



# 2022

## Resultados del año y del 4<sup>to</sup> trimestre

Ciudad de México, 23 de febrero de 2023

NYSE: VIST

BMV: VISTA

## Vista: resultados del año 2022 y del 4to trimestre de 2022

**23 de febrero 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 año 2022 y del 4T de 2022.

### Aspectos destacados del año 2022:

- Durante 2022, la Compañía completó y conectó 28 pozos de petróleo shale. Se conectaron cinco pads en Bajada del Palo Oeste (BPO-11 al BPO-15), lo cual agregó 20 pozos shale nuevos en producción, aumentando el total de pozos shale en producción en el bloque a 60 al final del año. En Bajada del Palo Este, la Compañía completó y conectó sus primeros dos pozos. En Aguada Federal, la Compañía completó y conectó sus primeros seis pozos. La producción total de shale fue 34,671 boe/d.
- Las reservas probadas totales al 31 de diciembre de 2022 alcanzaron 251.6 MMboe, un incremento de 39% comparado con 181.6 MMboe al 31 de diciembre de 2021. El incremento fue impulsado principalmente por el sólido desempeño en Bajada del Palo Oeste y Aguada Federal. El índice de remplazo de reservas probadas fue de 495%, mientras que el índice de remplazo de reservas probadas de petróleo fue de 515%.
- Durante el año 2022, la producción total fue de 48,560 boe/d, la cual estuvo compuesta por 40,078 bbl/d de petróleo, representando el 83% de la producción total, 1.28 MMm<sup>3</sup>/d de gas natural, representando el 16% de la producción total, y 450 boe/d de NGL, representando el 1% restante. La producción total de 2022 fue 25% mayor a la de 2021. Vista exportó 6,567.4 Mbbl de petróleo (representando el 44% del volumen vendido), un incremento interanual de 115%.
- Durante 2022, la Compañía redujo la intensidad de emisiones GEI de alcance 1 y 2 en 25%, de 24 kg CO<sub>2</sub>e/boe a 18 kg CO<sub>2</sub>e/boe.
- Durante 2022, el precio promedio realizado del crudo fue de 72.3 \$/bbl, un 32% mayor que durante 2021. El precio realizado del gas natural durante 2022 fue de 4.0 \$/MMBtu, un 25% mayor que durante 2021.
- Los ingresos totales durante 2022 fueron de 1,143.8 \$MM, un aumento del 75% comparado con 652.2 \$MM durante 2021. El aumento fue impulsado principalmente por el incremento en la producción y mayores precios realizados. Los ingresos por exportaciones durante 2022 fueron de 574.7 \$MM, un 216% mayor que durante 2021.
- El lifting cost por boe fue de 7.5 \$/boe durante 2022, por debajo del lifting cost por boe de 7.6 \$/boe durante 2021, reflejando la implementación de iniciativas de ahorro de costos y la dilución de costos fijos mediante la producción incremental.

- El EBITDA ajustado para 2022 fue de 764.5 \$MM, resultando en un margen de EBITDA ajustado de 67%. Este valor representa un aumento del 101% comparado con el EBITDA ajustado de 380.1 \$MM durante 2021, impulsado por el aumento en los ingresos totales frente al menor costo operativo por boe.
- La utilidad neta ajustada de 2022 fue 371.8 \$MM, comparada con una pérdida neta ajustada de 78.5 \$MM en 2021, mayormente impulsada por un mayor EBITDA ajustado y parcialmente contrarrestado por mayores depreciaciones, agotamiento y amortizaciones, y un mayor impuesto sobre la renta corriente. El EPS ajustado de 2022 fue 4.23 \$/acción, comparado con 0.89 \$/acción en 2021.
- Las inversiones totales en 2022 fueron 540.0 \$MM, de los cuales aproximadamente 361.6 \$MM se invirtieron en los desarrollos shale de la Compañía, 106.7 \$MM en instalaciones, 59.2 \$MM en estudios de G&G, proyectos de IT y otras inversiones de infraestructura, y 12.5 \$MM en el desarrollo de bloques convencionales.
- En 2022, se alcanzó un free cash flow positivo de 197.1 \$ MM <sup>(1)</sup>. El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue 689.7 \$MM, con un flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión de 582.7 \$MM para el año. El flujo neto de efectivo aplicado en actividades de financiamiento fue 177.7 \$MM, principalmente impactado por 195.1 \$MM de amortizaciones de deuda, 34.4 \$MM de pagos de intereses y por 29.3 \$MM destinados al programa de recompra de acciones, y parcialmente contrarrestados por 128.8 \$MM recibidos de préstamos.
- La posición de caja al cierre de 2022 fue de 244.4 \$MM. La deuda financiera bruta alcanzó 549.3 \$MM al final del año, resultando en una deuda neta de 304.9 \$MM y un índice de apalancamiento neto de 0.4x EBITDA ajustado.

(1) Excluye el pago inicial de 90 \$MM a Wintershall en el 1T 2022, relacionado con la adquisición del 50% de participación operada en las concesiones Aguada Federal y Bandurria Norte.

(2) El flujo neto de efectivo aplicado en actividades de financiamiento es la suma de: (i) el flujo de efectivo de las actividades de financiamiento de -143.2 \$MM; (ii) el efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera de -33.1 \$MM; and (iii) la variación del valor de los bonos gubernamentales de -1.4 \$MM.

### **Desarrollos recientes:**

- 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.
- Basándose en esta premisa, su subsidiaria Vista Energy Argentina S.A.U. ("Vista Argentina") ha llegado a un acuerdo de dos fases (la "Operación") comenzando el 1 de marzo de 2023 con Petrolera Aconcagua Energía S.A. ("Aconcagua"), un operador upstream de la cuenca con servicios integrados, centrado en la producción convencional, 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, 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 el titular (las "Concesiones"). Durante la primera fase de la Operación, 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. Vista Argentina y Aconcagua trabajarán conjuntamente con las Provincias de Río Negro y Neuquén para negociar una prórroga de los plazos de las concesiones de explotación y transporte de cada una de las Concesiones, de conformidad con los términos previstos por la normativa vigente en Argentina. 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.

- Para más información, por favor referirse a nuestro Hecho Relevante publicado el 23 de febrero de 2023 en nuestra [página web](#).

#### **Aspectos destacados del 4T 2022:**

- La producción total del 4T 2022 fue de 54,718 boe/d, un aumento del 33% en comparación con la producción total del 4T 2021. La producción de petróleo aumentó 41% año a año a 45,745 bbl/d, impulsado principalmente por el crecimiento en Bajada del Palo Oeste y Aguada Federal.
- En el 4T 2022, la producción shale fue de 41,479 boe/d, impulsada por la conexión de los pads BPO-14 y AF-3, conectados entre septiembre y octubre 2023. La producción shale aumentó 61% vis-à-vis Q4 2021.
- Los ingresos en el 4T 2022 fueron de 308.1 \$MM, un 57% por encima de los 196.0 \$MM de 4T 2021, impulsado principalmente por el aumento de producción y los precios promedio realizados. En el 4T 2022, los ingresos por exportaciones de petróleo y gas fueron de 170.1 \$MM, un incremento del 142% año a año y representando 55% de los ingresos totales. Los ingresos por exportaciones de petróleo fueron de 159.9 \$MM y representaron el 56% de los ingresos de petróleo.
- En el 4T 2022, el precio realizado de petróleo fue 68.9 \$/bbl, un incremento de 14% comparado con el precio realizado de petróleo del 4T 2021.
- El precio realizado de gas natural para el 4T 2022 fue de 4.5 \$/MMBtu, resultando en un aumento de 65% año a año, principalmente impactado por el precio de venta a clientes industriales de 3.0 \$/MMBtu y por el precio de exportaciones a Chile de 8.8 \$/MMBtu.
- El lifting cost fue 7.2 \$/boe en 4T 2022, un 11% por debajo del lifting cost por boe del 4T 2021, reflejando la implementación de iniciativas de ahorro de costos y la dilución de costos fijos mediante la producción incremental.

