

# 2023

## Resultados del 1<sup>er</sup> trimestre

Ciudad de México, 25 de abril de 2023

NYSE: VIST

BMV: VISTA



## Vista: resultados del 1<sup>er</sup> trimestre de 2023

25 de abril de 2023, Ciudad de México, México.

Vista Energy, S.A.B. de C.V. ("Vista" o la "Compañía") (NYSE: VIST en New York Stock Exchange; BMV: VISTA en la Bolsa de Valores de México), reportó hoy los resultados financieros y operativos del período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2023.

### Aspectos destacados del 1T 2023:

- La producción total del 1T 2023 fue de 52,207 boe/d, un aumento del 19% en comparación con la producción total del 1T 2022. La producción de petróleo aumentó 24% año a año a 44,048 bbl/d, impulsado principalmente por el rendimiento de los pozos del hub de desarrollo de la Compañía en Vaca Muerta (Bajada del Palo Oeste, Aguada Federal y Bajada del Palo Este).
- En el 1T 2023, la producción shale fue de 41,499 boe/d, impulsada por la conexión del pad de 5 pozos BPO-15 y el pozo BPE-2301h. La producción shale aumentó 40% vis-à-vis el 1T 2022.
- Los ingresos en el 1T 2023 fueron de 303.2 \$MM, un 46% por encima de los 207.9 \$MM de 1T 2022, impulsado principalmente por el aumento de producción y los precios promedio realizados. En el 1T 2023, los ingresos por exportaciones de petróleo y gas fueron de 181.7 \$MM, un incremento del 128% año a año y representando 60% de los ingresos totales. Los ingresos por exportaciones de petróleo fueron de 169.0 \$MM y representaron el 60% de los ingresos de petróleo.
- En el 1T 2023, el precio realizado de petróleo fue 66.6 \$/bbl, un incremento de 4% comparado con el precio realizado de petróleo del 1T 2022.
- El precio realizado de gas natural para el 1T 2023 fue de 4.7 \$/MMBtu, resultando en un aumento de 54% año a año, principalmente impactado por las exportaciones a Chile a 8.9 \$/MMBtu (30% del volumen total de venta de gas natural).
- El lifting cost fue 6.4 \$/boe en 1T 2023, un 18% por debajo del lifting cost por boe del 1T 2022, impulsado por la transacción para incrementar el foco en las operaciones de shale oil de la Compañía a partir del 1 de marzo de 2023.
- El EBITDA ajustado para el 1T 2023 alcanzó 204.4 \$MM, un incremento de 61% por encima de 1T 2022, impulsado por el aumento en ingresos frente a menores costos. El margen de EBITDA ajustado fue 67%, 6 p.p. por encima del 1T 2022.
- La utilidad neta ajustada del 1T 2023 fue 72.0 \$MM, comparada con una utilidad neta ajustada de 39.1 \$MM en 1T 2022, mayormente impulsada por un mayor EBITDA ajustado y parcialmente contrarrestado por un mayor impuesto sobre la renta (neto del impuesto sobre la renta diferido) y mayores depreciaciones, agotamiento y amortizaciones. El EPS ajustado de 1T 2023 fue 0.80 \$/acción, comparado con 0.44 \$/acción en 1T 2022.

- En el 1T 2023, las inversiones fueron 161.8 \$MM, reflejando la perforación de nueve pozos y la completación de ocho pozos en nuestros bloques en Vaca Muerta.
- En el 1T 2023, se alcanzó un free cash flow positivo de 34.7 \$MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue 158.8 \$MM, con un flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión de 124.0 \$MM para el trimestre. El flujo neto de efectivo generado por actividades de financiamiento fue 71.1 \$MM, mayormente impactado por 135.0 \$MM de nuevos préstamos y parcialmente contrarrestado por el pago de una cuota de 22.5 \$MM de nuestro préstamo sindicado.

### **Transacción para incrementar el foco en operaciones de shale oil**

Vista anunció el 23 de febrero de 2023 una operación para incrementar el foco en sus operaciones de shale oil en Vaca Muerta y reforzar la rentabilidad para los accionistas.

Como parte de esta transacción, su subsidiaria Vista Energy Argentina S.A.U. ("Vista Argentina") ha llegado a un acuerdo de dos fases (la "Transacción de Activos Convencionales") comenzando el 1 de marzo de 2023 con Petrolera Aconcagua Energía S.A. ("Aconcagua"), que se convertirá en el operador de las concesiones Entre Lomas Río Negro, Entre Lomas Neuquén, Jarilla Quemada, Charco del Palenque, 25 de Mayo Medanito SE y Jagüel de los Machos (los "Activos Convencionales Transferidos"), las concesiones de transporte de gas en Entre Lomas Río Negro y Jarilla Quemada y la concesión de transporte de crudo en 25 de Mayo Medanito SE, de las que Vista Argentina actualmente es titular (las "Concesiones"). Durante la primera fase de la Transacción de Activos Convencionales, que finalizará a más tardar el 28 de febrero de 2027 (la "Fecha de Cierre Final"), Aconcagua tendrá derecho al 60% de los hidrocarburos producidos en las Concesiones y afrontará el 100% de los costos, impuestos y regalías de dichas Concesiones, mientras que Vista Argentina, conservará el derecho al 40% restante de los hidrocarburos producidos y recibirá de Aconcagua un pago inicial. Adicionalmente, Vista Argentina mantendrá el derecho a comprar hasta el 60% de la producción de gas de los Activos Convencionales Transferidos de Aconcagua a un precio de 1 \$/MMBtu hasta la Fecha de Cierre Final. Vista Argentina seguirá siendo titular de las Concesiones hasta que se obtengan las aprobaciones de las Provincias, las que serán solicitadas a más tardar a la Fecha de Cierre Final, cuando las Concesiones serán transferidas a Aconcagua, sujeto a aprobaciones provinciales.

Los Estados Financieros de Vista para el periodo entre el 31 de diciembre de 2022 y 31 de marzo de 2023 reflejan el efecto de la Transacción de Activos Convencionales a partir del 1 de marzo de 2023, así como también este documento.

Para más información sobre la Transacción de Activos Convencionales, por favor referirse a nuestro hecho relevante publicado el 23 de febrero de 2023 en nuestra [página web](#).

## Vista: resultados del 1<sup>er</sup> trimestre 2023

### Producción

Los datos de producción del 1T 2023 reflejan la Transacción de Activos Convencionales. Por lo tanto, la tabla debajo refleja, a partir del 1 de marzo de 2023, el derecho de Vista al 40% de la producción crudo y gas, así como el 100% de la producción de GLP, de los Activos Convencionales Transferidos.

#### Producción total promedio diaria neta

	1T 2023	4T 2022	1T 2022	▲ y/y	▲ q/q
<b>Total (boe/d)</b>	<b>52,207</b>	<b>54,718</b>	<b>43,900</b>	<b>19%</b>	<b>(5)%</b>
Petróleo (bbl/d)	44,048	45,745	35,638	24%	(4)%
Gas Natural (MMm <sup>3</sup> /d)	1.23	1.35	1.24	(1)%	(9)%
NGL (boe/d)	407	460	452	(10)%	(12)%

La producción promedio diaria durante el 1T 2023 fue de 52,207 boe/d, compuesta por 44,048 bbl/d de petróleo, lo que representó el 84% de la producción total, 1.23 MMm<sup>3</sup>/d de gas natural y 407 boe/d de NGL. La producción shale total fue de 41,499 boe/d, de los cuales 80% corresponde a los pozos shale de Bajada del Palo Oeste.

En una base pro forma respecto a la Transacción de Activos Convencionales, como si dicha transacción hubiese ocurrido el 1 de marzo de 2022, la producción promedio diaria durante el 1T 2023 tuvo un incremento del 7% secuencial y 25% interanual. Ver tabla "Producción histórica pro forma" para mayor detalle sobre la producción pro forma.

