

A tall oil rig stands against a dramatic sunset sky with orange and purple clouds. In the foreground, there are desert bushes and a camp area with several white trailers and vehicles.

2023

Resultados del 3^{er} trimestre

Ciudad de México, 24 de octubre de 2023

NYSE: VIST

BMV: VISTA

Vista: resultados del tercer trimestre de 2023

24 de octubre 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 septiembre de 2023.

Aspectos destacados del 3T 2023:

- La producción total del 3T 2023 fue de 49,450 boe/d, un incremento del 6% trimestre a trimestre y una disminución de 2% en comparación al 3T 2022. En base proforma, ajustando por la producción de la Transacción de Activos Convencionales a partir del 1 de marzo de 2023, la producción incrementó 12% año a año ⁽¹⁾. La producción de petróleo del 3T 2023 fue de 41,490 bbl/d, un aumento secuencial del 6%, impulsado principalmente por la conexión e 12 pozos nuevos en Bajada del Palo Oeste, y una disminución del 1% año a año.
- Los ingresos en el 3T 2023 fueron de 289.7 \$MM, 25% más que el 2T 2023, principalmente impulsado por un mayor volumen exportado y precios realizados de petróleo, y un 13% menor año a año. Los ingresos por exportaciones de petróleo y gas en el 2T 2023 fueron 165.9 \$MM y representaron 57% de los ingresos totales. Los ingresos por exportaciones de petróleo fueron de 165.4 \$MM y representaron el 61% de los ingresos de petróleo.
- En el 3T 2023, el precio realizado de petróleo fue 67.6 \$/bbl, un aumento del 5% comparado con el precio realizado de petróleo del 2T 2023 y una disminución del 12% comparado con el 3T 2022.
- El precio realizado de gas natural para el 3T 2023 fue de 3.3 \$/MMBtu, una disminución de 24% año a año, impulsada por una disminución del 50% en los precios por ventas a clientes industriales.
- El lifting cost fue 4.8 \$/boe en 3T 2023, un 35% por debajo del lifting cost por boe del 3T 2022, principalmente impulsado por nuestro nuevo modelo totalmente enfocado en operaciones de petróleo shale, siguiendo la Transacción de Activos Convencionales, y estable trimestre a trimestre.
- El EBITDA ajustado para el 3T 2023 alcanzó 226.4 \$MM, un aumento del 49% trimestre a trimestre, principalmente impactado por mayores ingresos con costos de operación estables, y una disminución del 3% comparado con 3T 2022. El margen de EBITDA ajustado fue 78%, 8 p.p. por encima del 3T 2022 y 12 p.p. por encima del 2T 2023.
- La utilidad neta ajustada del 3T 2023 fue 122.5 \$MM, comparada con una utilidad neta ajustada de 79.4 \$MM en 3T 2022, mayormente impulsada por un menor impuesto corriente sobre la renta, y parcialmente contrarrestada por una mayor pérdida por resultados financieros (neta de los cambios en el valor razonable de los títulos opcionales) y por un menor EBITDA Ajustado. El EPS ajustado de 3T 2023 fue 1.29 \$/acción, comparado con 0.92 \$/acción en 3T 2022.

- En el 3T 2023, las inversiones fueron 181.2 \$MM, mayormente impulsadas por la perforación de 11 pozos y la completación de 12 pozos en Bajada del Palo Oeste durante el trimestre.
- En el 3T 2023, se registró un free cash flow negativo de 43.5 \$MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue 117.3 \$MM, mayormente impactado por el pago del Impuesto a la renta de 22.3 \$MM y un aumento temporal en el capital de trabajo de 66.4 \$MM. El flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión fue 160.8 \$MM, mayormente impactado por la actividad de perforación y completación descrita previamente. El flujo neto de efectivo usado en actividades de financiamiento fue 5.3 \$MM, mayormente impactado 70.0 \$MM en préstamos recibidos y por 22.5 \$MM por pagos de capital de los 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 3^{er} trimestre 2023

Producción

Producción total promedio diaria neta

	3T 2023	2T 2023	3T 2022	▲ y/y	▲ q/q
Total (boe/d)	49,450	46,557	50,669	(2)%	6%
Petróleo (bbl/d)	41,490	39,217	41,909	(1)%	6%
Gas Natural (MMm ³ /d)	1.22	1.08	1.32	(8)%	13%
NGL (boe/d)	304	553	462	(34)%	(45)%

La producción promedio diaria durante el 3T 2023 fue de 49,450 boe/d, compuesta por 41,490 bbl/d de petróleo, lo que representó el 84% de la producción total, 1.22 MMm³/d de gas natural y 304 boe/d de NGL. La producción total disminuyó un 2% interanual, impactada principalmente por la Transacción de Activos Convencionales, la cual resultó en una disminución de 5.7 Mboe/d durante 3T 2023. Secuencialmente, la producción total aumentó 6% impulsada por la conexión de 12 pozos nuevos en Bajada del Palo Oeste durante el trimestre.