- El EBITDA ajustado para el 4T 2022 alcanzó 201.7 \$MM, un incremento de 73% por encima de 4T 2021, impulsado por el aumento en ingresos frente a menores costos. Durante el 4T 2022, el margen de EBITDA ajustado fue 65%, 6 p.p. por encima del 4T 2021.
- La utilidad neta ajustada del 4T 2022 fue 171.0 \$MM, comparada con una utilidad neta ajustada de 35.4 \$MM en 4T 2021, mayormente impulsada por un mayor EBITDA ajustado, un impacto positivo de impuesto a las ganancias de 98.4 \$MM, y parcialmente contrarrestado por mayores depreciaciones, agotamiento y amortizaciones. El EPS ajustado de 4T 2022 fue 1.95 \$/acción, comparado con 0.40 \$/acción en 4T 2021.
- En el 4T 2022, las inversiones fueron 145.2 \$MM, reflejando la perforación de ocho pozos y la completación de siete pozos en nuestros proyectos en Vaca Muerta.
- En el 4T 2022, se alcanzó un free cash flow positivo de 57.2 \$MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue 215.4 \$MM, con un flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión de 158.2 \$MM para el trimestre. El flujo neto de efectivo generado por actividades de financiamiento fue 4.5 \$MM, mayormente impactado por 52.6 \$MM de nuevos préstamos, parcialmente contrarrestado por el pago de 30.1 \$MM de amortizaciones de deuda y 5.5 \$MM destinados al programa de recompra de acciones.

## Vista: resultados del año 2022 y del 4<sup>to</sup> trimestre 2022

### Reservas

Las reservas probadas ("P1") al 31 de diciembre de 2022 fueron 251.6 MMboe, un 39% de incremento interanual. Las adiciones a las reservas P1 fueron 87.8 MMboe, con un índice de remplazo de reservas de 495%. Las reservas probadas certificadas de petróleo y gas de Bajada del Palo Oeste, el proyecto insignia de Vista, fueron estimadas en 186.4 MMboe.

La siguiente tabla muestra el detalle de las reservas P1 certificadas:

Reservas probadas por tipo (MMboe)	2022	2021	▲ y/y (MMboe)	▲ y/y (%)
<b>Probadas desarrolladas</b>	<b>86.2</b>	<b>64.7</b>	<b>21.5</b>	<b>33%</b>
Crudo	68.5	48.5	20.0	41%
Gas Natural	17.7	16.2	1.5	9%
<b>Probadas no desarrolladas</b>	<b>165.4</b>	<b>116.9</b>	<b>48.5</b>	<b>42%</b>
Crudo	139.5	98.1	41.4	42%
Gas Natural	25.9	18.8	7.2	38%
<b>Reservas probadas totales</b>	<b>251.6</b>	<b>181.6</b>	<b>70.0</b>	<b>39%</b>

Considerando una producción total de 17.7 MMboe para 2022, la vida de las reservas P1 es 14.2 años, como se muestra en la siguiente tabla:

Reconciliación de reservas probadas	Crudo (MMbbl) <sup>(1)</sup>	Gas Natural (MMboe)	Total (MMboe)
Reservas probadas a Dic-2021	146.6	35.0	181.6
(-) Producción	(14.8)	(2.9)	(17.7)
(+) Adiciones	76.2	11.6	87.8
<b>Reservas probadas a Dic-2022</b>	<b>208.0</b>	<b>43.6</b>	<b>251.6</b>
<b>Índice de remplazo de reservas</b>	<b>515%</b>	<b>395%</b>	<b>495%</b>
Vida de reservas (años)	14.1	14.9	14.2

La tabla a continuación muestra el detalle de las reservas P1 certificadas por concesión:

Reservas netas por concesión	Crudo (MMbbl) <sup>(1)</sup>	Gas Natural (MMboe)	Total (MMboe)
Bajada del Palo Oeste	155.9	30.6	186.4
Aguada Federal	31.5	5.9	37.4
Bajada del Palo Este	6.7	1.8	8.5
Entre Lomas Rio Negro	3.7	2.2	6.0
CS-01	2.9	1.1	4.0
25 de Mayo–Medanito SE	2.8	0.2	3.0
Jagüel de los Machos	2.1	0.6	2.7
Coirón Amargo Norte	0.6	0.2	0.8
Entre Lomas Neuquén	1.1	0.4	1.5

Charco del Palenque	0.6	0.1	0.7
Acambuco	0.1	0.6	0.7
Jarilla Quemada	0.0	0.0	0.0
Bandurria Norte	0.0	0.0	0.0
<b>Total</b>	<b>208.0</b>	<b>43.6</b>	<b>251.6</b>

(1) El petróleo incluye crudo, condensado y gas natural licuado; el gas natural licuado representa menos del 1% de las reservas de la Compañía

### **Bajada del Palo Oeste**

Las reservas P1 estimadas y certificadas de petróleo y gas en Bajada del Palo Oeste fueron 186.4 MMboe al 31 de diciembre de 2022, un incremento del 20% con respecto al final de 2021.

El incremento fue impulsado principalmente por las inversiones en pozos nuevos y sólidos resultados en productividad de pozos. Esto llevó a una adición de 32 locaciones de pozos P1 en el bloque, resultando en un total de 166 locaciones P1. Las adiciones a reservas probadas en el bloque totalizaron 42.9 MMboe.

La Compañía identificó hasta 550 locaciones de pozos nuevos en el bloque y conectó 60 pozos de shale oil desde el comienzo del proyecto en 2018.

### **Aguada Federal**

Las reservas P1 estimadas y certificadas de petróleo y gas en Aguada Federal fueron 37.4 MMboe al 31 de diciembre de 2022. El bloque no tenía reservas P1 certificadas al final de 2021.

El incremento fue impulsado principalmente por las inversiones en pozos nuevos, que resultó en la conexión de 6 nuevos pozos en 2022. Esto llevó a una adición de 40 locaciones de pozos P1 en Aguada Federal.

Vista adquirió el 50% de la participación en el bloque en septiembre de 2021, y el 50% restante de la participación operada en enero 2022. La Compañía identificó hasta 150 locaciones de pozos nuevos en el bloque.

### **México**

Las reservas P1 estimadas y certificadas en el bloque CS-01, ubicado en Tabasco, México, fueron 4.0 MMboe al 31 de diciembre de 2022, disminuyendo desde 4.5 MMboe al final de 2021. El cambio fue impulsado por la producción de 0.2 MMboe en 2022 y la revisión negativa de 0.3 MMboe.

### **Valuación de las reservas P1**

De acuerdo a las regulaciones establecidas por la *Securities Exchange Commission* de los Estados Unidos de Norteamérica (SEC), los flujos de caja netos futuros fueron calculados aplicando los precios actuales de crudo y gas natural (considerando cambios en precio solamente en casos de acuerdos contractuales) a la producción futura estimada de las reservas probadas de crudo y gas natural reportadas a la fecha, menos la estimación

de costos estimados a futuro (basados en costos actuales) a ser incurridos para desarrollar y producir dichas reservas probadas. Los flujos de caja netos futuros luego fueron descontados usando una tasa del 10% anual.

Para activos en Argentina, las reservas probadas certificadas al 31 de diciembre de 2022 se calcularon a un precio de 72.3 \$/bbl para crudo, 31.2 \$/boe para gas natural licuado y 3.9 \$/MMBtu para gas natural, comparados con 54.9 \$/bbl, 26.7 \$/boe y 3.4 \$/MMBtu, respectivamente, al 31 de diciembre de 2021. Dichos precios se asumen constantes para toda la evaluación, de acuerdo con las regulaciones de la SEC.