## Producción neta promedio diaria por activo 1T 2023

	Objetivo	Interés	Petróleo (bbl/d)	Gas Natural (MMm3/d)	NGL (boe/d)	Total (boe/d)	% Total promedio día
<b>Concesiones (volúmenes a su participación)</b>			<b>44,048</b>	<b>1.23</b>	<b>407</b>	<b>52,207</b>	<b>100%</b>
Bajada del Palo Oeste	Shale	100%	29,140	0.65	-	33,248	64%
Aguada Federal	Shale	100%	4,496	0.12	-	5,279	10%
Bajada del Palo Este	Shale	100%	2,790	0.03	-	2,971	6%
Águila Mora	Shale	90%	-	-	-	-	-
Bandurria Norte	Shale	100%	-	-	-	-	-
Bajada del Palo Este	Convencional	100%	560	0.04	40	844	2%
Bajada del Palo Oeste	Convencional	100%	552	0.11	-	1,258	2%
Coirón Amargo Norte	Convencional	84.6%	191	-	-	191	0%
Entre Lomas <sup>(1)</sup>	Convencional	100%	2,093	0.12	256	3,119	6%
Agua Amarga <sup>(1)</sup>	Convencional	100%	145	0.00	4	163	0%
25 de Mayo-Medanito <sup>(1)</sup>	Convencional	100%	1,368	0.02	-	1,464	3%
Jagüel de los Machos <sup>(1)</sup>	Convencional	100%	1,296	0.07	-	1,705	3%
CS-01 (México)	Convencional	100%	353	0.00	-	365	1%
<b>Producción operada total</b>			<b>42,984</b>	<b>1.16</b>	<b>300</b>	<b>50,609</b>	<b>97%</b>
Entre Lomas <sup>(1)</sup>	Convencional	-	434	0.03	105	707	1%
Agua Amarga <sup>(1)</sup>	Convencional	-	30	0.00	2	35	0%
25 de Mayo-Medanito <sup>(1)</sup>	Convencional	-	301	0.00	-	320	1%
Jagüel de los Machos <sup>(1)</sup>	Convencional	-	281	0.01	-	361	1%
Acambuco	Convencional	1.5%	18	0.02	-	174	0%
<b>Producción no operada total</b>			<b>1,065</b>	<b>0.07</b>	<b>107</b>	<b>1,598</b>	<b>3%</b>

(1) Activos Convencionales Transferidos operados por Aconcagua a partir del 1 de marzo de 2023. Desde dicha fecha, Vista conserva el derecho al 40% de la producción y reservas de petróleo y gas, y al 100% de la producción y reservas de GLP y condensados, de los Activos Convencionales Transferidos. La producción operada de los Activos Convencionales Transferidos muestra la producción de enero y febrero de 2023, dividida por 90 días. La producción no operada de los Activos Convencionales Transferidos muestra la producción de marzo de 2023, dividida por 90 días.

## Ingresos

### Ingresos totales por producto

Ingresos por producto - en \$MM	1T 2023	4T 2022	1T 2022	▲ y/y	▲ q/q
<b>Total</b>	<b>303.2</b>	<b>308.1</b>	<b>207.9</b>	<b>46%</b>	<b>(2)%</b>
Petróleo	280.0	285.4	193.6	45%	(2)%
<i>Mercado Externo</i>	<i>169.0</i>	<i>159.9</i>	<i>77.1</i>	119%	6%
<i>Mercado Doméstico</i>	<i>110.9</i>	<i>125.5</i>	<i>116.5</i>	(5)%	(12)%
Gas Natural	21.8	21.2	13.0	68%	3%
<i>Mercado Externo</i>	<i>12.7</i>	<i>10.8</i>	<i>2.4</i>	420%	17%
<i>Mercado Doméstico</i>	<i>9.1</i>	<i>10.3</i>	<i>10.6</i>	(14)%	(12)%
NGL	1.4	1.6	1.3	11%	(10)%

### Precios promedio realizados por producto

Producto	1T 2023	4T 2022	1T 2022	▲ y/y	▲ q/q
Petróleo (\$/bbl)	66.6	68.9	64.1	4%	(3)%
<i>Mercado Externo</i>	69.8	74.1	78.0	(10)%	(6)%
<i>Mercado Doméstico</i>	62.2	63.3	57.4	8%	(2)%
Gas Natural (\$/MMBTU)	4.7	4.5	3.0	54%	4%
<i>Mercado Externo</i>	8.9	8.8	5.9	50%	0%
<i>Mercado Doméstico</i>	2.8	3.0	2.7	3%	(5)%
NGL (\$/tn)	351	354	367	(4)%	(1)%

### Volúmenes de venta totales por producto

Producto	1T 2023	4T 2022	1T 2022	▲ y/y	▲ q/q
Petróleo (MMbbl)	4.20 <sup>(1)</sup>	4.14	3.02	39%	2%
<i>Mercado Externo</i>	2.42	2.16	0.99	145%	12%
<i>Mercado Doméstico</i>	1.78	1.98	2.03	(12)%	(10)%
Gas Natural (MMBTU)	4.69	4.73	4.30	9%	(1)%
<i>Mercado Externo</i>	1.43	1.23	0.41	247%	17%
<i>Mercado Doméstico</i>	3.25	3.51	3.89	(16)%	(7)%
NGL (Mtn)	4.01	4.43	3.47	16%	(9)%

(1) El volumen total de ventas fue 0.23 MMbbl mayor a la producción. Dichos volúmenes fueron tomados de nuestro inventario.

Durante el 1T 2023, los ingresos totales fueron de 303.2 \$MM, 46% por encima del 1T 2022, principalmente impulsados por el aumento en los ingresos por ventas de petróleo. Los ingresos por exportaciones de petróleo y gas en el 1T 2023 fueron 181.7 \$MM, un incremento interanual de 128%, representando 60% de los ingresos totales.

Los ingresos por ventas de petróleo del 1T 2023 fueron de 280.0 \$MM, representando un 92% de los ingresos totales, 45% por encima comparado con 1T 2022, impulsados principalmente por el aumento de la producción de petróleo shale y mayores precios promedio realizados de petróleo. Durante el 1T 2023 se exportó el 58% del volumen total de petróleo vendido a un precio promedio realizado de 69.8 \$/bbl, mientras que el 42% restante fue vendido en el mercado doméstico a un precio promedio de 65.9 \$/bbl (62.2 \$/bbl neto de costos de transporte por camiones). El precio promedio realizado fue de 66.6 \$/bbl, 4% por encima de 1T 2022. Los ingresos por exportaciones de petróleo representaron el 60% de los ingresos por ventas de petróleo, alcanzando 169.0 \$MM.

Los ingresos por ventas de gas natural fueron 21.8 \$MM en el 1T 2023, representado un 7% de los ingresos totales. El precio promedio de las ventas de gas natural en el trimestre fue de 4.7 \$/MMBTu, un 54% mayor al 1T 2022. El Plan Gas representó el 27% de las ventas de gas natural totales, con un precio promedio realizado de 2.7 \$/MMBTu durante el trimestre. Las ventas a clientes industriales representaron el 44% de las ventas de gas natural totales, con un precio promedio realizado de 3.0 \$/MMBTu. El restante 30% de las

ventas de gas natural fueron exportados a un precio promedio realizado de 8.9 \$/MMBtu. Los ingresos de gas natural incluyen 1.0 \$MM de gas natural adquirido a Aconcagua bajo los términos de la Transacción de Activos Convencionales y vendido a nuestros clientes.

Los ingresos por ventas de NGL fueron 1.4 \$MM durante el 1T 2023, representando el 1% de las ventas totales. El precio promedio de NGL fue de 351 \$/tn.

## Costos de operación

	1T 2023	4T 2022	1T 2022	▲ y/y	▲ q/q
<b>Costos Operativos (\$MM)</b>	<b>30.1</b>	<b>36.1</b>	<b>30.8</b>	<b>(2)%</b>	<b>(17)%</b>
<i>Lifting cost por boe (\$/boe)</i>	<i>6.4</i>	<i>7.2</i>	<i>7.8</i>	<i>(18)%</i>	<i>(11)%</i>

Los costos operativos durante el 1T 2023 fueron de 30.1 \$MM, un 2% menor año a año. El lifting cost por boe en 1T 2023 disminuyó un 18% año a año a 6.4 \$/boe.

El lifting cost del 1T 2023 refleja la Transacción de Activos Convencionales. Por lo tanto, la tabla que se muestra arriba refleja, a partir del 1 de marzo de 2023, el derecho de Vista al 40% de la producción de crudo y gas natural, así como el 100% de la producción de GLP, de los Activos Convencionales Transferidos.

