

2023

Resultados del 2^{do} trimestre

Ciudad de México, 13 de julio de 2023

NYSE: VIST

BMV: VISTA



Vista: resultados del segundo trimestre de 2023

13 de julio 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 30 de junio de 2023.

Aspectos destacados del 2T 2023:

- La producción total del 2T 2023 fue de 46,557 boe/d, un aumento de 4% en comparación con la producción total del 2T 2022. La producción de petróleo aumentó 6% año a año a 39,217 bbl/d, impulsada principalmente por el crecimiento de la producción en los proyectos shale oil. En una base pro forma, ajustando por la producción de los activos transferidos ⁽¹⁾ el 1 de marzo de 2023, la producción incrementó 20% año a año. La producción total del 2T 2023 disminuyó 11% comparada al 1T 2023, principalmente impactada por: (i) la transacción ⁽¹⁾ efectiva al 1 de marzo de 2023, la cual resultó en 5.5 Mboe/d de menor producción durante el 2T 2023; (ii) la capacidad de evacuación por oleoductos que limitaba el crecimiento de la producción de Vista, la cual fue desbloqueada en junio cuando la Compañía comenzó a exportar petróleo a Chile a través de la capacidad existente en Oldelval y del oleoducto OTASA-OTC, a una tasa de aproximadamente 4,700 bbl/d, por un total de 152 Mbbl durante el 2T 2023; y (iii) el foco de la Compañía en los pilotos en Águila Mora y Bajada del Palo Este, la cual llevó a una menor cantidad de pozos conectados en comparación a un trimestre promedio.
- Los ingresos en el 2T 2023 fueron de 231.0 \$MM, un 22% por debajo de los 294.3 \$MM de 2T 2022, impulsado principalmente por un menor volumen de ventas y menores precios realizados de petróleo. Los ingresos por exportaciones de petróleo y gas en el 2T 2023 fueron 112.1 \$MM y representaron 49% de los ingresos totales. Los ingresos por exportaciones de petróleo fueron de 108.6 \$MM y representaron el 51% de los ingresos de petróleo. Los menores volúmenes de venta de petróleo fueron impulsados por la normalización de los inventarios luego de niveles bajos en el trimestre anterior, lo cual, combinado con el redireccionamiento de la producción de petróleo hacia Chile, llevó a menores volúmenes disponibles en la terminal para exportaciones desde el Atlántico. Esto generó un retraso en la carga de un buque de petróleo (de aproximadamente 470 Mbbl), que la Compañía había planeado originalmente para junio, para la primera semana de julio, reduciendo la cantidad de buques de petróleo exportados desde el Atlántico durante el 2T 2023 de cuatro a tres, y por lo tanto reduciendo los ingresos totales del trimestre.
- En el 2T 2023, el precio realizado de petróleo fue 64.3 \$/bbl, una disminución de 18% comparado con el precio realizado de petróleo del 2T 2022, y una disminución de 3% comparado con el 1T 2023.
- El precio realizado de gas natural para el 2T 2023 fue de 3.9 \$/MMBtu, resultando en un aumento de 1% año a año y una disminución de 16% en comparación con el 1T 2023.

- El lifting cost fue 4.8 \$/boe en 2T 2023, un 38% por debajo del lifting cost por boe del 2T 2022, y una disminución de 25% vis-à-vis el 1T 2023, impulsado por los beneficios generados por la transacción para incrementar el foco en las operaciones de shale oil de la Compañía a partir del 1 de marzo de 2023 ⁽¹⁾.
- El EBITDA ajustado para el 2T 2023 alcanzó 151.8 \$MM, una disminución de 25% por encima de 2T 2022, impactado por: (i) la disminución de ingresos (principalmente debido al retraso de un buque de petróleo de junio a julio, como se explicó previamente), (ii) el no haber conectado ningún pad bajo el acuerdo de inversión con Trafigura (vis-à-vis 2 pads conectados por un total de 10 \$MM en el 2T 2022), y (iii) parcialmente contrarrestado por menores lifting costs. El margen de EBITDA ajustado fue 66%, 3 p.p. por debajo del 2T 2022.
- La utilidad neta ajustada del 2T 2023 fue 57.3 \$MM, comparada con una utilidad neta ajustada de 82.3 \$MM en 2T 2022, mayormente impulsada por un menor EBITDA ajustado, una mayor pérdida por resultados financieros (neta de los cambios en el valor razonable de los títulos opcionales), y parcialmente contrarrestada por un menor impuesto corriente sobre la renta. El EPS ajustado de 2T 2023 fue 0.61 \$/acción, comparado con 0.93 \$/acción en 2T 2022.
- En el 2T 2023, las inversiones fueron 179.2 \$MM, mayormente impulsadas por la perforación de diez pozos y la completación de cinco pozos en Bajada del Palo Oeste. Esto refleja el buen progreso en la actividad de perforación y completación de tres pads de cuatro pozos en Bajada del Palo Oeste, planeados para conectar durante el 3T 2023. Las inversiones del 2T 2023 también incluyen la ejecución de proyectos de instalaciones de superficie clave.
- Durante el 2T 2023, la Compañía finalizó sus proyectos piloto en Bajada del Palo Este y Águila Mora, con la conexión del pozo BPE-2202h en Bajada del Palo Este, y la conexión de los pozos AM-1011h y AM-1012h en Águila Mora. En base a los resultados exitosos de dichos pozos, la Compañía ha estimado un inventario de hasta 100 pozos listos para perforar en Águila Mora y ha reconfirmado la adición de hasta 150 pozos listos para perforar al inventario de Bajada del Palo Este. Los resultados también han permitido a la Compañía validar su modelo geológico de Coirón Amargo Norte, agregando hasta 50 pozos listos para perforar al inventario de dicho bloque. Por lo tanto, la Compañía ha incrementado su inventario a 1,150 pozos.