La producción shale total fue de 42,650 boe/d, un incremento interanual de 17%, de los cuales 68% corresponde a los pozos shale de Bajada del Palo Oeste.

Producción neta promedio diaria por activo 3T 2023

	Objetivo	Interés	Petróleo (bbl/d)	Gas Natural (MMm3/d)	GNL (boe/d)	Total (boe/d)	% Total promedio día
Concesiones (volúmenes a su participación)			41,490	1.22	304	49,450	100%
Bajada del Palo Oeste	Shale	100%	24,792	0.66	88	29,000	59%
Aguada Federal	Shale	100%	5,119	0.10	8	5,736	12%
Bajada del Palo Este	Shale	100%	5,034	0.04	11	5,291	11%
Águila Mora	Shale	90%	2,245	0.06	-	2,623	5%
Bandurria Norte	Shale	100%	-	-	-	-	-
Bajada del Palo Oeste	Convencional	100%	363	0.14	-	1,235	2%
Bajada del Palo Este	Convencional	100%	281	0.03	28	516	1%
Coirón Amargo Norte	Convencional	84.6%	128	0.00	-	133	0%
CS-01 (México)	Convencional	100%	714	0.01	-	777	2%
Total producción operada			38,677	1.03	134	45,311	92%
Entre Lomas ⁽¹⁾	Convencional	-	1,160	0.10	162	1,940	4%
Jagüel de los Machos ⁽¹⁾	Convencional	-	733	0.03	-	952	2%
25 de Mayo-Medanito ⁽¹⁾	Convencional	-	806	0.01	-	882	2%
Agua Amarga ⁽¹⁾	Convencional	-	97	0.02	8	203	0%
Acambuco	Convencional	1.5%	17	0.02	-	163	0%
Total producción no operada			2,813	0.18	170	4,139	8%
<i>Total producción shale</i>			<i>37,190</i>	<i>0.85</i>	<i>106</i>	<i>42,650</i>	<i>86%</i>
<i>Total producción convencional</i>			<i>4,299</i>	<i>0.37</i>	<i>198</i>	<i>6,800</i>	<i>14%</i>

(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	3T 2023	2T 2023	3T 2022	▲ y/y	▲ q/q
Total	289.7	231.0	333.6	(13)%	25%
Petróleo	272.6	212.6	312.0	(13)%	28%
<i>Mercado Externo</i>	<i>165.4</i>	<i>108.6</i>	<i>175.6</i>	<i>(6)%</i>	<i>52%</i>
<i>Mercado Doméstico</i>	<i>107.2</i>	<i>104.0</i>	<i>136.4</i>	<i>(21)%</i>	<i>3%</i>
Gas Natural	16.4	17.3	20.1	(19)%	(5)%
<i>Mercado Externo</i>	<i>0.5</i>	<i>3.5</i>	<i>1.1</i>	<i>(50)%</i>	<i>(85)%</i>
<i>Mercado Doméstico</i>	<i>15.9</i>	<i>13.8</i>	<i>19.1</i>	<i>(17)%</i>	<i>15%</i>
NGL	0.7	1.1	1.4	(49)%	(31)%

Precios promedio realizados por producto

Producto	3T 2023	2T 2023	3T 2022	▲ y/y	▲ q/q
Petróleo (\$/bbl)	67.6	64.3	76.6	(12)%	5%
<i>Mercado Externo</i>	74.9	68.6	90.2	(17)%	9%
<i>Mercado Doméstico</i>	58.8	60.3	64.2	(8)%	(2)%
Gas Natural (\$/MMBTU)	3.3	3.9	4.4	(24)%	(15)%
<i>Mercado Externo</i>	9.3	7.6	9.4	(0)%	24%
<i>Mercado Doméstico</i>	3.3	3.5	4.3	(24)%	(6)%
NGL (\$/tn)	233	357	380	(39)%	(35)%

Volúmenes de venta totales por producto

Producto	3T 2023	2T 2023	3T 2022	▲ y/y	▲ q/q
Petróleo (MMbbl)	4.03 ⁽¹⁾	3.31	4.07	(1)%	22%
<i>Mercado Externo</i>	2.21	1.58	1.95	13%	39%
<i>Mercado Doméstico</i>	1.82	1.72	2.13	(14)%	6%
Gas Natural (MMBTU)	4.90	4.41	4.55	8%	11%
<i>Mercado Externo</i>	0.06	0.46	0.11	(50)%	(88)%
<i>Mercado Doméstico</i>	4.84	3.95	4.44	9%	23%
NGL (Mtn)	3.15	2.96	3.62	(13)%	6%

(1) El volumen total de ventas de petróleo fue 0.21 MMbbl mayor a la producción de petróleo. Dichos volúmenes fueron tomados del inventario.

