2025 y 1T 2025 fueron 104,615,383, 104,269,588 y 96,456,618, respectivamente.

Inversiones

Las inversiones durante el 1T 2026 fueron 391.2 \$MM. La Compañía invirtió 335.6 \$MM en perforación, completación y reintervención de pozos en Vaca Muerta, principalmente en conexión con la perforación de 19 pozos netos, la completación de 25 pozos netos y la conexión de 23 pozos netos durante el trimestre. Además, la Compañía invirtió 26.7 \$MM en instalaciones de superficie y 28.9 \$MM en estudios de G&G, proyectos de IT y otras inversiones.

Pozos operados completados durante el 1T 2026

Concesión	Nombre del pozo	Número de pad	Horizonte de navegación	Longitud lateral (mts)
Bajada del Palo Oeste	2361	BPO-40	La Cocina	2,800
Bajada del Palo Oeste	2363	BPO-40	La Cocina	2,824
Bajada del Palo Oeste	2364	BPO-40	Orgánico	2,800
Bajada del Palo Oeste	2241	BPO-41	La Cocina	3,063
Bajada del Palo Oeste	2242	BPO-41	Carbonato Inferior	3,144
Bajada del Palo Oeste	2243	BPO-41	Orgánico	3,130
Bajada del Palo Oeste	2244	BPO-41	La Cocina	3,216
Bajada del Palo Oeste	2245	BPO-41	Carbonato Inferior	3,161
Bajada del Palo Oeste	2911	BPO-42	Orgánico	1,951
Bajada del Palo Oeste	2912	BPO-42	La Cocina	2,015
Bajada del Palo Oeste	2913	BPO-42	Carbonato Inferior	2,118
Bajada del Palo Oeste	2914	BPO-42	La Cocina	1,800
Bajada del Palo Este	2391	BPE-11	La Cocina	3,273
Bajada del Palo Este	2392	BPE-11	La Cocina	2,986
Bajada del Palo Este	2393	BPE-11	La Cocina	3,446
Bajada del Palo Este	2394	BPE-11	La Cocina	3,503

Resumen financiero

Durante el 1T 2026, Vista logró mantener un sólido balance, con una posición de caja al cierre del trimestre de 615.1 \$MM.

En el 1T 2026, la Compañía alcanzó un free cash flow de -341.4 \$MM. El free cash flow fue -10.1 \$MM, ajustado por los efectos no recurrentes (capital de trabajo de las operaciones de VEISA, pago por impuestos sobre la renta en México y pagos relacionados a la Transacción Equinor, tal como se explica debajo).

El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue 85.7 \$MM, reflejando un incremento en el capital de trabajo de 248.2 \$MM y pagos por impuestos sobre la renta de 61.4 \$MM. Estos efectos fueron impulsados principalmente por dos efectos no recurrentes: 205.6 \$MM de capital de trabajo relacionado con el inicio de operaciones de VEISA y 46.0 \$MM correspondientes a un pago por impuestos sobre la renta en México.

El flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión fue 427.1 \$MM para el trimestre, reflejando inversiones de 391.2 \$MM, pagos relacionados a la Transacción Equinor de 79.7 \$MM y una disminución de capital de trabajo relacionado con inversiones de 53.0 \$MM.

El flujo neto de efectivo generado por actividades de financiamiento fue 418.1 \$MM, mayormente impactado por préstamos recibidos por 589.5 \$MM, parcialmente contrarrestado por pagos de capital de los préstamos por 129.5 \$MM y pagos de intereses de los préstamos por 26.9 \$MM. ⁽¹⁾

La deuda financiera bruta alcanzó 3,642.3 \$MM al final del trimestre, resultando en una deuda neta de 3,027.1 \$MM. Al cierre del 1T 2026, el índice de apalancamiento neto fue 1.71x, en comparación con 1.49x en base pro forma y 1.64x en base no pro forma al final de 2025. ⁽²⁾

(1) El flujo neto de efectivo de las actividades de financiamiento del 1T 2026 es la suma de: (i) el flujo de efectivo generado por las actividades de financiamiento de 409.1 \$MM; (ii) el efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera y otros resultados financieros de -7.6 \$MM; (iii) la variación del valor de los bonos del gobierno argentino de -0.6 \$MM; y (iv) Otras inversiones por 17.3 \$MM.