- En el 2T 2023, se registró un free cash flow negativo de 85.1 \$MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue 89.3 \$MM, una disminución de 46% año a año, mayormente impactada por el menor EBITDA ajustado, el pago anual del Impuesto a las Ganancias de 36.4 \$MM, un cambio en el capital de trabajo de 16.7 \$MM y anticipos a Oldelval de 5.1 \$MM para reservar capacidad en el proyecto de expansión de su oleoducto. El flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión fue 174.4 \$MM, mayormente impactado por las inversiones descritas previamente. El flujo neto de efectivo aplicado en actividades de financiamiento fue 42.6 \$MM, mayormente impactado por el pago de una cuota del préstamo sindicado de la Compañía por 22.5 \$MM, el pago de arrendamientos bajo la norma IFRS-16 por 10.2 \$MM, y parcialmente contrarrestado por el ingreso de 13.5 \$MM de nuevos préstamos.

(1) Transacción con el objeto de transferir ciertos activos convencionales (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: resultados del 2^{do} trimestre 2023

Producción

Producción total promedio diaria neta

	2T 2023	1T 2023	2T 2022	▲ y/y	▲ q/q
Total (boe/d)	46,557	52,207	44,825	4%	(11)%
Petróleo (bbl/d)	39,217	44,048	36,899	6%	(11)%
Gas Natural (MMm ³ /d)	1.08	1.23	1.19	(10)%	(12)%
NGL (boe/d)	553	407	426	30%	36%

La producción promedio diaria durante el 2T 2023 fue de 46,557 boe/d, compuesta por 39,217 bbl/d de petróleo, lo que representó el 84% de la producción total, 1.08 MMm³/d de gas natural y 553 boe/d de NGL. La producción shale total fue de 39,247 boe/d, un incremento interanual de 26%, de los cuales 72% corresponde a los pozos shale de Bajada del Palo Oeste.

La producción total del 2T 2023 aumentó 4% año a año, impulsada principalmente por el crecimiento de la producción en los proyectos shale oil. La producción total del 2T 2023 disminuyó 11% comparada al 1T 2023, principalmente impactada por: (i) la transacción efectiva al 1 de marzo de 2023, la cual resultó en 5.5 Mboe/d de menor producción durante el 2T 2023; (ii) la capacidad de evacuación por oleoductos que limitaba el crecimiento de la producción de Vista, la cual fue desbloqueada en junio cuando la Compañía comenzó a exportar petróleo a Chile a través de la capacidad existente en Oldelval y del oleoducto OTASA-OTC, a una tasa de aproximadamente 4,700 bbl/d, por un total de 152 Mbbl durante el 2T 2023; y (iii) el foco de la Compañía en los pilotos en Águila Mora y Bajada del Palo Este, la cual llevó a una menor cantidad de pozos conectados en comparación a un trimestre promedio.

(1) Utilizando la capacidad existente de la Compañía a través de la reversión del flujo desde el punto de inyección en La Escondida hacia Puesto Hernández en el norte de la cuenca, y luego conectando a OTASA-OTC, el ducto que conecta con Chile.

Producción neta promedio diaria por activo 2T 2023

	Objetivo	Interés	Petróleo (bbl/d)	Gas Natural (MMm3/d)	GNL (boe/d)	Total (boe/d)	% Total promedio día
Concesiones (volúmenes a su participación)			39,217	1.08	553	46,557	100%
Bajada del Palo Oeste	Shale	100%	24,430	0.61	21	28,283	61%
Aguada Federal	Shale	100%	4,763	0.08	7	5,258	11%
Bajada del Palo Este	Shale	100%	4,491	0.03	3	4,705	10%
Águila Mora	Shale	90%	1,003	0.00	-	1,003	2%
Bandurria Norte	Shale	100%	-	-	-	-	-
<i>Total producción shale</i>			<i>34,686</i>	<i>0.72</i>	<i>31</i>	<i>39,247</i>	<i>84%</i>
Bajada del Palo Oeste	Convencional	100%	508	0.17	-	1,570	3%
Bajada del Palo Este	Convencional	100%	367	0.04	37	660	1%
Coirón Amargo Norte	Convencional	84.6%	205	0.00	-	205	0%
CS-01 (México)	Convencional	100%	537	0.01	-	583	1%
Total producción operada			36,304	0.94	68	42,266	91%
Entre Lomas ⁽¹⁾	Convencional	-	1,137	0.05	477	1,939	4%
Jagüel de los Machos ⁽¹⁾	Convencional	-	799	0.04	-	1,040	2%
25 de Mayo-Medanito ⁽¹⁾	Convencional	-	861	0.01	-	924	2%
Agua Amarga ⁽¹⁾	Convencional	-	98	0.02	8	219	0%
Acambuco	Convencional	1.5%	18	0.02	-	170	0%
Total producción no operada			2,913	0.14	485	4,292	9%

(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.

Ingresos

Ingresos totales por producto

Ingresos por producto - en \$MM	2T 2023	1T 2023	2T 2022	▲ y/y	▲ q/q
Total	231.0	303.2	294.3	(22)%	(24)%
Petróleo	212.6	280.0	277.0	(23)%	(24)%
<i>Mercado Externo</i>	<i>108.6</i>	<i>169.0</i>	<i>147.0</i>	<i>(26)%</i>	<i>(36)%</i>
<i>Mercado Doméstico</i>	<i>104.0</i>	<i>110.9</i>	<i>130.0</i>	<i>(20)%</i>	<i>(6)%</i>
Gas Natural	17.3	21.8	15.9	9%	(21)%
<i>Mercado Externo</i>	<i>3.5</i>	<i>12.7</i>	<i>0.8</i>	<i>345%</i>	<i>(72)%</i>
<i>Mercado Doméstico</i>	<i>13.8</i>	<i>9.1</i>	<i>15.0</i>	<i>(8)%</i>	<i>51%</i>
NGL	1.1	1.4	1.4	(23)%	(25)%