## EBITDA ajustado

Reconciliación de EBITDA ajustado (\$MM)	1T 2023	4T 2022	1T 2022	▲ y	▲ q
<b>(Pérdida) / Utilidad neta</b>	<b>128.7</b>	<b>75.5</b>	<b>15.5</b>	<b>113.2</b>	<b>53.2</b>
(+) Impuesto sobre la renta	77.3	33.2	27.3	49.9	44.1
(+) Resultados financieros netos	20.2	29.8	37.2	(17.0)	(9.7)
<b>Utilidad de Operación</b>	<b>226.1</b>	<b>138.5</b>	<b>80.0</b>	<b>146.1</b>	<b>87.6</b>
(+) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	64.4	63.1	46.8	17.6	1.2
(+) Gastos de reestructuración y reorganización y otros ajustes	0.3	-	0.3	(0.0)	0.3
(+) Deterioro de activos de larga duración	-	-	-	0.0	0.0
(+) Ganancia relacionada a la transferencia de activos convencionales	(89.7)	-	-	(89.7)	(89.7)
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	3.2	-	-	3.2	3.2
<b>EBITDA Ajustado <sup>(1)</sup></b>	<b>204.4</b>	<b>201.7</b>	<b>127.1</b>	<b>77.3</b>	<b>2.7</b>
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%)</i>	67%	65%	61%	+6p.p.	+2p.p.

(1) EBITDA ajustado = (Pérdida) / Utilidad neta + Impuesto sobre la renta + Resultados financieros netos + Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones + Costos de transacción relacionados a la combinación de negocios + Gastos de reestructuración y reorganización + Ganancia relacionada a la transferencia de activos convencionales + Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales + Deterioro de activos de larga duración + Otros ajustes.

El EBITDA Ajustado fue de 204.4 \$MM en 1T 2023, un incremento del 61% en comparación con 1T 2022. El EBITDA ajustado fue impulsado por la mayor producción de petróleo, menor lifting cost y mayores precios realizados de petróleo y gas. El margen de EBITDA ajustado fue de 67%, 6 p.p. por encima de 1T 2022.



## Utilidad / Pérdida neta Ajustada

Recopilación de Utilidad/Pérdida Neta Ajustada - en \$MM	1T 2023	4T 2022	1T 2022	▲ y	▲ q
<b>Utilidad/Pérdida Neta</b>	<b>128.7</b>	<b>75.5</b>	<b>15.5</b>	<b>113.2</b>	<b>53.2</b>
<i>Ajustes:</i>					
(+) Impuesto sobre la renta diferido	29.7	87.7	0.8	28.9	(58.1)
(+) Cambios en el valor razonable de los títulos	0.0	7.8	22.8	(22.8)	(7.8)
(+) Deterioro de activos de larga duración	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
(+) Ganancia relacionada a la transferencia de activos convencionales	(89.7)	0.0	0.0	(89.7)	(89.7)
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	3.2	0.0	0.0	3.2	3.2
<b>Ajustes a la Utilidad/Pérdida Neta</b>	<b>(56.7)</b>	<b>95.5</b>	<b>23.5</b>	<b>(80.3)</b>	<b>(152.2)</b>
<b>Utilidad/Pérdida Neta Ajustada</b>	<b>72.0</b>	<b>171.0</b>	<b>39.1</b>	<b>32.9</b>	<b>(99.0)</b>
<i>EPS ajustado (\$/acción)</i>	<i>0.80</i>	<i>1.95</i>	<i>0.44</i>	<i>0.36</i>	<i>(1.15)</i>

En el 1T 2023 la utilidad neta ajustada fue 72.0 \$MM, comparada con una utilidad neta ajustada de 39.1 \$MM en 1T 2022. Este cambio interanual fue impactado por el mayor EBITDA ajustado (204.4 \$MM en 1T 2023 comparado con 127.1 \$MM en 1T 2022), contrarrestado por (a) el impuesto sobre la renta corriente de 47.6 \$MM en el 1T 2023 comparado con 26.6 \$MM en el 1T 2022, (b) mayores depreciaciones, agotamiento y amortizaciones por 64.4 \$MM en 1T 2023 comparado con 46.8 \$MM en 1T 2022, y (c) una pérdida por resultados financieros (neto de los cambios en el valor razonable de los títulos) que alcanzó 20.2 \$MM en 1T 2023, comparado con una pérdida de 14.4 \$MM en 1T 2022.

El EPS ajustado <sup>(1)</sup> de 1T 2023 fue 0.80 \$/acción, comparado con 1.95 \$/acción en 4T 2022 y 0.44 \$/acción en 1T 2022.

(1) EPS ajustado (Earnings per share): Utilidad/pérdida neta ajustada dividido por el Número promedio ponderado de acciones comunes. El Número promedio ponderado de acciones comunes para 1T 2023, 4T 2022, 1T 2022 fueron 89,937,525, 87,664,094, y 88,813,607, respectivamente.

## Inversiones

Las inversiones totales de Vista durante el 1T 2023 fueron de 161.8 \$MM. Se invirtieron 110.5 \$MM en la perforación, completación y workovers de pozos en Vaca Muerta, 6.8 \$MM en la perforación, completación y workovers de pozos convencionales, 30.8 \$MM en instalaciones de superficie y 13.8 \$MM en estudios de G&G, IT y otros proyectos.

## Resumen financiero

Durante el 1T 2023, la Compañía logró mantener un sólido balance, con una posición de caja al cierre del trimestre de 350.2 \$MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue 158.8 \$MM, un incremento del 41% año a año, e incluye anticipos a Oldelval de 16 \$MM para reservar capacidad en el proyecto de expansión de su oleoducto, y una disminución en cuentas a pagar de 5 \$MM. El flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión fue 124.0 \$MM, 38 \$MM menor a las inversiones devengadas debido a un aumento en cuentas a pagar por 24 \$MM y 10 \$MM recibidos de Aconcagua como pago inicial de los Activos Convencionales Transferidos. Esto resultó en un free cash flow positivo de 34.7 \$MM para el trimestre.

En 1T 2023, el flujo neto de efectivo generado en actividades de financiamiento fue 71.1 \$MM <sup>(1)</sup>, mayormente impactado por 135.0 \$MM de nuevos préstamos y parcialmente contrarrestado por el pago de una cuota de 22.5 \$MM de nuestro préstamo sindicado y por 7.9 \$MM de pagos de intereses.

La deuda financiera bruta alcanzó 659.6 \$MM al final del trimestre, resultando en una deuda neta de 309.3 \$MM. Al cierre del 1T 2023, el índice de apalancamiento neto disminuyó a 0.37x EBITDA ajustado, desde 0.82x EBITDA ajustado al cierre de 1T 2022.

(1) El flujo neto de efectivo generado por actividades de financiamiento es la suma de: (i) El flujo de efectivo de las actividades de financiamiento de 92.0 \$MM; (ii) el efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera y otros resultados financieros de -21.0 \$MM; y (iii) la variación del valor de los bonos gubernamentales de 0.1 \$MM.

## Obligaciones negociables

Instrumento	Emisor	Fecha de emisión	Vencimiento	Monto bruto (\$MM)	Tipo	Tasa (%)	Moneda	Mercado
ON clase III	Vista Energy Argentina S.A.U.	21/02/20	02/21/24	50	Bullet a su vencimiento	3.50%	USD	BCBA Argentina
ON clase VI	Vista Energy Argentina S.A.U.	12/04/20	04/12/24	10	Bullet a su vencimiento	3.24%	ARS en USD-linked	BCBA Argentina
ON clase VII	Vista Energy Argentina S.A.U.	03/10/21	10/03/24	42.4	Bullet a su vencimiento	4.25%	ARS en USD-linked	BCBA Argentina
ON clase VIII <sup>(1)</sup>	Vista Energy Argentina S.A.U.	03/10/21	10/09/24	33.5	Bullet a su vencimiento	2.73%	ARS	BCBA Argentina
ON clase X <sup>(2)</sup>	Vista Energy Argentina S.A.U.	18/06/21	03/18/25	32.6	Bullet a su vencimiento	4.00%	ARS	BCBA Argentina
ON clase XI	Vista Energy Argentina S.A.U.	27/08/21	08/27/25	9.2	Bullet a su vencimiento	3.48%	ARS en USD-linked	BCBA Argentina
ON clase XII	Vista Energy Argentina S.A.U.	27/08/21	08/27/31	100.8	Amortizado <sup>(3)</sup>	5.85%	ARS en USD-linked	BCBA Argentina