(2) Valores pro forma calculados como si La Amarga Chica hubiera sido adquirida el 1 de enero de 2025. Índice de apalancamiento neto pro forma al FA-2025 (1.49x) = (Deuda financiera bruta (3,154 \$MM) – Caja, bancos e inversiones corrientes (538 \$MM)) / EBTIDA ajustado pro forma LTM (1,752 \$MM).

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

Utilidad para el período

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

Métricas de resultados - en \$M	1T 2026	4T 2025	1T 2025
Ingresos totales	865,012	719,064	438,456
Petróleo	845,183	701,318	422,970
Gas natural	18,268	16,036	13,619
NGL y otros	1,561	1,710	1,867
Costo de ventas	(392,655)	(378,374)	(226,503)
Costos de operación	(52,319)	(50,805)	(34,064)
Fluctuación del inventario del crudo	(187)	(3,195)	9,032
Regalías y otros	(95,857)	(94,281)	(68,254)
Compras de petróleo crudo	(9,569)	-	-
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(229,726)	(225,095)	(125,977)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	(4,997)	(4,998)	(7,240)
Utilidad bruta	472,357	340,690	211,953
Gastos de ventas	(66,157)	(81,783)	(46,768)
Gastos generales y de administración	(41,326)	(52,619)	(28,031)
Gastos de exploración	-	(90)	(180)
Otros ingresos operativos	2,811	8,509	6,409
Otros gastos operativos	(1,385)	(1,948)	(1,192)
Deterioro de activos de larga duración	-	-	-
Contratos de gestión de riesgo de <i>commodities</i>	(150,712)	-	-
Utilidad de la operación	215,588	212,759	142,191
Resultado de inversiones en asociadas	(3,701)	(1,468)	-
Ingresos por intereses	3,180	1,661	1,056
Gastos por intereses	(54,885)	(50,096)	(24,281)
Otros resultados financieros	(16,653)	(24,462)	15,992
Resultados financieros, netos	(68,358)	(72,897)	(7,233)
Utilidad antes de impuestos	143,529	138,394	134,958
(Gasto) por impuesto sobre la renta corriente	(55,506)	(91,930)	(66,322)
(Gasto) beneficio por impuesto sobre la renta diferido	19,690	39,231	14,157
(Gasto) por impuesto sobre la renta	(35,816)	(52,699)	(52,165)
Utilidad neta del período	107,713	85,695	82,793

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

Balance Consolidado

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 31 de marzo 2026	Al 31 de diciembre 2025
Propiedad, planta y equipos	5,708,121	5,543,032
Crédito mercantil	22,576	22,576
Otros activos intangibles	16,044	18,485
Activos por derecho de uso	138,259	153,283
Activos biológicos	17,673	15,855
Inversiones en asociadas	63,116	54,542
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	365,142	373,026
Activos por impuestos diferidos	36,514	36,514
Total activos no corrientes	6,367,445	6,217,313
Inventarios	9,710	9,457
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	728,055	347,681
Caja, bancos e inversiones corrientes	615,142	538,402
Total activos corrientes	1,352,907	895,540
Total activos	7,720,352	7,112,853
Pasivos por impuestos diferidos	278,969	298,664
Pasivos por arrendamiento	77,677	88,451
Provisiones	55,786	51,513
Deudas financieras	2,624,921	2,803,982
Beneficios a empleados	16,324	16,226
Impuesto sobre la renta	14,510	13,964
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	293,779	292,236
Total pasivos no corrientes	3,361,966	3,565,036
Provisiones	9,726	10,800
Pasivos por arrendamiento	50,783	55,452
Deudas financieras	1,017,360	350,095
Salarios y contribuciones sociales	12,993	35,891
Impuesto sobre la renta	96,075	120,910
Otros impuestos y regalías	61,151	43,945
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	510,809	419,130
Total pasivos corrientes	1,758,897	1,036,223
Total pasivos	5,120,863	4,601,259
Total capital contable	2,599,489	2,511,594
Total capital contable y pasivos	7,720,352	7,112,853