Precios promedio realizados por producto

Producto	2T 2023	1T 2023	2T 2022	▲ y/y	▲ q/q
Petróleo (\$/bbl)	64.3	66.6	78.4	(18)%	(3)%
<i>Mercado Externo</i>	68.6	69.8	99.6	(31)%	(2)%
<i>Mercado Doméstico</i>	60.3	62.2	63.2	(5)%	(3)%
Gas Natural (\$/MMBTU)	3.9	4.7	3.9	1%	(16)%
<i>Mercado Externo</i>	7.6	8.9	5.9	27%	(15)%
<i>Mercado Doméstico</i>	3.5	2.8	3.8	(8)%	24%
NGL (\$/tn)	357	351	414	(14)%	2%

Volúmenes de venta totales por producto

Producto	2T 2023	1T 2023	2T 2022	▲ y/y	▲ q/q
Petróleo (MMbbl)	3.31 ⁽¹⁾	4.20	3.53	(6)%	(21)%
<i>Mercado Externo</i>	1.58	2.42	1.48	7%	(35)%
<i>Mercado Doméstico</i>	1.72	1.78	2.06	(16)%	(3)%
Gas Natural (MMBTU)	4.41	4.69	4.09	8%	(6)%
<i>Mercado Externo</i>	0.46	1.43	0.15	218%	(68)%
<i>Mercado Doméstico</i>	3.95	3.25	3.95	0%	21%
NGL (Mtn)	2.96	4.01	3.30	(10)%	(26)%

(1) El volumen total de ventas de petróleo fue 0.26 MMbbl menor a la producción de petróleo. Dichos volúmenes reflejan el recupero de inventario a niveles normalizados de 108 MMbbl.

Durante el 2T 2023, los ingresos totales fueron de 231.0 \$MM, 22% por debajo del 2T 2022, principalmente impulsados por menores ingresos por ventas de petróleo. Los ingresos por exportaciones de petróleo y gas en el 2T 2023 fueron 112.1 \$MM, representando 49% de los ingresos totales.

Los ingresos por ventas de petróleo del 2T 2023 fueron de 212.6 \$MM, representando un 92% de los ingresos totales, 23% por debajo del 2T 2022, impulsados principalmente por los menores precios de petróleo realizados y menores volúmenes de venta de petróleo.

En el 2T 2023, el precio realizado de petróleo fue 64.3 \$/bbl, una disminución de 18% comparado con el precio realizado de petróleo del 2T 2022. Durante el 2T 2023 se exportó el 48% del volumen total de petróleo (incluyendo 0.15 MMbbl exportados a Chile a través del oleoducto OTASA-OTC) a un precio promedio realizado de 68.6 \$/bbl, un 31% por debajo de los precios de exportación durante el 2T 2022. Los ingresos por exportaciones de petróleo representaron el 51% de los ingresos por ventas de petróleo, alcanzando 108.6 \$MM. Durante el 2T 2023, el 52% de los volúmenes fueron vendidos al mercado doméstico a un precio de 63.1 \$/bbl (60.3 \$/bbl neto de los costos de transporte por camiones). Los precios de petróleo del mercado doméstico fueron 5% menores a los del 2T 2022.

Los menores volúmenes de venta de petróleo fueron impulsados por la normalización de los inventarios luego de niveles bajos en el trimestre anterior, lo cual, combinado con el redireccionamiento de la producción

de petróleo hacia Chile, llevó a menores volúmenes disponibles en la terminal para exportaciones desde el Atlántico. Esto generó un retraso en la carga de un buque de petróleo (de aproximadamente 470 Mbbbl), que la Compañía había planeado originalmente para junio, para la primera semana de julio, reduciendo la cantidad de buques de petróleo exportados desde el Atlántico durante el 2T 2023 de cuatro a tres, y por lo tanto reduciendo los ingresos totales del trimestre.

Los ingresos por ventas de gas natural fueron 17.3 \$MM en el 2T 2023, representado un 7% de los ingresos totales. El precio promedio de las ventas de gas natural en el trimestre fue de 3.9 \$/MMBtu, 1% mayor al 2T 2022. El Plan Gas representó el 51% de las ventas de gas natural totales, con un precio promedio realizado de 3.7 \$/MMBtu durante el trimestre. Las ventas a clientes industriales representaron el 38% de las ventas de gas natural totales, con un precio promedio realizado de 3.3 \$/MMBtu. El restante 10% de las ventas de gas natural fueron exportados a un precio promedio realizado de 7.6 \$/MMBtu. Los ingresos de gas natural incluyen 2.3 \$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 1.1 \$MM durante el 2T 2023, representando el 1% de las ventas totales. El precio promedio de NGL fue de 357 \$/tn.

Costos de operación

	2T 2023	1T 2023	2T 2022	▲ y/y	▲ q/q
Costos Operativos (\$MM)	20.3	30.1	31.7	(36)%	(33)%
<i>Lifting cost por boe (\$/boe)</i>	<i>4.8</i>	<i>6.4</i>	<i>7.8</i>	<i>(38)%</i>	<i>(25)%</i>

Los costos operativos durante el 2T 2023 fueron de 20.3 \$MM, un 36% menor año a año y un 33% menor trimestre a trimestre. El lifting cost por boe en 2T 2023 disminuyó un 38% año a año, y un 25% trimestre a trimestre, a 4.8 \$/boe. Dichos valores capturan los beneficios durante un trimestre completo luego de la transacción para poner foco en las operaciones de shale oil de la Compañía, efectivo a partir del 1 de marzo de 2023.