Durante el 3T 2023, los ingresos totales fueron de 289.7 \$MM, 13% por debajo del 3T 2022, y un 25% por encima de 2T 2023. Los ingresos por exportaciones de petróleo y gas en el 3T 2023 fueron 165.9 \$MM, representando 57% de los ingresos totales.

Los ingresos por ventas de petróleo del 3T 2023 fueron de 272.6 \$MM, representando un 94% de los ingresos totales, 13% por debajo del 3T 2022, mayormente impulsados por los menores precios de petróleo realizados. Secuencialmente, los ingresos por ventas de petróleo incrementaron 28% impulsados por un mayor volumen de exportación de petróleo y mayores precios realizados de crudo.

En el 3T 2023, el precio realizado de petróleo fue 67.6 \$/bbl, una disminución de 12% comparado con 3T 2022 y un aumento del 5% comparado con 2T 2023. Durante el 2T 2023 se exportó el 55% del volumen total de petróleo (incluyendo 0.4 MMbbl exportados a Chile a través del oleoducto OTASA-OTC) a un precio promedio realizado de 74.9 \$/bbl, un 17% por debajo de los precios de exportación durante el 3T 2022. Los ingresos por exportaciones de petróleo representaron el 61% de los ingresos por ventas de petróleo, alcanzando 165.4 \$MM. Durante el 3T 2023, el 45% de los volúmenes fueron vendidos al mercado doméstico a un precio de 61.7 \$/bbl, equivalente a 58.8 \$/bbl neto de los costos de transporte por camiones, 8% menores a los del 3T 2022 y 2% menores a los del 2T 2023.

Los ingresos por ventas de gas natural fueron 16.4 \$MM en el 3T 2023, representado un 6% de los ingresos totales. El precio promedio de las ventas de gas natural en el trimestre fue de 3.3 \$/MMBtu, 24% menor al 3T 2022. El Plan Gas representó el 62% de las ventas de gas natural totales, con un precio promedio realizado de 3.8 \$/MMBtu durante el trimestre. Las ventas a clientes industriales representaron el 37% de las ventas de gas natural totales, con un precio promedio realizado de 2.4 \$/MMBtu. El restante 1% de las ventas de gas natural fueron exportadas a un precio promedio realizado de 9.3 \$/MMBtu. Los ingresos de gas natural incluyen 1.9 \$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 0.7 \$MM durante el 3T 2023, representando el 0.3% de las ventas totales. El precio promedio de NGL fue de 233 \$/tn.

Costos de operación

	3T 2023	2T 2023	3T 2022	▲ y/y	▲ q/q
Costos Operativos (\$MM)	21.9	20.3	34.8	(37)%	8%
<i>Lifting cost por boe (\$/boe)</i>	<i>4.8</i>	<i>4.8</i>	<i>7.5</i>	<i>(35)%</i>	<i>0%</i>

Los costos operativos durante el 3T 2023 fueron de 21.9 \$MM, un 37% menor año a año. El lifting cost por boe en 3T 2023 disminuyó a 4.8 \$/boe, un 35% menor año a año, y estable respecto al 2T 2023. La reducción interanual del lifting cost durante el 3T 2023 refleja el impacto positivo de nuestro nuevo modelo de operaciones, haciendo foco completamente en las operaciones de shale oil de la Compañía, luego de la Transacción de Activos Convencionales.