ON clase XIII	Vista Energy Argentina S.A.U.	16/06/22	08/08/24	43.5	Bullet a su vencimiento	6.00%	USD	BCBA Argentina
ON clase XIV	Vista Energy Argentina S.A.U.	10/11/22	10/11/25	40.5	Bullet a su vencimiento	6.25%	USD	BCBA Argentina
ON clase XV	Vista Energy Argentina S.A.U.	06/12/22	01/20/25	13.5	Bullet a su vencimiento	4.00%	USD	BCBA Argentina
ON clase XVI	Vista Energy Argentina S.A.U.	06/12/22	06/06/26	63.5	Bullet a su vencimiento	0.00%	ARS en USD- linked	BCBA Argentina
ON clase XVII	Vista Energy Argentina S.A.U.	06/12/22	06/12/26	39.1	Bullet a su vencimiento	0.00%	ARS en USD- linked	BCBA Argentina
ON clase XVIII	Vista Energy Argentina S.A.U.	03/03/23	03/03/27	118.5	Bullet a su vencimiento	0.00%	ARS en USD- linked	BCBA Argentina
ON clase XIX	Vista Energy Argentina S.A.U.	03/03/23	03/03/28	16.5	Bullet a su vencimiento	1.00%	ARS en USD- linked	BCBA Argentina

- (1) 7.2 \$MM fueron emitidos el 10 de marzo de 2021, equivalentes a 9,323,430 UVAs a un precio de 1.0000 Pesos Argentinos por UVA, y 26.3 \$MM fueron emitidos el 26 de marzo de 2021, equivalentes a 33,966,570 UVAs a un precio de 0.9923 Pesos Argentinos por UVA
- (2) 32.6 \$MM fueron emitidos el 18 de junio de 2021, equivalentes a 39,093,997 UVAs a un precio de 1.0000 Pesos Argentinos por UVA
- (3) ON clase XII será amortizada en 15 cuotas semestrales, con 3 años de gracia.

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

### Información Histórica Operativa

Producción diaria promedio trimestral por concesión, total y por producto

	1T 2023	4T 2022	3T 2022	2T 2022	1T 2022
<b>Producción total por concesión (boe/d)</b>	<b>52,207</b>	<b>54,718</b>	<b>50,669</b>	<b>44,825</b>	<b>43,900</b>
Entre Lomas <sup>(3)</sup>	3,826	5,081	5,395	4,688	4,698
Bajada del Palo Este (convencional)	844	731	741	807	867
Bajada del Palo Oeste (convencional)	1,258	1,326	1,665	1,733	1,849
Bajada del Palo Este (shale)	2,971	2,263	2,314	2,674	681
Bajada del Palo Oeste (shale)	33,248	33,368	30,104	27,996	28,065
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque) <sup>(3)</sup>	198	247	247	213	395
25 de Mayo-Medanito <sup>(3)</sup>	1,783	2,385	2,530	2,478	2,503
Jagüel de los Machos <sup>(3)</sup>	2,067	2,738	2,866	2,928	3,109
Coirón Amargo Norte	191	167	218	257	234
Águila Mora (shale)	0	0	0	0	0
Acambuco	174	137	141	145	148
Aguada Federal (shale)	5,279	5,847	3,927	397	915
CS-01	365	428	521	509	436
<b>Producción de petróleo crudo por concesión (boe/d)<sup>(1)</sup></b>	<b>44,048</b>	<b>45,745</b>	<b>41,909</b>	<b>36,899</b>	<b>35,638</b>
Entre Lomas <sup>(3)</sup>	2,527	3,339	3,428	3,237	3,305
Bajada del Palo Este (convencional)	560	510	421	395	416
Bajada del Palo Oeste (convencional)	552	530	570	606	596
Bajada del Palo Este (shale)	2,790	2,187	2,176	2,483	651
Bajada del Palo Oeste (shale)	29,140	28,890	26,426	24,350	24,321
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque) <sup>(3)</sup>	175	222	220	164	226
25 de Mayo-Medanito <sup>(3)</sup>	1,669	2,213	2,243	2,306	2,325
Jagüel de los Machos <sup>(3)</sup>	1,577	2,102	2,177	2,252	2,363
Coirón Amargo Norte	191	167	213	243	223
Águila Mora (shale)	0	0	0	0	0
Acambuco	18	16	16	17	17
Aguada Federal (shale)	4,496	5,155	3,518	347	777
CS-01	353	413	502	498	419
<b>Producción de gas natural por concesión (boe/d)<sup>(2)</sup></b>	<b>7,752</b>	<b>8,513</b>	<b>8,298</b>	<b>7,500</b>	<b>7,811</b>
Entre Lomas <sup>(3)</sup>	938	1,312	1,541	1,066	991
Bajada del Palo Este (convencional)	244	198	290	376	410
Bajada del Palo Oeste (convencional)	706	796	1,095	1,126	1,253
Bajada del Palo Este (shale)	173	76	139	192	31
Bajada del Palo Oeste (shale)	4,116	4,478	3,678	3,646	3,743
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque) <sup>(3)</sup>	17	19	21	42	161
25 de Mayo-Medanito <sup>(3)</sup>	115	171	288	172	177
Jagüel de los Machos <sup>(3)</sup>	489	637	690	677	746
Coirón Amargo Norte	0	0	6	14	11
Águila Mora (shale)	0	0	0	0	0
Acambuco	156	121	125	128	132
Aguada Federal (shale)	784	692	408	50	139
CS-01	13	15	18	11	17
<b>Producción de NGL por concesión (boe/d)</b>	<b>407</b>	<b>460</b>	<b>462</b>	<b>426</b>	<b>452</b>
Entre Lomas <sup>(3)</sup>	361	430	426	385	402

Bajada del Palo Este (convencional)	40	24	30	36	41
Bajada del Palo Oeste (convencional)	0	0	0	0	0
Bajada del Palo Este (shale)	0	0	0	0	0
Bajada del Palo Oeste (shale)	0	0	0	0	0
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque) <sup>(3)</sup>	6	6	6	6	9

Notas:

(1) Acambuco incluye condensado.

(2) Excluye gas natural consumido, venteado o reinyectado

(3) Activos Convencionales Transferidos operados por Aconcagua, a partir del 1 de marzo de 2023. Desde dicha fecha, Vista conserva el derecho al 40% de la producción y reservas de petróleo y gas, y al 100% de la producción y reservas de GLP y condensados, de los Activos Convencionales Transferidos.

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

### Producción histórica pro forma

La siguiente tabla pro forma muestra el impacto en la producción respecto a la Transacción de Activos Convencionales, como si dicha transacción hubiese ocurrido el 1 de marzo de 2022.

	4T 2022	3T 2022	2T 2022	1T 2022
<b>Total (boe/d)</b>	<b>48,709</b>	<b>44,294</b>	<b>38,871</b>	<b>41,808</b>
Petróleo (bbl/d)	41,019	37,058	32,123	33,981
Gas Natural (MMm <sup>3</sup> /d)	1.15	1.08	1.01	1.17
NGL (boe/d)	460	462	426	452

## Vista Energy S.A.B. de C.V. Concesiones de petróleo y gas

Concesiones	Participación (%)	Operado / No Operado	Año fin de concesión	Objetivo	Cuenca	País
Entre Lomas Neuquén <sup>(1)</sup>	-	No operado	2026	Convencional	Neuquina	Argentina
Entre Lomas Río Negro <sup>(1)</sup>	-	No operado	2026	Convencional	Neuquina	Argentina
Bajada del Palo Oeste	100%	Operado	2053	Shale / Convencional	Neuquina	Argentina
Bajada del Palo Este	100%	Operado	2053	Shale / Convencional	Neuquina	Argentina
Charco del Palenque <sup>(1)</sup>	-	No operado	2034	Convencional	Neuquina	Argentina
Jarilla Quemada <sup>(1)</sup>	-	No operado	2040	Convencional	Neuquina	Argentina
25 de Mayo-Medanito <sup>(1)</sup>	-	No operado	2026	Convencional	Neuquina	Argentina
Jagüel de los Machos <sup>(1)</sup>	-	No operado	2025	Convencional	Neuquina	Argentina
Coirón Amargo Norte	84.60%	Operado	2037	Convencional	Neuquina	Argentina
Águila Mora	90%	Operado	2054	Shale	Neuquina	Argentina
Aguada Federal	100%	Operado	2050	Shale	Neuquina	Argentina
Bandurria Norte	100%	Operado	2050	Shale	Neuquina	Argentina
Acambuco	1.50%	No operado	2036 / 2040	Convencional	Noroeste	Argentina
CS-01	100%	Operado	2047	Convencional	Del Sureste	México

(1) Activos Convencionales Transferidos operados por Aconcagua, a partir del 1 de marzo de 2023. Desde dicha fecha, Vista conservará el derecho al 40% de la producción y reservas de petróleo y gas, y al 100% de la producción y reservas de LPG y condensados, de los Activos Convencionales Transferidos.