La estimación de flujos de caja netos futuros, sin descontar y descontados, atribuibles a las reservas probadas y certificadas de las participaciones de Vista en Argentina al 31 de diciembre de 2022, utilizando las regulaciones de la SEC, se resumen debajo:

Flujos de caja netos futuros (Acum. \$MM)	Sin descontar	Descontados al 10% anual
Probadas desarrolladas	2,472.3	1,614.5
Probadas no desarrolladas	3,760.1	1,577.3
<b>Total Probadas</b>	<b>6,232.4</b>	<b>3,191.8</b>

Para el bloque CS-01, las reservas probadas certificadas al 31 de diciembre de 2022 se calcularon a un precio de 80.2 \$/bbl para crudo y 4.7 \$/MMBtu para gas natural. Dichos precios se asumen constantes para toda la evaluación, de acuerdo con las regulaciones de la SEC.

La estimación de flujos de caja netos futuros, sin descontar y descontados, atribuible a las reservas probadas y certificadas de las participaciones de Vista en México al 31 de diciembre de 2022, utilizando las regulaciones de la SEC, se resumen debajo:

Flujos de caja netos futuros (Acum. \$MM)	Sin descontar	Descontados al 10% anual
<b>Total reservas probadas</b>	<b>101.4</b>	<b>49.6</b>

La información incluida en este reporte anual respecto a las cantidades estimadas de reservas probadas se deriva de las estimaciones de las reservas probadas al 31 de diciembre de 2022 de los reportes con fecha 30 de enero de 2023 preparados por DeGolyer and MacNaughton para nuestros bloques ubicados en Argentina y México.

## Producción

### Producción total promedio diaria neta

	4T 2022	3T 2022	3T 2021	▲ y/y	▲ q/q	2022	2021	▲ y/y
<b>Total (boe/d)</b>	<b>54,718</b>	<b>50,669</b>	<b>41,064</b>	<b>33%</b>	<b>8%</b>	<b>48,560</b>	<b>38,845</b>	<b>25%</b>
Petróleo (bbl/d)	45,745	41,909	32,436	41%	9%	40,078	30,359	32%
Gas Natural (MMm <sup>3</sup> /d)	1.35	1.32	1.29	5%	3%	1.28	1.27	0%
NGL (boe/d)	460	462	524	(12)%	(0)%	450	475	(5)%

La producción promedio diaria durante el 4T 2022 fue de 54,718 boe/d, compuesta por 45,745 bbl/d de petróleo, lo que representó el 84% de la producción total, 1.35 MMm<sup>3</sup>/d de gas natural y 460 boe/d de líquidos de gas natural. La producción shale total fue de 41,502 boe/d, de los cuales 80% corresponde a los pozos shale de Bajada del Palo Oeste.

### Producción neta promedio diaria por activo 4T 2022

	Interés	Petróleo (bbl/d)	Gas Natural (MMm <sup>3</sup> /d)	NGL (bbl/d)	Total (boe/d)	% Total promedio día
<b>Concesiones (volúmenes a su participación)</b>		<b>45,745</b>	<b>1.35</b>	<b>460</b>	<b>54,718</b>	<b>100%</b>
Entre Lomas	100%	3,339	0.21	430	5,081	9%
Bajada del Palo Este (convencional)	100%	510	0.03	24	731	1%
Bajada del Palo Oeste (convencional)	100%	530	0.13	-	1,326	2%
Bajada del Palo Este (shale)	100%	2,187	0.01	-	2,263	4%
Bajada del Palo Oeste (shale)	100%	28,890	0.71	-	33,368	61%
Agua Amarga	100%	222	0.00	6	247	0%
25 de Mayo-Medanito	100%	2,213	0.03	-	2,385	4%
Jagüel de los Machos	100%	2,102	0.10	-	2,738	5%
Coirón Amargo Norte	84.6%	167	0.00	-	167	0%
Águila Mora (shale)	90%	-	0.00	-	-	-
Acambuco (no operado)	1.5%	16	0.02	-	137	0%
Aguada Federal (shale)	100%	5,155	0.11	-	5,847	11%
Bandurria Norte (shale)	100%	-	-	-	-	-
CS-01 (México)	100%	413	0.00	-	428	1%
<b>Total producción shale</b>		<b>36,233</b>	<b>0.83</b>	<b>-</b>	<b>41,479</b>	<b>76%</b>
<b>Total producción convencional</b>		<b>9,512</b>	<b>0.52</b>	<b>460</b>	<b>13,240</b>	<b>24%</b>

## Ingresos

### Ingresos totales por producto

Ingresos por producto - en \$MM	4T 2022	3T 2022	4T 2021	▲ y/y	▲ q/q	2022	2021	▲ y/y
<b>Total</b>	<b>308.1</b>	<b>333.6</b>	<b>196.0</b>	<b>57%</b>	<b>(8)%</b>	<b>1,143.8</b>	<b>652.2</b>	<b>75%</b>
Petróleo	285.4	312.0	182.1	57%	(9)%	1,068.0	593.1	80%
<i>Mercado Externo</i>	159.9	175.6	70.5	127%	(9)%	559.6	182.2	207%
<i>Mercado Doméstico</i>	125.5	136.4	111.5	13%	(8)%	508.4	410.9	24%
Gas Natural	21.2	20.1	12.2	73%	5%	70.2	54.3	29%
<i>Mercado Externo</i>	10.8	1.1	-	-	931%	15.2	-	-
<i>Mercado Doméstico</i>	10.3	19.1	12.2	(16)%	(46)%	55.1	54.3	1%
NGL	1.6	1.4	1.67	(6)%	8%	5.6	4.8	16%

### Precios promedio realizados por producto

Producto	4T 2022	3T 2022	4T 2021	▲ y/y	▲ q/q	2022	2021	▲ y/y
Petróleo (\$/bbl)	68.9	76.6	60.6	14%	(10)%	72.3	54.9	32%
<i>Mercado Externo</i>	74.1	90.2	70.9	5%	(18)%	85.2	59.6	43%
<i>Mercado Doméstico</i>	63.3	64.2	55.5	14%	(1)%	62.0	53.1	17%
Gas Natural (\$/MMBtu)	4.5	4.4	2.7	65%	1%	4.0	3.2	25%
<i>Mercado Externo</i>	8.8	9.4	-	-	(6)%	8.0	-	-
<i>Mercado Doméstico</i>	3.0	4.3	2.7	9%	(31)%	3.5	3.2	9%
NGL (\$/tn)	354	380	407	(13)%	(7)%	377	312	21%

### Volúmenes de venta totales por producto

Producto	4T 2022	3T 2022	4T 2021	▲ y/y	▲ q/q	2022	2021	▲ y/y
Petróleo (MMbbl)	4.14 <sup>(1)</sup>	4.07	2.99	39%	2%	14.8	10.8	37%
<i>Mercado Externo</i>	2.16	1.95	1.00	117%	11%	6.6	3.1	115%
<i>Mercado Doméstico</i>	1.98	2.13	1.99	(0)%	(7)%	8.2	7.7	6%
Gas Natural (MMBtu)	4.73	4.55	4.74	(0)%	4%	17.7	17.0	4%
<i>Mercado Externo</i>	1.23	0.11	-	-	995%	1.9	-	-
<i>Mercado Doméstico</i>	3.51	4.44	4.74	(26)%	(21)%	15.8	17.0	(7)%
NGL (Mtn)	4.43	3.62	2.90	53%	22%	15	14	3%

(1) Acumulación de inventario de 0.24 MMbbl, resultando de una producción de 4.21 MMbbl, ventas de 4.14 MMbbl y otros ajustes por 0.16 MMbbl (mayormente debido a ajustes de calidad y producción en tránsito).