EBITDA ajustado

Reconciliación de EBITDA ajustado (\$MM)	2T 2023	1T 2023	2T 2022	▲ y/y	▲ q/q
(Pérdida) / Utilidad neta	52.2	128.7	101.8	(49.7)	(76.6)
(+) Impuesto sobre la renta	6.0	77.3	49.3	(43.3)	(71.2)
(+) Resultados financieros netos	25.0	20.2	(7.3)	32.3	4.8
Utilidad de Operación	83.2	226.1	143.9	(60.7)	(143.0)
(+) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	62.4	64.4	58.0	4.5	(1.9)
(+) Gastos de reestructuración y reorganización y otros ajustes	0.0	0.3	0.3	(0.3)	(0.3)
(+) Deterioro de activos de larga duración	-	-	-	-	-
(+) Ganancia por baja de activos	-	(89.7)	-	-	89.7
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	6.2	3.2	-	6.2	2.9
EBITDA Ajustado ⁽¹⁾	151.8	204.4	202.1	(50.3)	(52.6)
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%)</i>	66%	67%	69%	(3)p.p.	(2)p.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 151.8 \$MM en el 2T 2023, una disminución del 25% en comparación con el 2T 2022. El menor EBITDA ajustado fue impactado por: (i) la disminución de ingresos (principalmente debido al retraso de un buque de petróleo de junio a julio, como se explicó previamente), (ii) el no haber conectado ningún pad bajo el acuerdo de inversión con Trafigura (vis-à-vis 2 pads conectados por un total de 10 \$MM en el 2T 2022), y (iii) parcialmente contrarrestado por menores lifting costs. El margen de EBITDA ajustado fue 66%, 3 p.p. por debajo del 2T 2022.

Utilidad / Pérdida neta Ajustada

Reciliación de Utilidad/Pérdida Neta Ajustada - en \$MM	2T 2023	1T 2023	2T 2022	▲ y	▲ q
Utilidad/Pérdida Neta	52.2	128.7	101.8	(49.7)	(76.6)
<i>Ajustes:</i>	-	-	-	-	-
(+) Impuesto sobre la renta diferido	(1.0)	29.7	(2.3)	1.3	(30.7)
(+) Cambios en el valor razonable de los títulos	-	-	(17.2)	17.2	-
(+) Deterioro de activos de larga duración	-	-	-	-	-
(+) Ganancia por baja de activos	-	(89.7)	-	-	89.7
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	6.2	3.2	-	6.2	2.9
Ajustes a la Utilidad/Pérdida Neta	5.2	(56.7)	(19.5)	24.7	61.9
Utilidad/Pérdida Neta Ajustada	57.3	72.0	82.3	(25.0)	(14.7)
<i>EPS ajustado (\$/acción)</i>	<i>0.61</i>	<i>0.80</i>	<i>0.93</i>	<i>(0.3)</i>	<i>(0.2)</i>

En el 2T 2023 la utilidad neta ajustada fue 57.3 \$MM, comparada con una utilidad neta ajustada de 82.3 \$MM en 2T 2022. Este cambio interanual fue impactado por (a) el menor EBITDA ajustado descrito previamente, (b) una pérdida por resultados financieros (neto de los cambios en el valor razonable de los títulos opcionales) que alcanzó 25.0 \$MM en el 2T 2023, comparado con una pérdida de 9.9 \$MM en el 2T 2022, (c) mayores depreciaciones, agotamiento y amortizaciones por 62.4 \$MM en 2T 2023 comparado con 58.0 \$MM en el 2T 2022, parcialmente contrarrestado por (d) el impuesto sobre la renta corriente de 7.0 \$MM en el 2T 2023 comparado con 51.6 \$MM en el 2T 2022, y por (e) ningún gasto de reestructuración y reorganización en el 2T 2023, comparado con un gasto de 0.3 \$MM en el 2T 2022.

El EPS ajustado ⁽¹⁾ del 2T 2023 fue 0.61 \$/acción, comparado con 0.80 \$/acción en el 1T 2023 y 0.93 \$/acción en el 2T 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 2T 2023, 1T 2023, 2T 2022 fueron 94,424,048, 89,937,525, y 88,491,745, respectivamente.

Inversiones

Las inversiones totales de Vista durante el 2T 2023 fueron de 179.2 \$MM. Se invirtieron 104.1 \$MM en la perforación, completación y workovers de pozos en Vaca Muerta, 47.4 \$MM en instalaciones de superficie y 27.7 \$MM en proyectos convencionales, estudios de G&G, IT y otros proyectos.

Las inversiones de perforación y completación fueron principalmente impulsadas por la perforación de diez pozos y la completación de cinco pozos en Bajada del Palo Oeste. Esto refleja el buen progreso en la actividad de perforación y completación de tres pads de cuatro pozos en Bajada del Palo Oeste, planeados para conectarse durante el 3T 2023. Las inversiones del 2T 2023 también incluyen la ejecución de proyectos de instalaciones de superficie clave.

Resumen financiero

Durante el 2T 2023, la Compañía logró mantener un sólido balance, con una posición de caja al cierre del trimestre de 222.6 \$MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue 89.3 \$MM, una disminución de 46% año a año, mayormente impactado por el menor EBITDA ajustado, el pago anual del Impuesto a las Ganancias de 36.4 \$MM, un cambio en el capital de trabajo de 16.7 \$MM y anticipos a Oldelval de 5.1 \$MM para reservar capacidad en el proyecto de expansión de su oleoducto. El flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión fue 174.4 \$MM, mayormente impactado por la actividad de perforación y completación principalmente en Bajada del Palo Oeste (ver la sección anterior). Esto resultó en un free cash flow negativo de 85.1 \$MM para el trimestre.

En el 2T 2023, el flujo neto de efectivo aplicado en actividades de financiamiento fue 42.6 \$MM ⁽¹⁾, mayormente impactado por el pago de una cuota del préstamo sindicado de la Compañía por 22.5 \$MM, el pago de arrendamientos bajo la norma IFRS-16 por 10.2 \$MM, parcialmente contrarrestado por el ingreso de 13.5 \$MM de nuevos préstamos.