## Vista Energy S.A.B. de C.V. Volúmenes de ventas exportados e ingresos por exportaciones histórica

Exportaciones de petróleo	Q1-23	Q4-22	Q3-22	Q2-22	Q1-22	Q4-21	Q3-21	Q2-21	Q1-21	Q4-20	Q3-20	Q2-20	Q1-20
	Volumenes de venta (Mbbbl)	2,420.5	2,156.6	1,946.9	1,475.7	988.2	995.6	498.1	472.0	1,088.7	300.4	1,382.0	1,108.2
Ingresos (\$MM)	169.0	159.9	175.6	147.0	77.1	70.5	32.2	26.8	52.7	11.8	55.0	28.1	-
Exportaciones de gas	Q1-23	Q4-22	Q3-22	Q2-22	Q1-22	Q4-21	Q3-21	Q2-21	Q1-21	Q4-20	Q3-20	Q2-20	Q1-20
	Volumenes de venta (MMBTU)	1.4	1.2	0.1	0.1	0.4	0.0	-	-	-	-	-	-
Ingresos (\$MM)	12.7	10.8	1.1	0.9	2.4	0.2	-	-	-	-	-	-	

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

### Información Operativa de Vaca Muerta

Detalles de pozos shale

#### Bajada del Palo Oeste

Nombre del pozo	Número de pad	Horizonte de navegación	Longitud lateral (mts)	Etapas totales
2013	BPO-1	Orgánico	2,483	33
2014	BPO-1	La Cocina	2,633	35
2015	BPO-1	Orgánico	2,558	34
2016	BPO-1	La Cocina	2,483	34
2029	BPO-2	Orgánico	2,189	37
2030	BPO-2	La Cocina	2,248	38
2032	BPO-2	Orgánico	2,047	35
2033	BPO-2	La Cocina	1,984	33
2061	BPO-3	La Cocina	2,723	46
2062	BPO-3	Orgánico	2,624	44
2063	BPO-3	La Cocina	3,025	51
2064	BPO-3	Orgánico	1,427	36
2025	BPO-4	Carbonato Inferior	2,186	26
2026	BPO-4	La Cocina	2,177	44
2027	BPO-4	Carbonato Inferior	2,551	31
2028	BPO-4	La Cocina	2,554	51
2501	BPO-5	La Cocina	2,538	52
2502	BPO-5	Orgánico	2,436	50
2503	BPO-5	La Cocina	2,468	50
2504	BPO-5	Orgánico	2,332	44
2391	BPO-6	La Cocina	2,715	56
2392	BPO-6	Orgánico	2,804	54
2393	BPO-6	La Cocina	2,732	56
2394	BPO-6	Orgánico	2,739	57
2261	BPO-7	La Cocina	2,710	46
2262	BPO-7	Orgánico	2,581	45
2263	BPO-7	La Cocina	2,609	45
2264	BPO-7	Orgánico	2,604	46
2211	BPO-8	Orgánico	2,596	53
2212	BPO-8	La Cocina	2,576	53
2213	BPO-8	Orgánico	2,608	54
2214	BPO-8	La Cocina	2,662	54
2351 <sup>(2)</sup>	BPO-9	La Cocina	3,115	63
2352 <sup>(2)</sup>	BPO-9	Orgánico	3,218	62
2353 <sup>(2)</sup>	BPO-9	La Cocina	3,171	61
2354 <sup>(2)</sup>	BPO-9	Orgánico	2,808	56
2441 <sup>(2)</sup>	BPO-10	La Cocina	3,094	63
2442 <sup>(2)</sup>	BPO-10	Orgánico	2,883	50
2443 <sup>(2)</sup>	BPO-10	La Cocina	2,816	57
2444 <sup>(2)</sup>	BPO-10	Orgánico	2,625	45

2081 <sup>(2)</sup>	BPO-11	La Cocina	2,785	49
2082 <sup>(2)</sup>	BPO-11	Orgánico	2,662	41
2083 <sup>(2)</sup>	BPO-11	La Cocina	2,365	37
2084 <sup>(2)</sup>	BPO-11	Orgánico	2,378	35
2311 <sup>(2)</sup>	BPO-12	La Cocina	3,104	54
2312 <sup>(2)</sup>	BPO-12	Orgánico	3,161	55
2313 <sup>(2)</sup>	BPO-12	La Cocina	3,259	55
2481 <sup>(2)</sup>	BPO-13	La Cocina	2,950	61
2482 <sup>(2)</sup>	BPO-13	Orgánico	2,826	57
2483 <sup>(2)</sup>	BPO-13	La Cocina	2,738	56
2484 <sup>(2)</sup>	BPO-13	Orgánico	2,576	52
2601 <sup>(2)</sup>	BPO-14	La Cocina	2,935	38
2602 <sup>(2)</sup>	BPO-14	Orgánico	2,968	51
2603 <sup>(2)</sup>	BPO-14	La Cocina	2,878	49
2604 <sup>(2)</sup>	BPO-14	Orgánico	2,508	43
2411 <sup>(2)</sup>	BPO-15	La Cocina	2,319	39
2412 <sup>(2)</sup>	BPO-15	Orgánico	3,181	54
2413 <sup>(2)</sup>	BPO-15	La Cocina	3,199	53
2414 <sup>(2)</sup>	BPO-15	Orgánico	3,192	55
2415 <sup>(2)</sup>	BPO-15	La Cocina	3,190	53

(1) BPO-11 previamente denominado pad #12; BPO-12 previamente denominado pad #13; BPO-13 previamente denominado pad #14.

(2) Pozo incluido en el acuerdo de inversión conjunta con Trafigura. Participación de Vista: 80%.

### **Bajada del Palo Este**

<b>Nombre del pozo</b>	<b>Número de pad</b>	<b>Horizonte de navegación</b>	<b>Longitud lateral (mts)</b>	<b>Etapas totales</b>
2101	BPE-1	La Cocina	2,372	49
2103	BPE-1	La Cocina	2,081	43
2301	BPE-3	La Cocina	2,818	48
2202	BPE-2	La Cocina	2,809	47



### Aguada Federal

Nombre del pozo	Número de pad	Horizonte de navegación	Longitud lateral (mts)	Etapas totales
WIN.Nq.AF-3(h)	AF-1	Orgánico	1,000	10
WIN.Nq.AF-4(h)	AF-1	Carbonato Superior	1,000	10
WIN.Nq.AF-7(h)	AF-1	Carbonato Superior	1,028	10
WIN.Nq.AF-9(h)	AF-1	Carbonato Superior	1,000	10
WIN.Nq.AF-5(h)	AF-2	La Cocina	2,500	35
WIN.Nq.AF-6(h)	AF-2	La Cocina	2,500	35
AF-102(h)	AF-2	La Cocina	2,884	57
AF-202(h)	AF-2	Orgánico	2,559	51
AF-303	AF-3	La Cocina	2,555	40
AF-403	AF-3	Orgánico	2,554	33
AF-1103	AF-3	La Cocina	2,800	44
AF-1203	AF-3	Orgánico	2,839	43
AF-2101	AF-4	La Cocina	2,855	48
AF-2102	AF-4	Orgánico	2,858	49
AF-2103	AF-4	La Cocina	2,876	49
AF-2104	AF-4	Carbonato Medio	2,901	47

### Bandurria Norte

Nombre del pozo	Horizonte de navegación	Longitud lateral (mts)	Etapas totales
WIN.Nq.BN-3(h)	Orgánico Inferior/ Regresivo	1,000	10
WIN.Nq.BN-2(h)	Carbonato Superior	1,000	10
WIN.Nq.BN-1(h)	La Cocina	2,500	35
YPF.Nq.LCav.x-11(h)	La Cocina/Regresivo	2,500	35