Durante el 4T 2022, los ingresos totales fueron de 308.1 \$MM, 57% por encima del 4T 2021 y 8% por debajo del 3T 2022, principalmente impulsados por el aumento en los ingresos por ventas de petróleo. Los ingresos

por exportaciones de petróleo y gas en el 4T 2022 fueron 170.7 \$MM, un incremento interanual de 142% y representando 55% de los ingresos totales.

Los ingresos por ventas de petróleo del 4T 2022 fueron de 285.4 \$MM, representando un 92% de los ingresos totales, 57% por encima comparado con 4T 2021, impulsados principalmente por el aumento de la producción de petróleo shale y mayores precios promedio realizados de petróleo. Durante el 4T 2022 se exportó el 52% del volumen total de petróleo vendido a un precio promedio realizado de 74.1 \$/bbl, mientras que el 48% restante fue vendido en el mercado doméstico a un precio promedio de 67.2 \$/bbl (63.3 \$/bbl neto de costos de transporte por camiones). El precio promedio realizado fue de 68.9 \$/bbl, 14% por encima de 4T 2021 y 10% por debajo de 3T 2022. Los ingresos por exportaciones de petróleo fueron 159.9 \$MM y representaron el 56% de los ingresos por ventas de petróleo.

Los ingresos por ventas de gas natural fueron 21.2 \$MM en el 4T 2022, representado un 7% de los ingresos totales. El precio promedio de las ventas de gas natural en el trimestre fue de 4.5 \$/MMBtu, un 65% mayor al 4T 2021. El Plan Gas representó el 30% de las ventas de gas natural totales, con un precio promedio realizado de 2.8 \$/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 26% de las ventas de gas natural totales fueron exportados a un precio promedio realizado de 8.8 \$/MMBtu.

Los ingresos por ventas de líquidos de gas natural fueron 1.6 \$MM durante el 4T 2022, representando el 1% de las ventas totales. El precio promedio de NGL fue de 354 \$/tn.

## Costos de operación

	4T 2022	3T 2022	4T 2021	▲ y/y	▲ q/q	2022	2021	▲ y/y
<b>Costos Operativos (\$MM)</b>	<b>36.1</b>	<b>34.8</b>	<b>30.3</b>	<b>19%</b>	<b>4%</b>	<b>133.4</b>	<b>107.1</b>	<b>25%</b>
<i>Lifting cost por boe (\$/boe)</i>	<i>7.2</i>	<i>7.5</i>	<i>8.0</i>	<i>(11)%</i>	<i>(4)%</i>	<i>7.5</i>	<i>7.6</i>	<i>(0.5)%</i>

Los costos operativos durante el 4T 2022 fueron de 36.1 \$MM, un 19% por encima año a año. El lifting cost por boe en 4T 2022 disminuyó un 11% año a año a 7.2 \$/boe, reflejando la implementación de iniciativas de ahorro de costos (principalmente el ducto desde Aguada Federal hasta Bajada del Palo Oeste, el cual reduce los costos de transporte del crudo), y la dilución de costos fijos mediante la producción incremental.

## EBITDA ajustado

Reconciliación de EBITDA ajustado (\$MM)	4T 2022	3T 2022	4T 2021	▲ y/y	▲ q/q	2022	2021	▲ y
<b>(Pérdida) / Utilidad neta</b>	<b>75.5</b>	<b>76.7</b>	<b>35.6</b>	<b>39.9</b>	<b>(1.2)</b>	<b>269.5</b>	<b>50.7</b>	<b>219</b>
Impuesto sobre la renta	33.2	54.2	36.2	(3.0)	(21.0)	164.0	102.1	62
Resultados financieros netos	29.8	35.9	10.3	19.5	(6.1)	95.6	57.8	38
<b>Utilidad de Operación</b>	<b>138.5</b>	<b>166.8</b>	<b>82.0</b>	<b>56.5</b>	<b>(28.2)</b>	<b>529.1</b>	<b>210.6</b>	<b>319</b>
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	63.1	66.9	46.9	16.3	(3.8)	234.9	191.3	44
Gastos de reestructuración y reorganización y otros ajustes	-	-	1.6	(1.6)	0.0	0.5	(7.7)	8
Deterioro de activos de larga duración	-	-	(14.0)	14.0	0.0	-	(14.0)	14
<b>EBITDA Ajustado <sup>(1)</sup></b>	<b>201.7</b>	<b>233.7</b>	<b>116.5</b>	<b>85.2</b>	<b>(32.0)</b>	<b>764.5</b>	<b>380.1</b>	<b>384</b>
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%)</i>	65%	70%	59%	+6p.p.	(5)p.p.	67%	58%	+9p.p.

(1) EBITDA ajustado = (Pérdida) / Utilidad neta + Impuesto sobre la renta + Resultados financieros netos + Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones + Gastos de reestructuración y reorganización + Deterioro de activos de larga duración + Otros ajustes.

El EBITDA Ajustado fue de 201.7 \$MM en 4T 2022, un incremento del 73% en comparación con 4T 2021. El EBITDA ajustado fue impulsado por la mayor producción de petróleo a menores niveles de costos, y mayores precios realizados de petróleo y gas. El margen de EBITDA ajustado fue de 65%, 6 p.p. por encima de 4T 2021.

## Utilidad / Pérdida neta Ajustada

Recociliación de Utilidad/Pérdida Neta Ajustada - en \$MM	4T 2022	3T 2022	4T 2021	▲ y	▲ q	2022	2021	▲ y
<b>Utilidad/Pérdida Neta</b>	<b>75.5</b>	<b>76.7</b>	<b>35.6</b>	<b>39.9</b>	<b>(1.2)</b>	<b>269.5</b>	<b>50.7</b>	<b>218.9</b>
<u>Ajustes:</u>						<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	0.0
(+) Impuesto sobre la renta diferido	87.7	(14.3)	21.0	66.7	102.0	71.9	39.7	32.2
(+) Cambios en el valor razonable de los títulos	7.8	17.0	(7.1)	14.9	(9.2)	30.4	2.2	28.2
(+) Deterioro de activos de larga duración	0.0	0.0	(14.0)	14.0	0.0	0.0	(14.0)	14.0
<b>Ajustes a la Utilidad/Pérdida Neta</b>	<b>95.5</b>	<b>2.7</b>	<b>(0.1)</b>	<b>95.6</b>	<b>92.8</b>	<b>102.2</b>	<b>27.8</b>	<b>74.4</b>
<b>Utilidad/Pérdida Neta Ajustada</b>	<b>171.0</b>	<b>79.4</b>	<b>35.4</b>	<b>135.6</b>	<b>91.6</b>	<b>371.8</b>	<b>78.5</b>	<b>293.3</b>
<i>EPS ajustado (\$/acción)</i>	1.95	0.92	0.40	1.6	1.0	<b>4.23</b>	<b>0.89</b>	3.3

En el 4T 2022 la utilidad neta ajustada fue 171.0 \$MM, comparada con una utilidad neta ajustada de 35.4 \$MM en 4T 2021. Este cambio interanual fue impactado por (a) el mayor EBITDA ajustado (201.7 \$MM en 4T 2022 comparado con 116.5 \$MM en 4T 2021), (b) un beneficio del impuesto sobre la renta corriente de 54.6 \$MM en el 4T 2022 comparado a un gasto de 15.2 \$MM en el 4T 2021 <sup>(1)</sup>, (c) ningún gasto de reestructuración y reorganización en el 4T 2022 comparado con un gasto de 1.6 \$MM en el 4T 2021, contrarrestado por (d) mayores depreciaciones, agotamiento y amortizaciones por 63.1 \$MM en 4T 2022 comparado con 46.9 \$MM en 4T 2021 y (e) una pérdida por resultados financieros (neto de los cambios en el valor razonable de los títulos) que alcanzó 22.1 \$MM en 4T 2022, comparado con una pérdida de 17.4 \$MM en 4T 2021 <sup>(2)</sup>.