La deuda financiera bruta alcanzó 651.3 \$MM al final del trimestre, resultando en una deuda neta de 428.7 \$MM. Al cierre del 2T 2023, el índice de apalancamiento neto disminuyó a 0.54x EBITDA ajustado, desde 0.64x EBITDA ajustado al cierre del 2T 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 -30.0 \$MM; (ii) el efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera y otros resultados financieros de -12.9 \$MM; y (iii) la variación del valor de los bonos gubernamentales de 0.3 \$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 VIII ⁽¹⁾	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 ⁽²⁾	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 ⁽³⁾	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 ⁽⁴⁾	Vista Energy Argentina S.A.U.	06/12/22	06/06/26	104.2	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
ON clase XX	Vista Energy Argentina S.A.U.	05/06/23	07/20/25	13.5	Bullet a su vencimiento	4.50%	USD	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.

(4) 63.5 \$MM fueron emitidos el 6 de diciembre de 2022 y 40.8 \$MM fueron emitidos el 29 de mayo de 2023

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

Información Histórica Operativa

Producción diaria promedio trimestral por concesión, total y por producto

	2T 2023	1T 2023	4T 2022	3T 2022	2T 2022
Producción total por concesión (boe/d)	46,557	52,207	54,718	50,669	44,825
Entre Lomas ⁽³⁾	1,939	3,826	5,081	5,395	4,688
Bajada del Palo Este (convencional)	660	844	731	741	807
Bajada del Palo Oeste (convencional)	1,570	1,258	1,326	1,665	1,733
Bajada del Palo Este (shale)	4,705	4,705	2,263	2,314	2,674
Bajada del Palo Oeste (shale)	28,283	31,515	33,368	30,104	27,996
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque) ⁽³⁾	219	198	247	247	213
25 de Mayo-Medanito ⁽³⁾	924	1,783	2,385	2,530	2,478
Jagüel de los Machos ⁽³⁾	1,040	2,067	2,738	2,866	2,928
Coirón Amargo Norte	205	191	167	218	257
Águila Mora (shale)	1,003	0	0	0	0
Acambuco	170	174	137	141	145
Aguada Federal (shale)	5,258	5,279	5,847	3,927	397
CS-01	583	365	428	521	509
Producción de petróleo crudo por concesión (boe/d)⁽¹⁾	39,217	44,048	45,745	41,909	36,899
Entre Lomas ⁽³⁾	1,137	2,527	3,339	3,428	3,237
Bajada del Palo Este (convencional)	367	560	510	421	395
Bajada del Palo Oeste (convencional)	508	552	530	570	606
Bajada del Palo Este (shale)	4,491	4,491	2,187	2,176	2,483
Bajada del Palo Oeste (shale)	24,430	27,440	28,890	26,426	24,350
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque) ⁽³⁾	98	175	222	220	164
25 de Mayo-Medanito ⁽³⁾	861	1,669	2,213	2,243	2,306
Jagüel de los Machos ⁽³⁾	799	1,577	2,102	2,177	2,252
Coirón Amargo Norte	205	191	167	213	243
Águila Mora (shale)	1,003	0	0	0	0
Acambuco	18	18	16	16	17
Aguada Federal (shale)	4,763	4,496	5,155	3,518	347
CS-01	537	353	413	502	498
Producción de gas natural por concesión (boe/d)⁽²⁾	6,787	7,752	8,513	8,298	7,500
Entre Lomas ⁽³⁾	325	938	1,312	1,541	1,066
Bajada del Palo Este (convencional)	256	244	198	290	376
Bajada del Palo Oeste (convencional)	1,062	706	796	1,095	1,126
Bajada del Palo Este (shale)	211	636	76	139	192
Bajada del Palo Oeste (shale)	3,832	3,653	4,478	3,678	3,646
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque) ⁽³⁾	113	17	19	21	42
25 de Mayo-Medanito ⁽³⁾	62	115	171	288	172
Jagüel de los Machos ⁽³⁾	241	489	637	690	677
Coirón Amargo Norte	0	0	0	6	14
Águila Mora (shale)	0	0	0	0	0
Acambuco	152	156	121	125	128
Aguada Federal (shale)	487	784	692	408	50
CS-01	45	13	15	18	11

Producción de NGL por concesión (boe/d)	553	407	460	462	426
Entre Lomas ⁽³⁾	477	361	430	426	385
Bajada del Palo Este (convencional)	37	40	24	30	36
Bajada del Palo Oeste (convencional)	0	0	0	0	0
Bajada del Palo Este (shale)	3	3	0	0	0
Bajada del Palo Oeste (shale)	21	(3)	0	0	0
Aguada Federal (shale)	7	-	-	-	-
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque) ⁽³⁾	8	6	6	6	6

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 conservara 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.

	1T 2023	4T 2022	3T 2022	2T 2022	1T 2022
Total (boe/d)	50,178	48,709	44,294	38,871	41,808
Petróleo (bbl/d)	42,792	41,019	37,058	32,123	33,981
Gas Natural (MMm ³ /d)	1.11	1.15	1.08	1.01	1.17
NGL (boe/d)	407	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 ⁽¹⁾	-	No operado	2026	Convencional	Neuquina	Argentina
Entre Lomas Río Negro ⁽¹⁾	-	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 ⁽¹⁾	-	No operado	2034	Convencional	Neuquina	Argentina
Jarilla Quemada ⁽¹⁾	-	No operado	2040	Convencional	Neuquina	Argentina
25 de Mayo-Medanito ⁽¹⁾	-	No operado	2026	Convencional	Neuquina	Argentina
Jagüel de los Machos ⁽¹⁾	-	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 conservara 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	2T-23	1T-23	4T-22	3T-22	2T-22	1T-22
Volúmenes de venta (Mbbbl)	1,583.3	2,420.5	2,156.6	1,946.9	1,475.7	988.2
Ingresos (\$MM)	108.6	169.0	159.9	175.6	147.0	77.1

Exportaciones de petróleo	4T-21	3T-21	2T-21	1T-21	4T-20	3T-20	2T-20	1T-20
Volúmenes de venta (Mbbbl)	995.6	498.1	472.0	1,088.7	300.4	1,382.0	1,108.2	-
Ingresos (\$MM)	70.5	32.2	26.8	52.7	11.8	55.0	28.1	-