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

Estado de Resultados

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Periodo entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2026	Periodo entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2025
Ingreso por ventas a clientes	865,012	438,456
Ingresos por ventas de petróleo crudo	845,183	422,970
Ingresos por ventas de gas natural	18,268	13,619
Ingresos por ventas de GLP	1,561	1,867
Costo de ventas	(392,655)	(226,503)
Costos de operación	(52,319)	(34,064)
Fluctuación del inventario de crudo	(187)	9,032
Regalías y otros	(95,857)	(68,254)
Compras de petróleo de crudo	(9,569)	-
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(229,726)	(125,977)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	(4,997)	(7,240)
Utilidad bruta	472,357	211,953
Gastos de ventas	(66,157)	(46,768)
Gastos generales y de administración	(41,326)	(28,031)
Gastos de exploración	-	(180)
Otros ingresos operativos	2,811	6,409
Otros gastos operativos	(1,385)	(1,192)
Contratos de gestión de riesgo de <i>commodities</i>	(150,712)	-
Utilidad de operación	215,588	142,191
Resultado de inversiones en asociadas	(3,701)	-
Ingresos por intereses	3,180	1,056
Gastos por intereses	(54,885)	(24,281)
Otros resultados financieros	(16,653)	15,992
Resultados financieros, netos	(68,358)	(7,233)
Utilidad antes de impuestos	143,529	134,958
(Gasto) por impuesto sobre la renta corriente	(55,506)	(66,322)
Beneficio por impuesto sobre la renta diferido	19,690	14,157
(Gasto) por impuesto sobre la renta	(35,816)	(52,165)
Utilidad neta del período	107,713	82,793
Otros resultados integrales del período	(8)	(15)
Total utilidad integral del período	107,705	82,778

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 enero y el 31 de marzo de 2026	Periodo entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2025
Flujos de efectivo de las actividades de operación		
Utilidad neta del período	107,713	82,793
Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo		
Partidas relacionadas con actividades de operación:		
Reserva por pérdidas crediticias esperadas	26	-
Pagos basados en acciones	18,786	10,215
Incremento neto en provisiones	856	1,192
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	4,418	(12,744)
Descuento de activos y pasivos a valor presente	8,495	1,154
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos	808	426
Gasto por impuesto sobre la renta	35,816	52,165
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	4,997	7,240
Beneficios a empleados	205	198
Partidas relacionadas con actividades de inversión:		
Ingresos por intereses	(3,180)	(1,056)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	(3,489)	(8,998)
Depreciaciones y agotamientos	227,285	123,830
Amortización de activos intangibles	2,441	2,147
Resultado de inversiones en asociadas	3,701	-
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:		
Gastos por intereses	54,885	24,281
Costo amortizado	1,271	467
Gastos por intereses de arrendamiento	868	806
Otros intereses por impuestos	870	-
Otros resultados financieros	3,412	2,897
Cambios en activos y pasivos operativos:		
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	(338,960)	(19,871)
Inventarios	187	(9,032)
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	68,717	(72,372)
Pagos de beneficios a empleados	(120)	(139)
Salarios y contribuciones sociales	(40,816)	(77,445)
Otros impuestos y regalías	(10,053)	(35,959)
Provisiones	(2,085)	(638)

Pagos de impuesto sobre la renta	(61,381)	(5,151)
Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas	85,673	66,406
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:		
Pagos por adquisiciones de propiedad, planta y equipos y activos biológicos	(338,241)	(286,155)
Cobros procedentes de la cesión de activos convencionales	-	5,734
Pagos por adquisiciones de otros activos intangibles	-	(1,875)
Pagos por adquisiciones de inversiones en asociadas	(12,275)	(28,651)
Pagos por adquisición de Adquisición de negocios	(79,742)	-
Cobros procedentes de intereses	3,180	1,056
Flujos netos de efectivo (aplicados en) actividades de inversión	(427,078)	(309,891)
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:		
Deudas financieras recibidas	589,500	341,347
Pagos de capital de las deudas financieras	(129,538)	(98,594)
Pagos de intereses de las deudas financieras	(26,868)	(10,566)
Pagos de costos de emisión de deudas financieras	(1,004)	(608)
Pagos de otros intereses por impuestos	(870)	-
(Pagos) de otros resultados financieros	(3,412)	3,278
Pagos de arrendamientos	(18,715)	(23,074)
Flujos netos de efectivo generados por actividades de financiamiento	409,093	211,783