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

### Métricas de resultados

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

Métricas de resultados - en \$M	1T 2023	4T 2022	3T 2022	2T 2022	1T 2022
<b>Ingresos totales</b>	<b>303,213</b>	<b>308,105</b>	<b>333,573</b>	<b>294,293</b>	<b>207,920</b>
Petróleo	279,958	285,365	311,986	277,017	193,629
Gas Natural	21,845	21,171	20,138	15,908	13,020
NGL y otros	1,410	1,569	1,449	1,368	1,271
<b>Costo de ventas</b>	<b>(137,466)</b>	<b>(133,949)</b>	<b>(145,405)</b>	<b>(130,096)</b>	<b>(104,183)</b>
Costos de operación	(30,144)	(36,113)	(34,753)	(31,729)	(30,839)
Fluctuación del inventario del crudo	(4,722)	4,722	(4,571)	(3,306)	2,655
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(64,372)	(63,148)	(66,910)	(57,982)	(46,822)
Regalías	(34,995)	(39,410)	(39,171)	(37,079)	(29,177)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	(3,233)	-	-	-	-
<b>Utilidad bruta</b>	<b>165,747</b>	<b>174,156</b>	<b>188,168</b>	<b>164,197</b>	<b>103,737</b>
Gastos de ventas	(16,717)	(18,847)	(14,047)	(14,444)	(12,566)
Gastos generales y de administración	(17,011)	(19,615)	(15,860)	(15,888)	(12,463)
Gastos de exploración	(222)	(169)	(175)	(187)	(205)
Otros ingresos operativos	95,315	3,715	9,241	10,955	2,765
Otros gastos operativos	(963)	(715)	(564)	(782)	(1,260)
Deterioro de activos de larga duración	-	-	-	-	-
<b>Utilidad (pérdida) de la operación</b>	<b>226,149</b>	<b>138,525</b>	<b>166,763</b>	<b>143,851</b>	<b>80,008</b>
Ingresos por intereses	287	425	294	74	16
Gastos por intereses	(6,137)	(6,545)	(6,744)	(7,365)	(8,232)
Otros resultados financieros	(14,315)	(23,729)	(29,453)	14,575	(28,949)
<b>Resultados financieros netos</b>	<b>(20,165)</b>	<b>(29,849)</b>	<b>(35,903)</b>	<b>7,284</b>	<b>(37,165)</b>
<b>Utilidad / (Pérdida) antes de impuestos</b>	<b>205,984</b>	<b>108,676</b>	<b>130,860</b>	<b>151,135</b>	<b>42,843</b>
(Gasto)/Beneficio Impuesto sobre la renta corriente	(47,568)	54,560	(68,457)	(51,633)	(26,559)
(Gasto)/Beneficio Impuesto sobre la renta diferido	(29,682)	(87,732)	14,258	2,334	(750)
<b>(Gasto)/Beneficio de impuesto</b>	<b>(77,250)</b>	<b>(33,172)</b>	<b>(54,199)</b>	<b>(49,299)</b>	<b>(27,309)</b>
<b>Utilidad / (Pérdida) neta del período</b>	<b>128,734</b>	<b>75,504</b>	<b>76,661</b>	<b>101,836</b>	<b>15,534</b>

<b>Reconciliación de EBITDA Ajustado (\$M)</b>	<b>1T 2023</b>	<b>4T 2022</b>	<b>3T 2022</b>	<b>2T 2022</b>	<b>1T 2022</b>
<b>(Pérdida) / Utilidad neta</b>	<b>128,734</b>	<b>75,504</b>	<b>76,661</b>	<b>101,836</b>	<b>15,534</b>
(+) Impuesto sobre la renta	77,250	33,172	54,199	49,299	27,309
(+) Resultados financieros netos	20,165	29,849	35,903	(7,284)	37,165
<b>Utilidad (pérdida) de Operación</b>	<b>226,149</b>	<b>138,525</b>	<b>166,763</b>	<b>143,851</b>	<b>80,008</b>
(+) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	64,372	63,148	66,910	57,982	46,822
(+) Gastos de reestructuración y reorganización y otros	271	-	-	259	272
(+) Deterioro de activos de larga duración	-	-	-	-	-
(+) Ganancia relacionada a la transferencia de activos convencionales	(89,659)	-	-	-	-
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	3,233	-	-	-	-
<b>EBITDA Ajustado<sup>(1)</sup></b>	<b>204,365</b>	<b>201,673</b>	<b>233,673</b>	<b>202,092</b>	<b>127,102</b>
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%)</i>	<i>67%</i>	<i>65%</i>	<i>70%</i>	<i>69%</i>	<i>61%</i>
	<b>1T 2023</b>	<b>4T 2022</b>	<b>3T 2022</b>	<b>2T 2022</b>	<b>1T 2022</b>
<b>Costos operativos (\$MM)</b>	<b>30.1</b>	<b>36.1</b>	<b>34.8</b>	<b>31.7</b>	<b>30.8</b>
<i>Lifting cost por boe (\$/boe)</i>	<i>6.4</i>	<i>7.2</i>	<i>7.5</i>	<i>7.8</i>	<i>7.8</i>

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

### Utilidad/Pérdida neta ajustada histórica

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

Utilidad/Pérdida Neta Ajustada - en \$M	1T-23	4T-22	3T-22	2T-22	1T-22	4T-21	3T-21	2T-21	1T-21
<b>Utilidad/Pérdida Neta</b>	<b>128,734</b>	<b>75,504</b>	<b>76,661</b>	<b>101,836</b>	<b>15,534</b>	<b>35,555</b>	<b>4,732</b>	<b>5,505</b>	<b>4,858</b>
<i>Ajustes:</i>									
(+) Impuesto sobre la renta diferido	29,682	87,732	(14,258)	(2,334)	750	21,001	6,005	10,679	2,010
(+) Cambios en el valor razonable de los títulos	-	7,762	16,999	(17,188)	22,777	(7,096)	7,927	1,283	69
(-) Deterioro de activos de larga duración	-	-	-	-	-	(14,044)	-	-	-
(+) Ganancia relacionada a la transferencia de activos convencionales	(89,659)	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	3,233	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Ajustes a la Utilidad/Pérdida Neta</b>	<b>(56,744)</b>	<b>95,494</b>	<b>2,741</b>	<b>(19,522)</b>	<b>23,527</b>	<b>(139)</b>	<b>13,932</b>	<b>11,962</b>	<b>2,079</b>
<b>Utilidad/Pérdida Neta Ajustada</b>	<b>71,990</b>	<b>170,998</b>	<b>79,402</b>	<b>82,314</b>	<b>39,061</b>	<b>35,416</b>	<b>18,664</b>	<b>17,467</b>	<b>6,937</b>

Utilidad/Pérdida Neta Ajustada - en \$M	4T-20	3T-20	2T-20	1T-20	4T-19	3T-19	2T-19	1T-19
<b>Utilidad/Pérdida Neta</b>	<b>(13,812)</b>	<b>(28,402)</b>	<b>(39,203)</b>	<b>(21,332)</b>	<b>(44,249)</b>	<b>21,502</b>	<b>3,702</b>	<b>(13,678)</b>
<i>Ajustes:</i>								
(+) Impuesto sobre la renta diferido	(17,410)	(5,490)	8,032	4,571	14,324	(911)	(1,703)	2,636
(+) Cambios en el valor razonable de los títulos	107	(1,765)	(4,071)	(10,769)	14,278	(33,145)	(4,057)	16,084
(-) Deterioro de activos de larga duración	9,484	4,954	-	-	-	-	-	-
(+) Ganancia relacionada a la transferencia de activos convencionales	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Ajustes a la Utilidad/Pérdida Neta</b>	<b>(7,819)</b>	<b>(2,301)</b>	<b>3,961</b>	<b>(6,198)</b>	<b>28,602</b>	<b>(34,056)</b>	<b>(5,760)</b>	<b>18,720</b>
<b>Utilidad/Pérdida Neta Ajustada</b>	<b>(21,631)</b>	<b>(30,703)</b>	<b>(35,242)</b>	<b>(27,530)</b>	<b>(15,647)</b>	<b>(12,554)</b>	<b>(2,058)</b>	<b>5,042</b>

Utilidad/Pérdida Neta Ajustada - en \$M	4T-18	3T-18	2T-18	1T-18
<b>Utilidad/Pérdida Neta</b>	<b>42,379</b>	<b>(27,887)</b>	<b>(40,876)</b>	<b>(3,466)</b>
<i>Ajustes:</i>				
(+) Impuesto sobre la renta diferido	(18,224)	14,915	15,291	(7)
(+) Cambios en el valor razonable de los títulos	5,787	3,073	-	-
(-) Deterioro de activos de larga duración	-	-	-	-
(+) Ganancia relacionada a la transferencia de activos convencionales	-	-	-	-
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	-	-	-	-
<b>Ajustes a la Utilidad/Pérdida Neta</b>	<b>(12,437)</b>	<b>17,988</b>	<b>15,291</b>	<b>(7)</b>
<b>Utilidad/Pérdida Neta Ajustada</b>	<b>29,942</b>	<b>(9,899)</b>	<b>(25,585)</b>	<b>(3,473)</b>