En octubre de 2022, la asamblea de tenedores de los títulos opcionales emitidos por la Compañía aprobó las modificaciones al acta de emisión y al título global que ampara dichos títulos opcionales. En virtud de lo cual se estableció un mecanismo de ejercicio sin pago de efectivo que permite a los tenedores obtener una acción Serie A representativa del capital social de la Compañía por cada 31 títulos opcionales de los que sean propietarios. Como resultado, se pondrán en circulación un máximo de 3,215,483 acciones, una vez convertidos todos los títulos opcionales. Al 4 de octubre de 2022, el pasivo por títulos opcionales fue cancelado por 32.9 \$MM, monto equivalente a las 3,215,483 acciones serie A.

El EPS ajustado <sup>(3)</sup> de 4T 2022 fue 1.95 \$/acción, comparado con 0.92 \$/acción en 3T 2022 y 0.40 \$/acción en 4T 2021.

(1) El beneficio del impuesto sobre la renta corriente del 4T 2022 incluyó un ajuste positivo por 98.4 \$MM, el cual refleja el impacto del año completo contabilizado en su totalidad en el 4T 2022.

(2) En 4T 2021, los Resultados financieros netos fueron -29.8 \$MM, más los Cambios en el valor razonable de los títulos de 7.8, resultando en -22.1 \$MM.

(3) 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 4T 2022, 3T 2022, 4T 2021, 2022 y 2021 fueron 87,664,094, 86,508,194, 88,473,206, 87,862,531, y 88,242,621, respectivamente.

## Inversiones

Las inversiones totales de Vista durante el 4T 2022 fueron de 145.2 \$MM. Se invirtieron 98.1 \$MM en la perforación y completación de pozos en Vaca Muerta, 2.7 \$MM en la perforación, completación y workovers de pozos convencionales, 30.7 \$MM en instalaciones de superficie (10.4 \$MM en recolección y ductos, 7.3 \$MM en instalaciones de compresión, 3.8 \$MM en instalaciones de tratamiento y 9.2 \$MM en otros proyectos) y 13.7 \$MM en estudios de G&G, proyectos de IT y otras inversiones.

## Resumen financiero

Durante el 4T 2022, la Compañía logró mantener un sólido balance, con una posición de caja al cierre del trimestre de 244.4 \$MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue 215.4 \$MM, un incremento del 55% año a año. Adicionalmente, el flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión fue 158.2 \$MM, principalmente impulsado por la actividad de perforación y completación en Bajada del Palo Oeste y Aguada Federal (ver la sección anterior). Esto resultó en un free cash flow positivo de 57.2 \$MM para el trimestre.

En 4T 2022, el flujo neto de efectivo generado en actividades de financiamiento fue 4.5 \$MM<sup>(1)</sup>, mayormente impactado por 52.6 \$MM de nuevos préstamos, parcialmente contrarrestado por el pago de 30.1 \$MM de amortizaciones de deuda y 5.5 \$MM destinados al programa de recompra de acciones.

La deuda financiera bruta alcanzó 549.3 \$MM al final del trimestre, resultando en una deuda neta de 304.9 \$MM. Al cierre del 4T 2022, el índice de apalancamiento neto disminuyó a 0.4x EBITDA ajustado, desde 0.8x EBITDA ajustado al cierre de 4T 2021.

(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 8.8 \$MM; (ii) el efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera de -4.8 \$MM; and (iii) la variación del valor de los bonos gubernamentales de 0.4 \$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	9.5	Bullet a su vencimiento	3.50%	USD	BCBA Argentina
ON clase VI	Vista Energy Argentina S.A.U.	12/04/20	04/12/24	10.0	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	12/06/26	39.1	Bullet a su vencimiento	0.00%	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.

## **Ambiental, Social y Gobernanza (ASG)**

Durante 2022, Vista hizo un progreso sólido en todos los frentes de ASG.

### **Ambiental**

- La Compañía registró una intensidad de emisiones de gases de efecto invernadero GEI de 18 kg CO<sub>2</sub>e/boe para el año, una reducción de 25% año a año. En el 4T 2022, dicha intensidad fue 14 kgCO<sub>2</sub>e/boe <sup>(1)</sup>.
- Vista firmó un acuerdo de compra de energía renovable, el cual se proyecta que abastecerá 20% de las necesidades eléctricas de la Compañía en 2023, al tiempo que se planea incrementar gradualmente dicho porcentaje a futuro.
- Vista se encuentra actualmente ejecutando los primeros 4 proyectos de Nature Based Solutions en 6 provincias (Corrientes, Santa Fe, Córdoba, Buenos Aires, Río Negro y Salta). Los proyectos son operados por Aike, una subsidiaria de Vista, integrada por expertos locales, y creada para diseñar, administrar y ejecutar los proyectos de compensaciones de carbono.

### **Social**

- El índice de incidentes registrables (TRIR por sus siglas en inglés) para el año 2022 fue menor a 1 por tercer año consecutivo.
- Se registró buen progreso en las iniciativas de género, a través de la contratación, el desarrollo de talento femenino, y el lanzamiento de nuevas políticas y talleres para aumentar el conocimiento de sus empleados en dichos temas.
- Vista implementó el *Social Management System* para dar soporte al rendimiento social de la Compañía (auditado externamente y siguiendo los estándares IFC).

### **Gobernanza**

- Vista fortaleció la gobernanza lanzando políticas relacionadas a la ética laboral e incrementando las horas de entrenamiento al personal relacionadas con dichos temas.
- Se implementó un procedimiento de mecanismo público de quejas y se añadió un enlace en la página web de Vista para recibir comentarios de las comunidades y otros grupos de interés.