	Periodo entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2026	Periodo entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2025
Aumento (disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo	67,688	(31,702)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período	526,184	755,610
Efecto de la exposición del efectivo y equivalentes de efectivo a cambios en la moneda extranjera y otros resultados financieros	(7,568)	9,495
Aumento (disminución) neto de efectivo y equivalentes de efectivo	67,688	(31,702)
Efectivo y equivalente de efectivo al cierre del período	586,304	733,403

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

Glosario, monedas y definiciones:

- **Nota:** Los montos están expresados en dólares estadounidenses, a menos que se indique otra moneda y de acuerdo con los estándares de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) o “International Financial Reporting Standards” (IFRS). Todos los resultados son no auditados. Los montos totales podrían no sumar debido al redondeo
- Métricas de conversión:
 - 1 metro cubico de petróleo = 6.2898 barriles de petróleo
 - 1,000 metros cúbicos de gas = 6.2898 barriles de petróleo equivalentes
 - 1 millón de unidad térmica británica (BTU por sus siglas British Thermal Unit en inglés) = 27.096 metros cúbicos de gas
- ▲ q/q : Representa la variación porcentual trimestre a trimestre
- ▲ y/y: Representa la variación porcentual año a año
- ▲ q: Representa la variación en Millones de dólares estadounidenses trimestre a trimestre
- ▲ y: Representa la variación en Millones de dólares estadounidenses año a año
- \$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
- #T: 1, 2, 3 o 4, seguido de T, lo que corresponde a un trimestre de cierto año
- 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 Tango a partir del 1 de marzo de 2023
- Adquisición de La Amarga Chica: El 15 de abril de 2025, la Compañía adquirió el 100% del capital social de Vista Energy LACH S.A. (anteriormente conocido como Petronas E&P Argentina S.A.), que posee una participación del 50% en la concesión no convencional La Amarga Chica, ubicada en Vaca Muerta
- CNBV: Comisión Nacional Bancaria y de Valores de México
- Costos operativos (lifting cost): incluye producción, transporte, tratamiento y servicios de apoyo en campo; excluye fluctuaciones en inventarios de crudo, depreciación, agotamiento y amortización, regalías y otros, gastos de ventas, gastos de exploración, gastos generales y administrativos, y otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales
- EBITDA adj. / EBITDA ajustado: Utilidad neta + (Gasto) beneficio de Impuesto sobre la renta + Resultados financieros netos + Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones + Resultados por inversiones en asociadas + Deterioro de activos de larga duración + Ganancia por combinación de negocios + Ganancia

por baja de activos + Gastos de reestructuración + Ganancia relacionada a la transferencia de activos convencionales + Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales

- EPS (Earnings per share): Utilidad neta / Número promedio ponderado de acciones comunes
- EPS ajustado (Earnings per share): Utilidad/pérdida neta ajustada / Número promedio ponderado de acciones comunes
- Free cash flow se calcula como la suma del flujo de efectivo de las actividades operativas y el flujo de efectivo de las actividades de inversión
- G&G: geológicos y geofísicos
- 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 (Ingresos totales + Ganancias del programa de Incremento a las exportaciones - Gastos comerciales de fletes marítimos + Contratos de gestión de riesgo de commodities)
- Mbbl: Miles de barriles de petróleo
- MMbbl: Millones de barriles de petróleo
- MMboe: Millones de barriles de petróleo equivalentes
- MMm3/d: Millones de metros cúbicos por día
- Mts: metros
- Plan GasAr: se refiere a la regulación impuesta por la Resolución No. 391/2020 mediante la cual Vista fue alocada 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 alocado 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: *U.S. Securities and Exchange Commission*
- Tango: Tango Energy S.A., anteriormente Petrolera Aconcagua Energía S.A.
- Transacción de Activos Convencionales: activos operados por Tango, a partir del 1 de marzo de 2023. Según la última modificación del acuerdo, de fecha 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.
- Transacción Equinor: el 1 de febrero de 2026, la Compañía firmó una serie de acuerdos para adquirir un 25.1% de participación no operada en el bloque Bandurria Sur y un 35.0% de participación no operada en el bloque Bajo del Toro. El cierre de la Transacción de Equinor está pendiente a la fecha de esta presentación de resultados. Se espera que haya cierre durante el resto del 2T 2026. Para más información, por favor dirigirse al Hecho Relevante publicado el 2 de febrero de 2026 en nuestra página web: <https://www.vistaenergy.com/inversionistas>
- Utilidad neta ajustada: Utilidad neta + (Gasto) beneficio de Impuesto diferido + Deterioro de activos de larga duración + Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales + Ganancia relacionada a la

transferencia de activos convencionales + Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales + Ganancias relacionadas a la combinación de negocios