Exportaciones de gas	2T-23	1T-23	4T-22	3T-22	2T-22	1T-22
Volúmenes de venta (MMBTU)	0.5	1.4	1.2	0.1	0.1	0.4
Ingresos (\$MM)	3.5	12.7	10.8	1.1	0.9	2.4

Exportaciones de gas	4T-21	3T-21	2T-21	1T-21	4T-20	3T-20	2T-20	1T-20
Volúmenes de venta (MMBTU)	0.0	-	-	-	-	-	-	-
Ingresos (\$MM)	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 ⁽²⁾	BPO-9	La Cocina	3,115	63
2352 ⁽²⁾	BPO-9	Orgánico	3,218	62
2353 ⁽²⁾	BPO-9	La Cocina	3,171	61
2354 ⁽²⁾	BPO-9	Orgánico	2,808	56
2441 ⁽²⁾	BPO-10	La Cocina	3,094	63
2442 ⁽²⁾	BPO-10	Orgánico	2,883	50
2443 ⁽²⁾	BPO-10	La Cocina	2,816	57
2444 ⁽²⁾	BPO-10	Orgánico	2,625	45

2081 ⁽²⁾	BPO-11	La Cocina	2,785	49
2082 ⁽²⁾	BPO-11	Orgánico	2,662	41
2083 ⁽²⁾	BPO-11	La Cocina	2,365	37
2084 ⁽²⁾	BPO-11	Orgánico	2,378	35
2311 ⁽²⁾	BPO-12	La Cocina	3,104	54
2312 ⁽²⁾	BPO-12	Orgánico	3,161	55
2313 ⁽²⁾	BPO-12	La Cocina	3,259	55
2481 ⁽²⁾	BPO-13	La Cocina	2,950	61
2482 ⁽²⁾	BPO-13	Orgánico	2,826	57
2483 ⁽²⁾	BPO-13	La Cocina	2,738	56
2484 ⁽²⁾	BPO-13	Orgánico	2,576	52
2601 ⁽²⁾	BPO-14	La Cocina	2,935	38
2602 ⁽²⁾	BPO-14	Orgánico	2,968	51
2603 ⁽²⁾	BPO-14	La Cocina	2,878	49
2604 ⁽²⁾	BPO-14	Orgánico	2,508	43
2411 ⁽²⁾	BPO-15	La Cocina	2,319	39
2412 ⁽²⁾	BPO-15	Orgánico	3,181	54
2413 ⁽²⁾	BPO-15	La Cocina	3,199	53
2414 ⁽²⁾	BPO-15	Orgánico	3,192	55
2415 ⁽²⁾	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
2301	BPE-3	La Cocina	2,818	48
2202	BPE-2	La Cocina	2,722	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

Águila Mora

Nombre del pozo	Número de pad	Horizonte de navegación	Longitud lateral (mts)	Etapas totales
AM-1011h	AM-1	La Cocina	2,548	44
AM-1012h	AM-1	Carbonato Intermedio	2,468	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	2T 2023	1T 2023	4T 2022	3T 2022	2T 2022
Ingresos totales	230,975	303,213	308,105	333,573	294,293
Petróleo	212,622	279,958	285,365	311,986	277,017
Gas Natural	17,296	21,845	21,171	20,138	15,908
NGL y otros	1,057	1,410	1,569	1,449	1,368
Costo de ventas	(114,769)	(137,466)	(133,949)	(145,405)	(130,096)
Costos de operación	(20,347)	(30,144)	(36,113)	(34,753)	(31,729)
Fluctuación del inventario del crudo	2,130	(4,722)	4,722	(4,571)	(3,306)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(62,447)	(64,372)	(63,148)	(66,910)	(57,982)
Regalías	(27,940)	(34,995)	(39,410)	(39,171)	(37,079)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	(6,165)	(3,233)	-	-	-
Utilidad bruta	116,206	165,747	174,156	188,168	164,197
Gastos de ventas	(15,232)	(16,717)	(18,847)	(14,047)	(14,444)
Gastos generales y de administración	(19,776)	(17,011)	(19,615)	(15,860)	(15,888)
Gastos de exploración	(294)	(222)	(169)	(175)	(187)
Otros ingresos operativos	2,268	95,315	3,715	9,241	10,955
Otros gastos operativos	(4)	(963)	(715)	(564)	(782)
Deterioro de activos de larga duración	-	-	-	-	-
Utilidad (pérdida) de la operación	83,168	226,149	138,525	166,763	143,851
Ingresos por intereses	216	287	425	294	74
Gastos por intereses	(5,226)	(6,137)	(6,545)	(6,744)	(7,365)
Otros resultados financieros	(19,967)	(14,315)	(23,729)	(29,453)	14,575
Resultados financieros netos	(24,977)	(20,165)	(29,849)	(35,903)	7,284
Utilidad / (Pérdida) antes de impuestos	58,191	205,984	108,676	130,860	151,135
(Gasto)/Beneficio Impuesto sobre la renta corriente	(7,017)	(47,568)	54,560	(68,457)	(51,633)
(Gasto)/Beneficio Impuesto sobre la renta diferido	1,007	(29,682)	(87,732)	14,258	2,334
(Gasto)/Beneficio de impuesto	(6,010)	(77,250)	(33,172)	(54,199)	(49,299)
Utilidad / (Pérdida) neta del período	52,181	128,734	75,504	76,661	101,836
Reconciliación de EBITDA Ajustado (\$M)	2T 2023	1T 2023	4T 2022	3T 2022	2T 2022
(Pérdida) / Utilidad neta	52,181	128,734	75,504	76,661	101,836
(+) Impuesto sobre la renta	6,010	77,250	33,172	54,199	49,299
(+) Resultados financieros netos	24,977	20,165	29,849	35,903	(7,284)
Utilidad (pérdida) de Operación	83,168	226,149	138,525	166,763	143,851
(+) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	62,447	64,372	63,148	66,910	57,982
(+) Gastos de reestructuración y reorganización y otros	5	271	-	-	259
(+) 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	6,165	3,233	-	-	-
EBITDA Ajustado⁽¹⁾	151,785	204,365	201,673	233,673	202,092
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%)</i>	<i>66%</i>	<i>67%</i>	<i>65%</i>	<i>70%</i>	<i>69%</i>