(1) Emisiones de alcance 1 y 2

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

### Información Histórica Operativa

Producción diaria promedio trimestral por concesión, total y por producto

	4T 2022	3T 2022	2T 2022	1T 2022	4T 2021	2022	2021
<b>Producción total por concesión (boe/d)</b>	<b>54,718</b>	<b>50,669</b>	<b>44,825</b>	<b>43,900</b>	<b>41,064</b>	<b>48,560</b>	<b>38,845</b>
Entre Lomas	5,081	5,395	4,688	4,698	5,214	4,968	5,231
Bajada del Palo Este (convencional)	731	741	807	867	967	786	907
Bajada del Palo Oeste (convencional)	1,326	1,665	1,733	1,849	2,115	1,642	2,378
Bajada del Palo Este (shale)	2,263	2,314	2,674	681	0	2,154	0
Bajada del Palo Oeste (shale)	33,368	30,104	27,996	28,065	25,262	29,730	23,225
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	247	247	213	395	458	275	460
25 de Mayo-Medanito	2,385	2,530	2,478	2,503	2,540	2,474	2,624
Jagüel de los Machos	2,738	2,866	2,928	3,109	3,151	2,909	3,114
Coirón Amargo Norte	167	218	257	234	232	219	264
Águila Mora (shale)	0	0	0	0	0	0	0
Acambuco	137	141	145	148	151	143	156
Coirón Amargo Sur Oeste	0	0	0	0	0	0	18
Aguada Federal (shale)	5,847	3,927	397	915	436	2,787	110
CS-01	428	521	509	436	538	473	266
A-10	0	0	0	0	0	0	84
TM-01	0	0	0	0	0	0	7
<b>Producción de petróleo crudo por concesión (boe/d)<sup>(1)</sup></b>	<b>45,745</b>	<b>41,909</b>	<b>36,899</b>	<b>35,638</b>	<b>32,436</b>	<b>40,078</b>	<b>30,359</b>
Entre Lomas	3,339	3,428	3,237	3,305	3,448	3,328	3,433
Bajada del Palo Este (convencional)	510	421	395	416	437	436	418
Bajada del Palo Oeste (convencional)	530	570	606	596	620	575	628
Bajada del Palo Este (shale)	2,187	2,176	2,483	651	0	2,075	0
Bajada del Palo Oeste (shale)	28,890	26,426	24,350	24,321	21,756	25,812	20,219
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	222	220	164	226	243	208	243
25 de Mayo-Medanito	2,213	2,243	2,306	2,325	2,372	2,272	2,410
Jagüel de los Machos	2,102	2,177	2,252	2,363	2,400	2,222	2,348
Coirón Amargo Norte	167	213	243	223	231	211	261
Águila Mora (shale)	0	0	0	0	0	0	0
Acambuco	16	16	17	17	17	16	19
Coirón Amargo Sur Oeste	0	0	0	0	0	0	16
Aguada Federal (shale)	5,155	3,518	347	777	391	2,464	99
CS-01	413	502	498	419	523	458	259
A-10	0	0	0	0	0	0	0
TM-01	0	0	0	0	0	0	7
<b>Producción de gas natural por concesión (boe/d)<sup>(2)</sup></b>	<b>8,513</b>	<b>8,298</b>	<b>7,500</b>	<b>7,811</b>	<b>8,103</b>	<b>8,032</b>	<b>8,010</b>
Entre Lomas	1,312	1,541	1,066	991	1,313	1,229	1,385
Bajada del Palo Este (convencional)	198	290	376	410	471	318	438
Bajada del Palo Oeste (convencional)	796	1,095	1,126	1,253	1,496	1,066	1,750
Bajada del Palo Este (shale)	76	139	192	31	0	79	0
Bajada del Palo Oeste (shale)	4,478	3,678	3,646	3,743	3,506	3,918	3,007
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	19	21	42	161	203	60	207
25 de Mayo-Medanito	171	288	172	177	168	202	215
Jagüel de los Machos	637	690	677	746	751	687	766
Coirón Amargo Norte	0	6	14	11	1	8	3

Águila Mora (shale)	0	0	0	0	0	0	0
Acambuco	121	125	128	132	134	126	137
Coirón Amargo Sur Oeste	0	0	0	0	0	0	1
Aguada Federal (shale)	692	408	50	139	45	323	11
CS-01	15	18	11	17	15	15	7
A-10	0	0	0	0	0	0	84
TM-01	0	0	0	0	0	0	0
<b>Producción de NGL por concesión (boe/d)</b>	<b>460</b>	<b>462</b>	<b>426</b>	<b>452</b>	<b>524</b>	<b>450</b>	<b>475</b>
Entre Lomas	430	426	385	402	454	411	413
Bajada del Palo Este (convencional)	24	30	36	41	59	32	51
Bajada del Palo Oeste (convencional)	0	0	0	0	0	0	0
Bajada del Palo Este (shale)	0	0	0	0	0	0	0
Bajada del Palo Oeste (shale)	0	0	0	0	0	0	0
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	6	6	6	9	12	7	10

Notas:

(1) Acambuco incluye condensado.

(2) Excluye gas natural consumido, venteado o reinyectado

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

### Concesiones de petróleo y gas

Concesiones	WI (%)	Operado / No Operado	Año fin de concesión	Objetivo	Cuenca	País
Entre Lomas Neuquén <sup>(1)</sup>	100%	Operado	2026	Convencional	Neuquina	Argentina
Entre Lomas Río Negro <sup>(1)</sup>	100%	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>	100%	Operado	2034	Convencional	Neuquina	Argentina
Jarilla Quemada <sup>(1)</sup>	100%	Operado	2040	Convencional	Neuquina	Argentina
25 de Mayo-Medanito <sup>(1)</sup>	100%	Operado	2026	Convencional	Neuquina	Argentina
Jagüel de los Machos <sup>(1)</sup>	100%	Operado	2025	Convencional	Neuquina	Argentina
Coirón Amargo Norte	84.6%	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	1.5%	No operado	2036 / 2040	Convencional	Noroeste	Argentina
CS-01	100%	Operado	2047	Convencional	Del Sureste	México

(1) Concesiones vendidas, efectivo desde el 1 de marzo de 2023.

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

### Volúmenes de ventas exportados e ingresos por exportaciones histórica

Exportaciones de crudo	4T-22	3T-22	2T-22	1T-22	4T-21	3T-21	2T-21	1T-21	4T-20	3T-20	2T-20	1T-20
Volumen de ventas (Mbbbl)	2156.6	1946.9	1475.7	988.2	995.6	498.1	472.0	1088.7	300.4	1382.0	1108.2	-
Ingresos (\$MM)	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	4T-22	3T-22	2T-22	1T-22	4T-21	3T-21	2T-21	1T-21	4T-20	3T-20	2T-20	1T-20
Volumen de ventas (MMBtu)	1.2	0.1	0.1	0.4	0.0	-	-	-	-	-	-	-
Ingresos (\$MM)	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

Nombre del pozo	Número de pad	Horizonte de navegación	Longitud lateral (mts)	Etapas totales
2101	BPE-1	La Cocina	2,372	49
2103	BPE-1	La Cocina	2,081	43