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

### Balance Consolidado

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 31 de marzo 2023	Al 31 de diciembre 2022
Propiedad, planta y equipos	1,582,192	1,606,339
Crédito Mercantil	22,703	28,288
Otros activos intangibles	6,694	6,792
Activos por derecho de uso	61,016	26,228
Inversiones en asociadas	6,975	6,443
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	175,769	15,864
Activos por impuestos diferidos	335	335
<b>Total Activos No Corrientes</b>	<b>1,855,684</b>	<b>1,690,289</b>
Inventarios	8,464	12,899
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	144,594	90,406
Caja, bancos e inversiones corrientes	350,242	244,385
<b>Total Activos Corrientes</b>	<b>503,300</b>	<b>347,690</b>
<b>Total Activos</b>	<b>2,358,984</b>	<b>2,037,979</b>
Pasivos por impuestos diferidos	273,131	243,411
Pasivos por arrendamiento	34,080	20,644
Provisiones	29,315	31,668
Préstamos	560,321	477,601
Beneficios a empleados	12,220	12,251
<b>Total Pasivos No corrientes</b>	<b>909,067</b>	<b>785,575</b>
Provisiones	2,579	2,848
Pasivos por arrendamiento	29,099	8,550
Préstamos	99,246	71,731
Salarios y contribuciones sociales	8,836	25,120
Impuesto sobre la renta	91,374	58,770
Otros impuestos y regalías	17,602	20,312
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	233,131	221,013
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>481,867</b>	<b>408,344</b>
<b>Total Pasivos</b>	<b>1,390,934</b>	<b>1,193,919</b>
<b>Total Capital Contable</b>	<b>968,050</b>	<b>844,060</b>
<b>Total Capital Contable y Pasivos</b>	<b>2,358,984</b>	<b>2,037,979</b>

## 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 2023	Periodo entre el 1 de enero y 31 de marzo de 2022
<b>Ingreso por ventas a clientes</b>	<b>303,213</b>	<b>207,920</b>
Ingresos por ventas de petróleo crudo	279,958	193,629
Ingresos por ventas de gas natural	21,845	13,020
Ingresos por ventas de GLP	1,410	1,271
<b>Costo de ventas</b>	<b>(137,466)</b>	<b>(104,183)</b>
Costos de operación	(30,144)	(30,839)
Fluctuación del inventario de crudo	(4,722)	2,655
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(64,372)	(46,822)
Regalías	(34,995)	(29,177)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	(3,233)	-
<b>Utilidad bruta</b>	<b>165,747</b>	<b>103,737</b>
Gastos de ventas	(16,717)	(12,566)
Gastos generales y de administración	(17,011)	(12,463)
Gastos de exploración	(222)	(205)
Otros ingresos operativos	95,315	2,765
Otros gastos operativos	(963)	(1,260)
<b>Utilidad de operación</b>	<b>226,149</b>	<b>80,008</b>
Ingresos por intereses	287	16
Gastos por intereses	(6,137)	(8,232)
Otros resultados financieros	(14,315)	(28,949)
<b>Resultados financieros netos</b>	<b>(20,165)</b>	<b>(37,165)</b>
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	<b>205,984</b>	<b>42,843</b>
(Gasto) por impuesto sobre la renta corriente	(47,568)	(26,559)
(Gasto) por impuesto sobre la renta diferido	(29,682)	(750)
<b>(Gasto) por impuesto sobre la renta</b>	<b>(77,250)</b>	<b>(27,309)</b>
<b>Utilidad neta del período</b>	<b>128,734</b>	<b>15,534</b>
Otros resultados integrales	71	(84)
<b>Total utilidad integral del período</b>	<b>128,805</b>	<b>15,450</b>

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

### Estado del Flujo de Fondos

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Periodo entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2023	Periodo entre el 1 de enero y 31 de marzo de 2022
<b>Flujos de efectivo de las actividades de operación</b>		
Utilidad neta del período / año	128,734	15,534
<b>Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo</b>		
<b>Partidas relacionadas con actividades de operación:</b>		
(Reversión) de reserva por pérdidas crediticias esperadas	-	(36)
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	(6,570)	(6,696)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos	499	652
(Disminución) Incremento neto en provisiones	(567)	988
Gastos por intereses de arrendamiento	388	547
Descuento de activos y pasivos a valor presente	709	681
Pagos basados en acciones	5,039	2,341
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	3,233	
Beneficios a empleados	153	104
Gastos por impuesto sobre la renta	77,250	27,309
<b>Partidas relacionadas con actividades de inversión:</b>		
Depreciaciones y agotamientos	63,434	46,066
Amortización de activos intangibles	938	756
Ingresos por intereses	(287)	(16)
Ganancia por acuerdo de <i>farmout</i>	(5,656)	-
Cambios en el valor razonable de activos financieros	3,202	581
Ganancia relacionada con la cesión de activos convencionales	(89,659)	-
<b>Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:</b>		
Gastos por intereses	6,137	8,232
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales	-	22,777
Costo amortizado	364	533
Revaluación de préstamos	13,690	8,679
<b>Otros resultados financieros</b>	<b>2,033</b>	<b>-</b>
<b>Cambios en activos y pasivos operativos:</b>		
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	(12,854)	(4,818)
Inventarios	4,722	(2,655)
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	4,082	2,551
Pagos de beneficios a empleados	(75)	(57)
Salarios y contribuciones sociales	(25,892)	(11,031)
Otros impuestos y regalías	(12,018)	3,731
Provisiones	(529)	(741)

Pago de impuesto sobre la renta	(1,737)	(3,147)
<b>Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas</b>	<b>158,763</b>	<b>112,865</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de inversión:</b>		
Pagos por adquisiciones de propiedad, planta y equipos	(132,948)	(78,190)
Pagos por adquisición de activos AFBN	(6,250)	(90,000)
Pagos recibidos por acuerdo de <i>farmout</i>	6,250	-
Pagos por adquisiciones de otros activos intangibles	(840)	(927)
Pagos por adquisiciones de inversiones en asociadas	(532)	(770)
Cobros procedentes de la cesión de activos convencionales	10,000	-
Cobros procedentes de intereses	287	16
<b>Flujos netos de efectivo (aplicados en) actividades de inversión</b>	<b>(124,033)</b>	<b>(169,871)</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:</b>		
Préstamos recibidos	135,000	32,670
Pago de costos de emisión de préstamos	(728)	(54)
Pago de capital de los préstamos	(22,500)	(62,552)
Pago de intereses de los préstamos	(7,877)	(15,213)
Pago de arrendamientos	(9,894)	(2,676)
Otros resultados financieros	(2,033)	-
<b>Flujos netos de efectivo generados por (aplicados en) actividades de financiamiento</b>	<b>91,968</b>	<b>(47,825)</b>
<b>Periodo entre el 1 de enero y Periodo entre el 1 de enero y</b>		
	<b>el 31 de marzo de 2023</b>	<b>31 de marzo de 2022</b>
<b>Aumento (disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo</b>	<b>126,698</b>	<b>(104,831)</b>
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del período	241,956	311,217
Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera y otros resultados financieros	(20,989)	(2,014)
Aumento (disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo	126,698	(104,831)
<b>Efectivo y equivalente de efectivo al cierre del período</b>	<b>347,665</b>	<b>204,372</b>



## Glosario, monedas y definiciones:

- Nota: Los montos están expresados en dólares estadounidenses, a menos que se indique otra moneda y de acuerdo con los estándares de las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") o "International Financial Reporting Standards" (IFRS). Todos los resultados son no auditados. Los montos totales podrían no sumar debido al redondeo.
- Conversión de métricas:
  - 1 metro cúbico de petróleo = 6.2898 barriles de petróleo
  - 1,000 metros cúbicos de gas = 6.2898 barriles de petróleo equivalentes
  - 1 millón de unidad térmica británica (BTU por sus siglas British Thermal Unit en inglés) = 27.096 metros cúbicos de gas
- ▲ q/q : Representa la variación porcentual trimestre a trimestre.
- ▲ y/y: Representa la variación porcentual año a año.
- ▲ q: Representa la variación en Millones de dólares estadounidenses trimestre a trimestre.
- ▲ y: Representa la variación en Millones de dólares estadounidenses año a año.
- #T: 1,2,3 o 4 seguido por una "T" representa el trimestre correspondiente de cierto año
- \$MM: Millones de dólares estadounidenses
- \$M: Miles de dólares estadounidenses
- \$/bbl: dólares estadounidenses por barril de petróleo
- \$/boe: dólares estadounidenses por barril de petróleo equivalente
- \$/MMBtu dólares estadounidenses por millón de unidad térmica británica (BTU por sus siglas British thermal unit en inglés)
- \$/tn: dólares estadounidenses por tonelada
- Boe: Barriles de petróleo equivalentes (ver conversión de métrica previamente mencionada)
- Boe/d: Barriles de petróleo equivalentes por día
- Bbl/d: Barriles de petróleo por día
- 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.
- GLP: Gas licuado de petróleo
- MMboe: Millones de barriles de petróleo equivalentes.
- MMm<sup>3</sup>/d: Millones de metros cúbicos por día
- Mts: metros
- Costos operativos: incluye producción, transporte, tratamiento y servicios de apoyo en campo; excluye fluctuaciones en inventarios de crudo, depreciaciones, regalías, impuestos directos, comercial, exploración y costos de G&A.
- EBITDA ajustado = (Pérdida) / Utilidad neta + Impuesto sobre la renta + Resultados financieros netos + Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones + Costos de transacción relacionados a la combinación de negocios + Gastos de reestructuración y reorganización + Ganancia por baja de activos + Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales + Deterioro de activos de larga duración + Otros ajustes.
- EPS ajustado (Earnings per share): Utilidad/pérdida neta ajustada / Número promedio ponderado de acciones comunes
- Lifting cost por boe: costos operativos dividido por la producción total en barriles de petróleo equivalente