- VEISA: Vista Energy International S.A.

AVISO LEGAL

Información adicional sobre Vista Energy S.A.B. de C.V. ("Vista" o la "Compañía"), una sociedad anónima bursátil de capital variable constituida de conformidad con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos ("México"), puede ser encontrada en la sección "Inversionistas" en la página de internet <https://www.vistaenergy.com/inversionistas>.

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

Esta presentación no contiene toda la información financiera de la Compañía. En consecuencia, los inversionistas deben leer esta presentación junto con los estados financieros consolidados de la Compañía y otra información financiera disponible en el sitio web de la Compañía. Algunas cifras incluidas en esta presentación no han sido auditadas.

Cifras redondeadas y porcentajes: Ciertas cifras y porcentajes incluidos en esta presentación han sido redondeados para facilitar su presentación. Los porcentajes incluidos en esta presentación no se han calculado en todos los casos sobre la base de dichas cifras redondeadas, sino sobre la base de dichas cifras antes del redondeo. Por esta razón, ciertos porcentajes en esta presentación podrían variar de las cifras obtenidas al realizar los mismos cálculos utilizando las cifras contenidas en los estados financieros. Además, algunas cantidades que aparecen en esta presentación podrían no resultar debido al redondeo.

Esta presentación contiene ciertas métricas que no tienen significados estandarizados o métodos de cálculo estándar y, por lo tanto, dichas métricas pueden no ser comparables a métricas similares utilizadas por otras compañías. Estas métricas han sido incluidas para proporcionar a los lectores medidas adicionales para evaluar el desempeño de la Compañía; sin embargo, dichas medidas no son indicadores confiables del desempeño futuro de la Compañía y es posible que los resultados futuros no sean comparables con el desempeño pasado.

No se puede depositar confianza, para efecto alguno, en la información contenida en este documento ni en su exhaustividad. Cierta información contenida en este documento se ha obtenido de fuentes publicadas, que pueden no haber sido verificadas o auditadas de forma independiente. No se otorga ni se dará declaración ni garantía alguna, ya sea expresa o implícita, en o en nombre de la Compañía, o de cualquiera de sus afiliadas (dentro del significado de "Afiliadas" en la Regla 405 del U.S. Securities Act de 1933), miembros, directores, oficiales, empleados o cualquier otra persona ("Personas Relacionadas") en cuanto a la exactitud, exhaustividad o imparcialidad de la información u opiniones contenidas en esta presentación o cualquier otro material discutido verbalmente, y cualquier confianza depositada en ellos será bajo su propio riesgo. Las opiniones aquí vertidas se basan en información general recopilada en el momento de redactar este documento y están sujetas a cambios sin previo aviso. Además, la Compañía o cualquiera de sus Personas Relacionadas no aceptará ninguna responsabilidad (ya sea directa o indirecta, contractual, extracontractual o de otro tipo) en relación con dicha información u opiniones o cualquier otro asunto relacionado con esta presentación o su contenido, o que surja de cualquier otro modo en relación con la misma.

Esta presentación incluye información financiera que no ha sido obtenida conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera, mismas que no han sido objeto de ninguna auditoría respecto de ningún periodo. La información

y opiniones contenidas en esta presentación se proporcionan a la fecha de esta presentación y están sujetas a verificación, finalización y cambios sin previo aviso.