### 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

### 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	4T 2022	3T 2022	2T 2022	1T 2022	4T 2021	2022	2021
<b>Ingresos totales</b>	<b>308,105</b>	<b>333,573</b>	<b>294,293</b>	<b>207,920</b>	<b>196,004</b>	<b>1,143,820</b>	<b>652,187</b>
Petróleo	285,365	311,986	277,017	193,629	182,088	1,067,997	593,060
Gas Natural	21,171	20,138	15,908	13,020	12,244	70,237	54,301
NGL y otros	1,569	1,449	1,368	1,271	1,672	5,586	4,826
<b>Costo de ventas</b>	<b>(133,949)</b>	<b>(145,405)</b>	<b>(130,096)</b>	<b>(104,183)</b>	<b>(104,417)</b>	<b>(513,584)</b>	<b>(385,582)</b>
Costo de la operación	(36,113)	(34,753)	(31,729)	(30,839)	(30,311)	(133,385)	(107,123)
Fluctuación del inventario del crudo	4,722	(4,571)	(3,306)	2,655	(1,362)	(500)	(905)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(63,148)	(66,910)	(57,982)	(46,822)	(46,886)	(234,862)	(191,313)
Regalías	(39,410)	(39,171)	(37,079)	(29,177)	(25,858)	(144,837)	(86,241)
<b>Utilidad bruta</b>	<b>174,156</b>	<b>188,168</b>	<b>164,197</b>	<b>103,737</b>	<b>91,587</b>	<b>630,236</b>	<b>266,605</b>
Gastos comerciales	(18,847)	(14,047)	(14,444)	(12,566)	(11,865)	(59,904)	(42,748)
Gastos de administración	(19,615)	(15,860)	(15,888)	(12,463)	(14,764)	(63,826)	(45,858)
Gastos de exploración	(169)	(175)	(187)	(205)	(124)	(736)	(561)
Otros ingresos operativos	3,715	9,241	10,955	2,765	5,477	26,698	23,285
Otros gastos operativos	(715)	(564)	(782)	(1,260)	(2,317)	(3,321)	(4,214)
Deterioro de activos de larga duración	-	-	-	-	14,044	-	14,044
<b>Utilidad (pérdida) de la operación</b>	<b>138,525</b>	<b>166,763</b>	<b>143,851</b>	<b>80,008</b>	<b>82,038</b>	<b>529,147</b>	<b>210,553</b>
Ingresos por intereses	425	294	74	16	23	809	65
Gastos por intereses	(6,545)	(6,744)	(7,365)	(8,232)	(9,330)	(28,886)	(50,660)
Otros resultados financieros	(23,729)	(29,453)	14,575	(28,949)	(1,013)	(67,556)	(7,194)
<b>Resultados financieros netos</b>	<b>(29,849)</b>	<b>(35,903)</b>	<b>7,284</b>	<b>(37,165)</b>	<b>(10,320)</b>	<b>(95,633)</b>	<b>(57,789)</b>
<b>Utilidad / (Pérdida) antes de impuestos</b>	<b>108,676</b>	<b>130,860</b>	<b>151,135</b>	<b>42,843</b>	<b>71,718</b>	<b>433,514</b>	<b>152,764</b>
(Gasto)/Beneficio Impuesto sobre la renta corriente	54,560	(68,457)	(51,633)	(26,559)	(15,162)	(92,089)	(62,419)
(Gasto)/Beneficio Impuesto sobre la renta diferido	(87,732)	14,258	2,334	(750)	(21,001)	(71,890)	(39,695)
<b>(Gasto)/Beneficio de impuesto</b>	<b>(33,172)</b>	<b>(54,199)</b>	<b>(49,299)</b>	<b>(27,309)</b>	<b>(36,163)</b>	<b>(163,979)</b>	<b>(102,114)</b>
<b>Utilidad / (Pérdida) neta del período</b>	<b>75,504</b>	<b>76,661</b>	<b>101,836</b>	<b>15,534</b>	<b>35,555</b>	<b>269,535</b>	<b>50,650</b>
<b>Reconciliación de EBITDA Ajustado (\$M)</b>	<b>4T 2022</b>	<b>3T 2022</b>	<b>2T 2022</b>	<b>1T 2022</b>	<b>4T 2021</b>	<b>2022</b>	<b>2021</b>
<b>(Pérdida) / Utilidad neta</b>	<b>75,504</b>	<b>76,661</b>	<b>101,836</b>	<b>15,534</b>	<b>35,555</b>	<b>269,535</b>	<b>50,650</b>
(+) Impuesto sobre la renta	33,172	54,199	49,299	27,309	36,163	163,979	102,114
(+) Resultados financieros netos	29,849	35,903	(7,284)	37,165	10,320	95,633	57,789
<b>Utilidad (pérdida) de Operación</b>	<b>138,525</b>	<b>166,763</b>	<b>143,851</b>	<b>80,008</b>	<b>82,038</b>	<b>529,147</b>	<b>210,553</b>
(+) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	63,148	66,910	57,982	46,822	46,886	234,862	191,313
(+) Gastos de reestructuración y reorganización y otros	-	-	259	272	1,619	531	(7,715)
(+) Deterioro de activos de larga duración	-	-	-	-	(14,044)	-	(14,044)
<b>EBITDA Ajustado<sup>(1)</sup></b>	<b>201,673</b>	<b>233,673</b>	<b>202,092</b>	<b>127,102</b>	<b>116,497</b>	<b>764,540</b>	<b>380,107</b>
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%)</i>	<i>65%</i>	<i>70%</i>	<i>69%</i>	<i>61%</i>	<i>59%</i>	<i>67%</i>	<i>58%</i>

	4T 2022	3T 2022	2T 2022	1T 2022	4T 2021	2022	2021
<b>Costos Operativos Totales (\$MM)</b>	<b>36.1</b>	<b>34.8</b>	<b>31.7</b>	<b>30.8</b>	<b>30.3</b>	<b>133.4</b>	<b>107.1</b>
<i>Lifting cost por boe total (\$/boe)</i>	7.2	7.5	7.8	7.8	8.0	7.5	7.6

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

### Utilidad/Pérdida neta ajustada histórica

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

Reconciliación de Utilidad/Pérdida Neta Ajustada (\$M)	4T-22	3T-22	2T-22	1T-22	4T-21	3T-21	2T-21	1T-21
<b>Utilidad/Pérdida Neta</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	87,732	(14,258)	(2,334)	750	21,001	6,005	10,679	2,010
(+) Cambios en el valor razonable de los diotítulos	7,762	16,999	(17,188)	22,777	(7,096)	7,927	1,283	69
(-) Deterioro de activos de larga duración	-	-	-	-	(14,044)	-	-	-
<b>Ajustes a la Utilidad/Pérdida Neta</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>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>

Reconciliación de Utilidad/Pérdida Neta Ajustada (\$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 diotítulos	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	-	-	-	-	-	-
<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>

Reconciliación de Utilidad/Pérdida Neta Ajustada (\$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	-	-	-	-
<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 diciembre 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Propiedad, planta y equipos	1,606,339	1,223,982
Crédito Mercantil	28,288	28,416
Otros activos intangibles	6,792	3,878
Activos por derecho de uso	26,228	26,454
Inversiones en asociadas	6,443	2,977
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	15,864	20,210
Activos por impuestos diferidos	335	2,771
<b>Total Activos No Corrientes</b>	<b>1,690,289</b>	<b>1,308,688</b>
Inventarios	12,899	13,961
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	90,406	46,096
Caja, bancos e inversiones corrientes	244,385	315,013
<b>Total Activos Corrientes</b>	<b>347,690</b>	<b>375,070</b>
<b>Total Activos</b>	<b>2,037,979</b>	<b>1,683,758</b>
Pasivos por impuestos diferidos	243,411	175,420
Pasivos por arrendamiento	20,644	19,408
Provisiones	31,668	29,657
Préstamos	477,601	447,751
Títulos opcionales	0	2,544
Beneficios a empleados	12,251	7,822
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	0	50,159
<b>Total Pasivos No corrientes</b>	<b>785,575</b>	<b>732,761</b>
Provisiones	2,848	2,880
Pasivos por arrendamiento	8,550	7,666
Préstamos	71,731	163,222
Salarios y contribuciones sociales	25,120	17,491
Impuesto sobre la renta	58,770	44,625
Otros impuestos y regalías	20,312	11,372
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	221,013	138,482
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>408,344</b>	<b>385,738</b>
<b>Total Pasivos</b>	<b>1,193,919</b>	<b>1,118,499</b>
<b>Total Capital Contable</b>	<b>844,060</b>	<b>565,259</b>
<b>Total Capital Contable y Pasivos</b>	<b>2,037,979</b>	<b>1,683,758</b>