EBITDA ajustado

Reconciliación de EBITDA ajustado (\$MM)	3T 2023	2T 2023	3T 2022	▲ y/y	▲ q/q
(Pérdida) / Utilidad neta	83.1	52.2	101.8	6.4	30.9
(+) Impuesto sobre la renta	30.6	6.0	49.3	(23.6)	24.6
(+) Resultados financieros netos	31.9	25.0	(7.3)	(4.0)	6.9
Utilidad de Operación	145.6	83.2	143.9	(21.1)	62.5
(+) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	70.6	62.4	58.0	3.7	8.2
(+) Gastos de reestructuración y reorganización y otros ajustes	-	0.0	0.3	0.0	(0.0)
(+) Deterioro de activos de larga duración	-	-	-	0.0	0.0
(+) Ganancia por baja de activos	-	-	-	0.0	0.0
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	10.2	6.2	-	10.2	4.0
EBITDA Ajustado ⁽¹⁾	226.4	151.8	202.1	(7.3)	74.6
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%)</i>	78%	66%	69%	+8p.p.	+12p.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 226.4 \$MM en el 3T 2023, una disminución del 3% en comparación con el 3T 2022, principalmente impactado por los menores ingresos (como se mencionó anteriormente), y parcialmente contrarrestado por una disminución del 37% en lifting cost y otros ingresos de 20.4 \$MM provenientes del consorcio con Trafigura (el cual incluyó 3 pads conectados durante el trimestre) en el 3T 2023 comparado con otros ingresos de 9.0 \$MM provenientes del consorcio con Trafigura en el 3T 2022. Secuencialmente, el EBITDA Ajustado aumentó 49%, principalmente impulsado por mayores ingresos y lifting cost estable. El margen de EBITDA ajustado fue 78%, 8 p.p. por encima del 3T 2022 y 12 p.p. por encima del 2T 2023.

Utilidad neta ajustada

Reciliación de Utilidad/Pérdida Neta Ajustada - en \$MM	3T 2023	2T 2023	3T 2022	▲ y	▲ q
Utilidad Neta	83.1	52.2	76.7	6.4	30.9
<i>Ajustes:</i>					
(+) Impuesto sobre la renta diferido	29.3	(1.0)	(14.3)	43.5	30.3
(+) Cambios en el valor razonable de los títulos	-	-	17.0	(17.0)	-
(+) Deterioro de activos de larga duración	-	-	-	-	-
(+) Ganancia por baja de activos	-	-	-	-	-
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	10.2	6.2	-	10.2	4.0
Ajustes a la Utilidad Neta	39.4	5.2	2.7	36.7	34.3
Utilidad Neta Ajustada	122.5	57.3	79.4	43.1	65.2
<i>EPS ajustado (\$/acción)</i>	<i>1.29</i>	<i>0.61</i>	<i>0.92</i>	<i>0.4</i>	<i>0.7</i>

En el 3T 2023 la utilidad neta ajustada fue 122.5 \$MM, comparada con una utilidad neta ajustada de 79.4 \$MM en 3T 2022. Este cambio interanual fue impactado por el impuesto sobre la renta corriente de 1.4 \$MM en el 3T 2023 comparado con 68.5 \$MM en el 3T 2022, parcialmente contrarrestado por (a) una mayor pérdida por resultados financieros (neto de los cambios en el valor razonable de los títulos opcionales) que alcanzó 31.9 \$MM en el 3T 2023, comparado con una pérdida de 18.9 \$MM en el 3T 2022, (b) un menor EBITDA ajustado de 226.4 \$MM en el 3T 2023 comparado con 233.7 \$MM en el 3T 2022, y (c) mayores depreciaciones, agotamiento y amortizaciones por 70.6 \$MM en 3T 2023 comparado con 66.9 \$MM en el 3T 2022.

El EPS ajustado ⁽¹⁾ del 3T 2023 fue 1.29 \$/acción, comparado con 0.92 \$/acción en el 3T 2022 y 0.61 \$/acción en el 2T 2023.

(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 3T 2023, 2T 2023, 3T 2022 fueron 95,066,657, 94,424,048, y 86,508,194, respectivamente.

Inversiones

Las inversiones totales de Vista durante el 3T 2023 fueron de 181.2 \$MM. Se invirtieron 130.5 \$MM en la perforación, completación y workovers de pozos en Vaca Muerta (principalmente relacionado con la perforación de 11 pozos y la completación de 12 pozos en Bajada del Palo Oeste), 48.7 \$MM en instalaciones de superficie y 2.1 \$MM en estudios de G&G, IT y otros proyectos.

Resumen financiero

Durante el 3T 2023, la Compañía logró mantener un sólido balance, con una posición de caja al cierre del trimestre de 173.8 \$MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue 117.3 \$MM,

impactado por el pago del Impuesto a las Ganancias de 22.3 \$MM y un incremento temporal en el capital de trabajo de 66.4 \$MM. El flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión fue 160.8 \$MM, mayormente impactado por la actividad de perforación y completación en Bajada del Palo Oeste (ver la sección anterior). Esto resultó en un free cash flow negativo de 43.5 \$MM para el trimestre.