- Margen de EBITDA ajustado: El EBITDA ajustado dividido por los ingresos totales.
- Plan Gas: se refiere a la regulación impuesta por la Resolución No. 391/2020 mediante la cual Vista fue allocada un volumen de 0.86 MMm<sup>3</sup>/d sobre un volumen total de 67.4 MMm<sup>3</sup>/d a un precio promedio anual de 3.29 \$/MMBtu por un periodo de cuatro años comenzado el 1 de enero de 2021.
- Utilidad/pérdida neta ajustada: utilidad/pérdida neta + impuesto diferido + cambios en el valor razonable de los títulos opcionales + ganancia por baja de activos + otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales + deterioro de activos de larga duración.
- UVA: unidad de valor adquisitivo

## DISCLAIMER

Información adicional sobre Vista Energy S.A.B. de C.V. ("Vista" o la "Compañía"), una sociedad constituida de conformidad con las leyes mexicanas, puede ser encontrada en la sección "Inversionistas" en la página de internet [www.vistaoilangas.com](http://www.vistaoilangas.com)

Esta presentación no constituye una oferta de venta ni una solicitud de oferta de compra de valores de la Compañía, en ninguna jurisdicción.

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.

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

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

No se puede confiar, para ningún efecto, en la información contenida en este documento ni en su exhaustividad. 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 Securities Act de 1933), miembros, directores, oficiales o empleados o cualquier otra persona en cuanto a la exactitud, exhaustividad o imparcialidad de la información u opiniones contenidas en esta presentación o cualquier otro material discutido verbalmente, y cualquier confianza que usted deposite en ellos será bajo su propio riesgo. Además, la Compañía o cualquiera de sus Afiliadas, miembros, directores, funcionarios o empleados o cualquier otra persona 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", "futuro" o expresiones similares se incluyen con la intención de identificar declaraciones sobre el futuro. Hemos basado estas estimaciones futuras en numerosas suposiciones, incluyendo nuestras creencias, expectativas y proyecciones actuales sobre eventos presentes y futuros y tendencias financieras que afectan nuestro negocio. Aunque nuestro equipo de administración considera que las hipótesis y estimaciones en que se basan las declaraciones futuras son razonables y se basan en la mejor información disponible actualmente, dichas declaraciones futuras se basan en hipótesis que están sujetas a importantes incertidumbres y contingencias, muchas de las cuales están fuera de nuestro control. Habrá 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 espaciamiento por etapa, todas las cuales son difíciles de predecir y muchas de las cuales están fuera de nuestro control y por lo tanto sujetas a varios riesgos e

incertidumbres. La inclusión de la información financiera estimada en este documento no debe considerarse como una indicación de que nosotros o nuestro equipo de administración consideramos que dichas predicciones como fiables de acontecimientos futuros. En dicho sentido, no se puede hacer ninguna representación en cuanto a la posibilidad de alcanzar las proyecciones, los lineamientos u otras estimaciones de los resultados, el rendimiento o los logros futuros. No garantizamos la exactitud, fiabilidad, adecuación o integridad de nuestras proyecciones. Nadie de nuestro equipo de administración ni de nuestros representantes ha realizado declaración alguna con respecto a nuestro desempeño futuro en comparación con la información contenida en nuestras proyecciones, y ninguno de ellos tiene la intención o asume la obligación de actualizar o revisar las proyecciones realizadas para reflejar las circunstancias efectivamente existentes luego de la fecha en que se hicieron nuestras proyecciones o para reflejar la existencia de acontecimientos futuros en caso de que se demuestre que algunos o todos los supuestos en que se basaron nuestras proyecciones estuvieran equivocados. Podríamos hacer referencia a estas proyecciones en nuestros informes periódicos a ser presentados conforme a la Ley del Mercado de Valores. Estas expectativas y proyecciones están sujetas a importantes riesgos e incertidumbres conocidas y desconocidas que pueden hacer que nuestros resultados reales, desempeño o logros, o resultados de la industria, sean materialmente diferentes de cualquier resultado esperado o proyectado, desempeño o logros expresados o implícitos en dichas estimaciones futuras. Muchos factores de importancia podrían causar que nuestros resultados, desempeño o logros reales difieran materialmente de aquellos expresados o implícitos en nuestras estimaciones futuras, incluyendo, entre otras cosas: incertidumbres relacionadas con concesiones gubernamentales futuras y permisos de exploración; resultados adversos en litigios que puedan surgir en el futuro; condiciones políticas, económicas, sociales, demográficas y comerciales generales en Argentina, México y en otros países en los que operamos; incertidumbres relacionadas con los resultados de elecciones futuras en el Congreso en México; cambios en las leyes, normas, reglamentos e interpretaciones y aplicación de las mismas aplicables a los sectores energéticos de Argentina y México, incluyendo cambios en el entorno regulatorio en el que operamos y cambios en los programas establecidos para promover las inversiones en la industria energética; cualquier aumento inesperado en los costos de financiamiento o la imposibilidad de obtener financiamiento y/o capital adicional de acuerdo con términos atractivos; cualquier cambio en los mercados de capital en general que pueda afectar las políticas o actitudes en Argentina y/o México, y/o compañías argentinas y mexicanas con respecto a financiamientos otorgados o inversiones hechas en Argentina y México o compañías argentinas y mexicanas; multas u otras penalidades y reclamos por parte de las autoridades y/o clientes; cualquier restricción futura en la capacidad de cambiar Pesos mexicanos o argentinos a divisas o transferir fondos al extranjero; la revocación o modificación de nuestros respectivos contratos de concesión por parte de la autoridad otorgante; nuestra capacidad para implementar nuestros planes de gastos de capital o nuestra estrategia de negocios, incluyendo nuestra capacidad para obtener financiamiento cuando sea necesario y en términos razonables; intervención del gobierno, incluyendo medidas que resulten en cambios en los mercados laborales, mercados cambiarios o sistemas fiscales de Argentina y México; tasas de inflación continuas y/o más altas y fluctuaciones en los tipos de cambio, incluyendo la depreciación 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 energía; incertidumbre relacionada con el brote y propagación del covid-19; 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; nuestras expectativas con respecto a la producción, los costos y los precios futuros del petróleo crudo utilizados en nuestras proyecciones; el aumento de la competencia en el mercado en los sectores de la energía en Argentina y México; y los posibles cambios en la regulación y en los acuerdos de libre comercio como resultado de las condiciones políticas de Estados Unidos, México u otras naciones latinoamericanas.

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

#### Otra información

Vista publica de forma continua información de importancia para los inversores en la sección de apoyo de Relaciones con los Inversionistas en su sitio web, [www.vistaoilandgas.com](http://www.vistaoilandgas.com). Vista podría, de tiempo en tiempo, utilizar su sitio web como un canal de distribución de información material. Por lo tanto, los inversionistas deben monitorear el sitio web de Relaciones con los Inversionistas de Vista, además de seguir los comunicados de prensa de Vista, las presentaciones ante la SEC, la CNBV, las conferencias telefónicas públicas y las transmisiones por Internet.

Información adicional sobre Vista Energy puede encontrarse en la sección "Inversionistas" del website en [www.vistaoilandgas.com](http://www.vistaoilandgas.com).

#### **CONTACTO:**

[ir@vistaenergy.com](mailto:ir@vistaenergy.com)

Argentina: +54.11.3754.8500

Mexico: +52.55.8647.0128