Esta presentación incluye "estimaciones futuras" relativas a expectativas del futuro. Palabras como "cree", "espera", "anticipa", "pretende", "debería", "busca", "estima", y "futuro" o expresiones similares se incluyen con la intención de Página 17 identificar declaraciones sobre el futuro. Hemos basado estas estimaciones futuras en numerosas suposiciones, incluyendo nuestras creencias, expectativas y proyecciones actuales sobre eventos presentes y futuros y tendencias financieras que afectan nuestro negocio. Aunque nuestro equipo de administración considera que las hipótesis y estimaciones en que se basan las declaraciones futuras son razonables y se basan en la mejor información disponible actualmente, dichas declaraciones futuras se basan en hipótesis que están sujetas a importantes incertidumbres y contingencias, muchas de las cuales están fuera de nuestro control.

Habrán diferencias entre los resultados reales y los proyectados, y los resultados reales pueden ser mayores o menores a los contenidos en las proyecciones. Las proyecciones relacionadas con nuestros resultados de producción, así como nuestras estimaciones de costos, se basan en la información que tenemos disponible a esta fecha y reflejan numerosas suposiciones, incluyendo suposiciones relativas a curvas tipo para nuevos diseños de pozos y ciertas expectativas de espaciado por etapa, todas las cuales son difíciles de predecir y muchas de las cuales están fuera de nuestro control y por lo tanto sujetas a varios riesgos e incertidumbres. La inclusión de la información financiera estimada en este documento no debe considerarse como una indicación de que nosotros o nuestro equipo de administración consideramos que dichas predicciones como fiables de acontecimientos futuros. En dicho sentido, no se puede hacer ninguna representación en cuanto a la posibilidad de alcanzar las proyecciones, los lineamientos u otras estimaciones de los resultados, el rendimiento o los logros futuros. No garantizamos la exactitud, fiabilidad, adecuación o integridad de nuestras proyecciones. Nadie de nuestro equipo de administración ni de nuestros representantes ha realizado declaración alguna con respecto a nuestro desempeño futuro en comparación con la información contenida en nuestras proyecciones, y ninguno de ellos tiene la intención o asume la obligación de actualizar o revisar las proyecciones realizadas para reflejar las circunstancias efectivamente existentes luego de la fecha en que se hicieron nuestras proyecciones o para reflejar la existencia de acontecimientos futuros en caso de que se demuestre que algunos o todos los supuestos en que se basaron nuestras proyecciones estuvieron equivocados. Podríamos hacer referencia a estas proyecciones en nuestros informes periódicos a ser presentados conforme a la Ley del Mercado de Valores. Estas expectativas y proyecciones están sujetas a importantes riesgos e incertidumbres conocidas y desconocidas que pueden hacer que nuestros resultados reales, desempeño o logros, o resultados de la industria, sean materialmente diferentes de cualquier resultado esperado o proyectado, desempeño o logros expresados o implícitos en dichas estimaciones futuras. Muchos factores de importancia podrían causar que nuestros resultados, desempeño o logros reales difieran materialmente de aquellos expresados o implícitos en nuestras estimaciones futuras, incluyendo, entre otras cosas: incertidumbres relacionadas con concesiones gubernamentales futuras y permisos de exploración; resultados adversos en litigios que puedan surgir en el futuro; condiciones políticas, económicas, sociales, demográficas y comerciales generales en Argentina, México y en otros países en los que podamos operar en el futuro; el impacto del desarrollo de acontecimientos políticos e incertidumbre relacionados con las condiciones políticas y económicas en Argentina, incluyendo las políticas del actual gobierno electo en Argentina, desarrollo de acontecimientos económicos y políticos relevantes en México. Argentina y en los Estados Unidos de América; cambios en las leyes, normas, reglamentos e interpretaciones y aplicación de las mismas aplicables a los sectores energéticos de Argentina y México, incluyendo cambios en el entorno regulatorio en el que operamos y cambios en los programas establecidos para promover las inversiones en la industria energética; cualquier aumento inesperado en los costos de financiamiento o la imposibilidad de obtener financiamiento y/o capital adicional de acuerdo con términos atractivos; cualquier cambio en los mercados de capital en general que pueda afectar las políticas o actitudes en Argentina y/o México, y/o compañías argentinas y mexicanas con respecto a financiamientos