	2T 2023	1T 2023	4T 2022	3T 2022	2T 2022
Costos operativos (\$MM)	20.3	30.1	36.1	34.8	31.7
<i>Lifting cost por boe (\$/boe)</i>	4.8	6.4	7.2	7.5	7.8

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	2T-23	1T-23	4T-22	3T-22	2T-22	1T-22
Utilidad/Pérdida Neta	52,181	128,734	75,504	76,661	101,836	15,534
<u>Ajustes:</u>						
(+) Impuesto sobre la renta diferido	(1,007)	29,682	87,732	(14,258)	(2,334)	750
(+) Cambios en el valor razonable de los títulos	-	-	7,762	16,999	(17,188)	22,777
(-) Deterioro de activos de larga duración	-	-	-	-	-	-
(+) Ganancia por baja de activos	-	(89,659)	-	-	-	-
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	6,165	3,233	-	-	-	-
Ajustes a la Utilidad/Pérdida neta	5,158	(56,744)	95,494	2,741	(19,522)	23,527
Utilidad/Pérdida Neta Ajustada	57,339	71,990	170,998	79,402	82,314	39,061

Utilidad/Pérdida Neta Ajustada - en \$M	4T-21	3T-21	2T-21	1T-21	4T-20	3T-20	2T-20	1T-20
Utilidad/Pérdida Neta	35,555	4,732	5,505	4,858	(13,812)	(28,402)	(39,203)	(21,332)
<u>Ajustes:</u>								
(+) Impuesto sobre la renta diferido	21,001	6,005	10,679	2,010	(17,410)	(5,490)	8,032	4,571
(+) Cambios en el valor razonable de los títulos	(7,096)	7,927	1,283	69	107	(1,765)	(4,071)	(10,769)
(-) Deterioro de activos de larga duración	(14,044)	-	-	-	9,484	4,954	-	-
(+) Ganancia por baja de activos	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes a la Utilidad/Pérdida neta	(139)	13,932	11,962	2,079	(7,819)	(2,301)	3,961	(6,198)
Utilidad/Pérdida Neta Ajustada	35,416	18,664	17,467	6,937	(21,631)	(30,703)	(35,242)	(27,530)

Utilidad/Pérdida Neta Ajustada - en \$M	4T-19	3T-19	2T-19	1T-19	4T-18	3T-18	2T-18	1T-18
Utilidad/Pérdida Neta	(44,249)	21,502	3,702	(13,678)	42,379	(27,887)	(40,876)	(3,466)
<u>Ajustes:</u>								
(+) Impuesto sobre la renta diferido	14,324	(911)	(1,703)	2,636	(18,224)	14,915	15,291	(7)
(+) Cambios en el valor razonable de los títulos	14,278	(33,145)	(4,057)	16,084	5,787	3,073	-	-
(-) Deterioro de activos de larga duración	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Ganancia por baja de activos	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes a la Utilidad/Pérdida neta	28,602	(34,056)	(5,760)	18,720	(12,437)	17,988	15,291	(7)
Utilidad/Pérdida Neta Ajustada	(15,647)	(12,554)	(2,058)	5,042	29,942	(9,899)	(25,585)	(3,473)

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

Balance Consolidado

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 30 de junio de 2023	Al 31 de diciembre 2022
Propiedad, planta y equipos	1,701,593	1,606,339
Crédito Mercantil	22,703	28,288
Otros activos intangibles	7,215	6,792
Activos por derecho de uso	66,143	26,228
Inversiones en asociadas	6,975	6,443
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	153,725	15,864
Activos por impuestos diferidos	335	335
Total Activos No Corrientes	1,958,689	1,690,289
Inventarios	8,377	12,899
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	163,520	90,406
Caja, bancos e inversiones corrientes	222,574	244,385
Total Activos Corrientes	394,471	347,690
Total Activos	2,353,160	2,037,979
Pasivos por impuestos diferidos	271,709	243,411
Pasivos por arrendamiento	35,163	20,644
Provisiones	28,544	31,668
Préstamos	615,996	477,601
Beneficios a empleados	13,139	12,251
Total Pasivos No corrientes	964,551	785,575
Provisiones	2,285	2,848
Pasivos por arrendamiento	33,032	8,550
Préstamos	35,306	71,731
Salarios y contribuciones sociales	12,175	25,120
Impuesto sobre la renta	49,057	58,770
Otros impuestos y regalías	11,721	20,312
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	225,163	221,013
Total pasivos corrientes	368,739	408,344
Total Pasivos	1,333,290	1,193,919
Total Capital Contable	1,019,870	844,060
Total Capital Contable y Pasivos	2,353,160	2,037,979

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

Estado de Resultados

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Periodo entre el 1 de abril y el 30 de junio de 2023	Periodo entre el 1 de abril y el 31 de junio de 2022
Ingreso por ventas a clientes	230,975	294,293
Ingresos por ventas de petróleo crudo	212,622	277,017
Ingresos por ventas de gas natural	17,296	15,908
Ingresos por ventas de GLP	1,057	1,368
Costo de ventas	(114,769)	(130,096)
Costos de operación	(20,347)	(31,729)
Fluctuación del inventario de crudo	2,130	(3,306)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(62,447)	(57,982)
Regalías	(27,940)	(37,079)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	(6,165)	-
Utilidad bruta	116,206	164,197
Gastos de ventas	(15,232)	(14,444)
Gastos generales y de administración	(19,776)	(15,888)
Gastos de exploración	(294)	(187)
Otros ingresos operativos	2,268	10,955
Otros gastos operativos	(4)	(782)
Utilidad de operación	83,168	143,851
Ingresos por intereses	216	74
Gastos por intereses	(5,226)	(7,365)
Otros resultados financieros	(19,967)	14,575
Resultados financieros netos	(24,977)	7,284
Utilidad antes de impuestos	58,191	151,135
(Gasto) por impuesto sobre la renta corriente	(7,017)	(51,633)
Beneficio (gasto) por impuesto sobre la renta diferido	1,007	2,334
(Gasto) por impuesto sobre la renta	(6,010)	(49,299)
Utilidad neta del período	52,181	101,836
Otros resultados integrales	(773)	(1,966)
Total utilidad integral del período	51,408	99,870