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

### Estado de Resultados

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2022	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2021	Para el año 2022	Para el año 2021
<b>Ingreso por ventas a clientes</b>	<b>308,105</b>	<b>196,004</b>	<b>1,143,820</b>	<b>652,187</b>
Ingresos por ventas de petróleo crudo	285,365	182,088	1,067,997	593,060
Ingresos por ventas de gas natural	21,171	12,244	70,237	54,301
Ingresos por ventas de GLP	1,569	1,672	5,586	4,826
<b>Costo de ventas</b>	<b>(133,949)</b>	<b>(104,417)</b>	<b>(513,584)</b>	<b>(385,582)</b>
Costos de operación	(36,113)	(30,311)	(133,385)	(107,123)
Fluctuación del inventario de crudo	4,722	(1,362)	(500)	(905)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(63,148)	(46,886)	(234,862)	(191,313)
Regalías	(39,410)	(25,858)	(144,837)	(86,241)
<b>Utilidad bruta</b>	<b>174,156</b>	<b>91,587</b>	<b>630,236</b>	<b>266,605</b>
Gastos de ventas	(18,847)	(11,865)	(59,904)	(42,748)
Gastos generales y de administración	(19,615)	(14,764)	(63,826)	(45,858)
Gastos de exploración	(169)	(124)	(736)	(561)
Otros ingresos operativos	3,715	5,477	26,698	23,285
Otros gastos operativos	(715)	(2,317)	(3,321)	(4,214)
Reversión de activos de larga duración	-	14,044	-	14,044
<b>Utilidad de operación</b>	<b>138,525</b>	<b>82,038</b>	<b>529,147</b>	<b>210,553</b>
Ingresos por intereses	425	23	809	65
Gastos por intereses	(6,545)	(9,330)	(28,886)	(50,660)
Otros resultados financieros	(23,729)	(1,013)	(67,556)	(7,194)
<b>Resultados financieros netos</b>	<b>(29,849)</b>	<b>(10,320)</b>	<b>(95,633)</b>	<b>(57,789)</b>
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	<b>108,676</b>	<b>71,718</b>	<b>433,514</b>	<b>152,764</b>
Beneficio (gasto) por impuesto sobre la renta corriente	54,560	(15,162)	(92,089)	(62,419)
(Gasto) por impuesto sobre la renta diferido	(87,732)	(21,001)	(71,890)	(39,695)
<b>(Gasto) por impuesto sobre la renta</b>	<b>(33,172)</b>	<b>(36,163)</b>	<b>(163,979)</b>	<b>(102,114)</b>
<b>Utilidad neta del período</b>	<b>75,504</b>	<b>35,555</b>	<b>269,535</b>	<b>50,650</b>
Otros resultados integrales	(633)	(951)	(2,718)	(2,465)
<b>Total utilidad integral del período</b>	<b>74,871</b>	<b>34,604</b>	<b>266,817</b>	<b>48,185</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 octubre y el 31 de diciembre de 2022	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2021	Para el año 2022	Para el año 2021
<b>Flujos de efectivo de las actividades de operación</b>				
Utilidad neta del período / año	75,504	35,555	269,535	50,650
<b>Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo</b>				
<b>Partidas relacionadas con actividades de operación:</b>				
Constitución (reversión) de reserva por pérdidas crediticias esperadas	-	406	(36)	406
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	6,597	(3,587)	(33,263)	(14,328)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos	619	738	2,444	2,546
Incremento neto en provisiones	715	698	2,790	1,930
Gastos por intereses de arrendamiento	360	324	1,925	1,079
Descuento de activos y pasivos a valor presente	(2,229)	4,958	2,561	2,300
Pagos basados en acciones	4,800	2,494	16,576	10,592
Beneficios a empleados	143	84	502	247
Gastos por impuesto sobre la renta	33,172	36,163	163,979	102,114
<b>Partidas relacionadas con actividades de inversión:</b>				
Depreciaciones y agotamientos	62,376	46,076	231,746	187,858
Amortización de activos intangibles	772	810	3,116	3,455
(Reversión) / Deterioro de activos de larga duración	-	(14,044)	-	(14,044)
Ingresos por intereses	(425)	(23)	(809)	(65)
Ganancia por acuerdo de <i>farmout</i>	-	(4,525)	(18,218)	(9,050)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	(528)	1,198	17,599	(5,061)
Ganancia por baja de activos	-	-	-	(9,999)
<b>Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:</b>				
Gastos por intereses	6,545	9,330	28,886	50,660
Cambios en el valor razonable de títulos opcionales	7,762	(7,096)	30,350	2,182
Costo amortizado	827	630	2,365	4,164

Revaluación de préstamos	15,148	7,144	52,817	19,163
Otros resultados financieros	2,515		2,515	-
<b>Cambios en activos y pasivos operativos:</b>				
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	9,696	18,706	(46,272)	7,472
Inventarios	(4,722)	1,362	500	908
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	18,978	(2,528)	40,183	16,209
Pagos de beneficios a empleados	(68)	(64)	(254)	(399)
Salarios y contribuciones sociales	5,289	4,480	2,877	3,929
Otros impuestos y regalías	(15,569)	1,926	(8,024)	(7,311)
Provisiones	(510)	(1,501)	(2,265)	(1,918)
Pago de impuesto sobre la renta	(12,397)	(866)	(74,354)	(4,296)
<b>Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas</b>	<b>215,370</b>	<b>138,848</b>	<b>689,771</b>	<b>401,393</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de inversión:</b>				
Pagos por adquisiciones de propiedad, planta y equipos	(148,613)	(79,656)	(479,361)	(321,285)
Pagos por adquisición de activos AFBN	(6,250)	-	(115,000)	6,203
Pagos recibidos por acuerdo de farmout	-	5,000	20,000	-
Pagos por adquisiciones de otros activos intangibles	(3,374)	(502)	(6,030)	(1,612)
Procedentes de bajas de propiedad minera	-	-	-	-
Pagos por adquisiciones de inversiones en asociadas	(744)	(900)	(3,466)	(2,977)
Efectivo recibido por la adquisición de activos AFBN	-	-	-	-
Cobros procedentes de intereses	425	23	809	65
Procedentes de bajas de otros activos financieros	336	-	336	-
<b>Flujos netos de efectivo (aplicados en) actividades de inversión</b>	<b>(158,220)</b>	<b>(76,035)</b>	<b>(582,712)</b>	<b>(319,606)</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:</b>				
Préstamos recibidos	52,618	-	128,788	358,093
Pago de costos de emisión de préstamos	(1,086)	-	(1,670)	(3,326)
Pago de capital de los préstamos	(30,096)	(1,593)	(195,091)	(284,695)
Pago de intereses de los préstamos	(4,238)	(3,748)	(34,430)	(54,636)

	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2022	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2021	Para el año 2022	Para el año 2021
Pago de arrendamientos	(2,892)	(2,788)	(11,494)	(8,911)
Recompra de acciones	(5,500)	-	(29,304)	-
<b>Flujos netos de efectivo generados por (aplicados en) actividades de financiamiento</b>	<b>8,806</b>	<b>(8,129)</b>	<b>(143,201)</b>	<b>6,525</b>
<b>Aumento (disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo</b>	<b>65,956</b>	<b>54,684</b>	<b>(36,142)</b>	<b>88,312</b>
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del período	180,793	261,424	311,217	201,314
Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera	(4,793)	(4,891)	(33,119)	(2,559)
Aumento (disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo	65,956	54,684	(36,142)	112,462
<b>Efectivo y equivalente de efectivo al cierre del período</b>	<b>241,956</b>	<b>311,217</b>	<b>241,956</b>	<b>311,217</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
- ASG: Ambiental, social y gobernanza
- 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
- CO<sub>2</sub>e: dióxido de carbono
- 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.
- GNC: Gas natural comprimido
- 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 + Gastos de reestructuración y reorganización + 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.
- Reservas: La información incluida en este reporte anual respecto a las cantidades estimadas de Reservas Probadas se deriva de las estimaciones de las Reservas Probadas al 31 de diciembre de 2022. Las estimaciones de Reservas Probadas se derivan del reporte de fecha 30 de enero de 2023 preparado por DeGolyer and MacNaughton Corp. ("D&M"), para los bloques ubicados en Argentina y México. D&M es un consultor independiente ingeniero en reservas. El Reporte de Reservas de 2022 preparado por D&M se realizó con base en la información proporcionada por la Compañía y presenta una valuación al 31 de diciembre de 2022 de las reservas de petróleo y gas ubicadas en Entre Lomas Río Negro, Entre Lomas Neuquén, Bajada del Palo Oeste, Bajada de Palo Este, Charco del Palenque, Jarilla Quemada, Coirón Amargo Norte, Acambuco, Jagüel de los Machos, 25 de Mayo-Medanito, Aguada Federal y Bandurria Norte en Argentina, y en el bloque CS-01 en México.
- Índice de reemplazo de reservas: calculado como las reservas probadas dividido la producción anual.
- Índice de vida de las reservas: calculado como las adiciones dividido la producción anual.
- 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 + 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