otorgados o inversiones hechas en Argentina y México o compañías argentinas y mexicanas; multas u otras penalidades y reclamos por parte de las autoridades y/o clientes; restricciones en la capacidad de cambiar Pesos mexicanos o argentinos a divisas o transferir fondos al extranjero; la imposición de restricciones a la importación de bienes clave para el mantenimiento de nuestros activos; la revocación o modificación de nuestros respectivos contratos de concesión por parte de la autoridad otorgante; nuestra capacidad para renovar determinadas concesiones para la explotación de hidrocarburos ; nuestra capacidad para implementar nuestros planes de gastos de capital o nuestra estrategia de negocios, incluyendo nuestra capacidad para obtener financiamiento cuando sea necesario y en términos razonables; intervención del gobierno, incluyendo medidas que resulten en cambios Página 18 en los mercados laborales, mercados cambiarios o sistemas fiscales de Argentina y México; tasas de inflación continuas y/o más altas y fluctuaciones en los tipos de cambio, incluyendo la depreciación y/o apreciación del Peso Mexicano o del Peso Argentino; cualquier evento de fuerza mayor, o fluctuaciones o reducciones en el valor de la deuda pública argentina; cambios en la demanda de petróleo y gas en particular, y energía en general, en Argentina en todo el mundo; los efectos de pandemias, epidemias o cualquier restricción regulatoria de carácter obligatorio subsecuente o medidas de confinamiento; regulaciones ambientales, de salud y seguridad y estándares de la industria que se están volviendo más estrictos; mercados de energía, incluyendo el momento y alcance de los cambios y la volatilidad en los precios de las materias primas, y el impacto de cualquier reducción prolongada o material en los precios del petróleo a partir de los promedios históricos; cambios en la regulación de los sectores de energía y petróleo y gas en Argentina y México, y en toda América Latina; nuestra relación con nuestros empleados y nuestra capacidad para retener a los miembros clave de nuestra alta gerencia y a los empleados técnicos clave; la capacidad de nuestros directores y funcionarios para identificar un número adecuado de oportunidades potenciales de adquisición; nuestras expectativas con respecto al desempeño de nuestros negocios recientemente adquiridos, incluyendo Vista Energy LACH S.A.; cambios en nuestros planes de inversión; nuestras expectativas con respecto a la producción, los costos y los precios futuros del petróleo crudo utilizados en nuestras proyecciones; cambios en nuestras estimaciones de reserva anteriores; el aumento de la competencia en el mercado en los sectores de la energía en Argentina y México; y los posibles cambios regulatorios y modificaciones a los acuerdos de libre comercio impulsado por la modificación de las políticas comerciales estadounidenses y los acontecimientos políticos en Argentina, México u otros países de América Latina; el cambio climático y los fenómenos meteorológicos extremos; los posibles efectos adversos que puedan surgir en relación con fusiones, adquisiciones, desinversiones u otras reorganizaciones empresariales; entornos macroeconómicos mundiales adversos, como guerras comerciales, inflación elevada, recesión mundial y creciente volatilidad de los mercados, especialmente en relación con los precios de las materias primas; y conflictos geopolíticos actuales y potenciales, como los que afectan a Rusia y Ucrania, los Estados Unidos, Israel, Hamás, Irán y varios países en el Medio Oriente, y tensiones entre China y Taiwán, entre otros.

Las estimaciones futuras se refieren únicamente a la fecha en las que se realizaron, y no asumimos ninguna obligación de publicar actualizaciones o revisiones de ninguna de las declaraciones sobre proyectos futuros contenidas en el presente documento debido a nueva información, eventos futuros u otros factores. A la luz de estas limitaciones, no se debe depositar una confianza indebida en las declaraciones a futuro contenidas en este documento. Para más información sobre los riesgos e incertidumbres asociados con estas estimaciones futuras y el negocio de Vista puede consultar la información pública de Vista en EDGAR (www.sec.gov), en la Bolsa Mexicana de Valores (www.bmv.gob.mx), y en la página de la CNBV (www.gob.mx/cnbv) .

Usted no deberá considerar ninguna declaración con respecto a las tendencias o actividades pasadas como una garantía de que las tendencias o actividades continuarán hacia el futuro. Por consiguiente, usted no deberá basarse en declaraciones. Esta presentación no pretende constituir, y no debe ser interpretada como un consejo de inversión.

Información adicional

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

CONTACTO:

ir@vistaenergy.com

Argentina: +54.11.3754.8500

México: +52.55.1555.7104