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 abril y el 30 de junio de 2023	Periodo entre el 1 de abril y el 31 de junio de 2022
Flujos de efectivo de las actividades de operación		
Utilidad neta del período / año	52,181	101,836
Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo		
Partidas relacionadas con actividades de operación:		
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	2,548	(13,791)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos	616	556
(Disminución) Incremento neto en provisiones	(1)	523
Gastos por intereses de arrendamiento	1,104	519
Descuento de activos y pasivos a valor presente	2,758	3,441
Pagos basados en acciones	8,211	4,834
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	6,165	-
Beneficios a empleados	(205)	105
Gastos por impuesto sobre la renta	6,010	49,299
Partidas relacionadas con actividades de inversión:		
Depreciaciones y agotamientos	61,448	57,205
Amortización de activos intangibles	999	777
Ingresos por intereses	(216)	(74)
Ganancia por acuerdo de <i>farmout</i>	-	(9,169)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	(10,581)	1,169
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:		
Gastos por intereses	5,226	7,365
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales	-	(17,188)
Costo amortizado	579	538
Revaluación de préstamos	18,762	13,858
Otros resultados financieros	4,181	-
Cambios en activos y pasivos operativos:		
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	(12,840)	(14,697)
Inventarios	(2,130)	3,306
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	3,975	5,422
Pagos de beneficios a empleados	(64)	(56)
Salarios y contribuciones sociales	(3,674)	1,967
Otros impuestos y regalías	(19,049)	885
Provisiones	(361)	(325)
Pago de impuesto sobre la renta	(36,363)	(32,826)
Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas	89,279	165,479

Flujos de efectivo de las actividades de inversión:

Pagos por adquisiciones de propiedad, planta y equipos	(161,803)	(99,766)
Pagos por adquisición de activos AFBN	(6,250)	(12,500)
Pagos por otros activos	(5,008)	-
Pagos por adquisiciones de otros activos intangibles	(1,520)	(730)
Pagos por adquisiciones de inversiones en asociadas	-	10,000
Cobros procedentes de intereses	216	74

Flujos netos de efectivo (aplicados en) actividades de inversión	(174,365)	(102,922)
---	------------------	------------------

Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:

Préstamos recibidos	13,500	43,500
Pago de costos de emisión de préstamos	(584)	(530)
Pago de capital de los préstamos	(25,274)	(24,173)
Pago de intereses de los préstamos	(4,022)	(4,535)
Pago de arrendamientos	(10,237)	(2,770)
Otros resultados financieros	(3,362)	-

Flujos netos de efectivo generados por (aplicados en) actividades de financiamiento	(29,979)	(12,312)
--	-----------------	-----------------

Periodo entre el	Periodo entre el
1 de abril y el 30	1 de abril y el 31
de junio de 2023	de junio de 2022

Aumento (disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo	(115,065)	50,245
---	------------------	---------------

Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del período	347,665	204,372
Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera y otros resultados financieros	(12,923)	(6,057)
Aumento (disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo	(115,065)	50,245

Efectivo y equivalente de efectivo al cierre del período	219,677	248,560
---	----------------	----------------

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.
- MMm³/d: Millones de metros cúbicos por día
- Mts: metros
- Activos Convencionales Transferidos: activos 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 GLP y condensados, de dichos activos transferidos.
- Costos operativos: incluye producción, transporte, tratamiento y servicios de apoyo en campo; excluye fluctuaciones en inventarios de crudo, depreciaciones, regalías, impuestos directos, comercial, exploración, costos de G&A y otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales.
- 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 MMm³/d sobre un volumen total de 67.4 MMm³/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.vistaenergy.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 estuvieron equivocados. Podríamos hacer referencia a estas proyecciones en nuestros informes periódicos a ser presentados conforme a la Ley del Mercado de Valores. Estas expectativas y proyecciones están sujetas a importantes riesgos e incertidumbres conocidas y desconocidas que pueden hacer que nuestros resultados reales, desempeño o logros, o resultados de la industria, sean materialmente diferentes de cualquier resultado esperado o proyectado, desempeño o logros expresados o implícitos en dichas estimaciones futuras. Muchos factores de importancia podrían causar que nuestros resultados, desempeño o logros reales difieran materialmente de aquellos expresados o implícitos en nuestras estimaciones futuras, incluyendo, entre otras cosas: incertidumbres relacionadas con concesiones gubernamentales futuras y permisos de exploración; resultados adversos en litigios que puedan surgir en el futuro; condiciones políticas, económicas, sociales, demográficas y comerciales generales en Argentina, México y en otros países en los que operamos; el impacto de los acontecimientos políticos e incertidumbres relacionadas con las condiciones políticas y económicas en Argentina, incluyendo las políticas del gobierno argentino; los acontecimientos económicos o políticos en México y Estados Unidos; las incertidumbres relacionadas con los futuros resultados electorales en Argentina y 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, así como sus diferentes variantes; los efectos de una pandemia o epidemia, así como cualesquier restricciones regulatorias o medidas de confinamiento subsecuentes; 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; regulaciones ambientales, políticas internas para alcanzar objetivos climáticos globales; así como el actual conflicto entre Rusia y Ucrania.

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) o en la Bolsa Mexicana de Valores (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. 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.vistaenergy.com.

CONTACTO:

ir@vistaenergy.com

Argentina: +54.11.3754.8500

Mexico: +52.55.8647.0128