En el 3T 2023, el flujo neto de efectivo aplicado en actividades de financiamiento fue 5.3 \$MM⁽¹⁾, mayormente impactado por el ingreso de 70.0 \$MM de nuevos préstamos y por el pago de capital de un préstamo por 22.5 \$MM.

La deuda financiera bruta alcanzó 688.7 \$MM al final del trimestre, resultando en una deuda neta de 514.9 \$MM. Al cierre del 3T 2023, el índice de apalancamiento neto aumentó a 0.66x EBITDA ajustado, desde 0.50x EBITDA ajustado al cierre del 3T 2022.

(1) 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 27.4 \$MM; (ii) el efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera y otros resultados financieros de -32.8 \$MM; y (iii) la variación del valor de los bonos gubernamentales de 0.05 \$MM.

Obligaciones negociables

Instrumento ⁽¹⁾	Fecha de emisión	Vencimiento	Monto bruto (\$MM)	Tipo	Tasa (%)	Moneda	Mercado
ON clase III	21/02/20	21/02/24	9.5	Bullet a su vencimiento	3.50%	USD	BCBA Argentina
ON clase VI	04/12/20	04/12/24	10	Bullet a su vencimiento	3.24%	ARS en USD-linked	BCBA Argentina
ON clase VIII ⁽²⁾	10/03/21	10/09/24	33.5	Bullet a su vencimiento	2.73%	ARS	BCBA Argentina
ON clase X ⁽³⁾	18/06/21	18/03/25	32.6	Bullet a su vencimiento	4.00%	ARS	BCBA Argentina
ON clase XI	27/08/21	27/08/25	9.2	Bullet a su vencimiento	3.48%	ARS en USD-linked	BCBA Argentina
ON clase XII	27/08/21	27/08/31	100.8	Amortizado ⁽⁴⁾	5.85%	ARS en USD-linked	BCBA Argentina
ON clase XIII	16/06/22	08/08/24	43.5	Bullet a su vencimiento	6.00%	USD	BCBA Argentina
ON clase XIV ⁽⁵⁾	10/11/22	10/11/25	40.5	Bullet a su vencimiento	6.25%	USD	BCBA Argentina
ON clase XV	06/12/22	20/01/25	13.5	Bullet a su vencimiento	4.00%	USD	BCBA Argentina
ON clase XVI	06/12/22	06/06/26	104.2	Bullet a su vencimiento	0.00%	ARS en USD-linked	BCBA Argentina
ON clase XVII	06/12/22	06/06/26	39.1	Bullet a su vencimiento	0.00%	ARS en USD-linked	BCBA Argentina
ON clase XVIII	03/03/23	03/03/27	118.5	Bullet a su vencimiento	0.00%	ARS en USD-linked	BCBA Argentina
ON clase XIX	03/03/23	03/03/28	16.5	Bullet a su vencimiento	1.00%	ARS en USD-linked	BCBA Argentina
ON clase XX	05/06/23	20/07/25	13.5	Bullet a su vencimiento	4.50%	USD	BCBA Argentina
ON clase XXI	11/08/23	11/08/28	70.0	Bullet a su vencimiento	0.99%	ARS en USD-linked	BCBA Argentina

(1) Emitidos por Vista Energy Argentina S.A.U.

(2) 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

(3) 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

(4) ON clase XII será amortizada en 15 cuotas semestrales, con 3 años de gracia.

(5) 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

	3T 2023	2T 2023	1T 2023	4T 2022	3T 2022
Producción total por concesión (boe/d)	49,450	46,557	52,207	54,718	50,669
Entre Lomas ⁽³⁾	1,940	1,939	3,826	5,081	5,395
Bajada del Palo Este (convencional)	516	660	844	731	741
Bajada del Palo Oeste (convencional)	1,235	1,570	1,258	1,326	1,665
Bajada del Palo Este (shale)	5,291	4,705	2,971	2,263	2,314
Bajada del Palo Oeste (shale)	29,000	28,283	33,248	33,368	30,104
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque) ⁽³⁾	203	219	198	247	247
25 de Mayo-Medanito ⁽³⁾	882	924	1,783	2,385	2,530
Jagüel de los Machos ⁽³⁾	952	1,040	2,067	2,738	2,866
Coirón Amargo Norte	133	205	191	167	218
Águila Mora (shale)	2,623	1,003	0	0	0
Acambuco	163	170	174	137	141
Aguada Federal (shale)	5,736	5,258	5,279	5,847	3,927
CS-01	777	583	365	428	521
Producción de petróleo crudo por concesión (boe/d)⁽¹⁾	41,490	39,217	44,048	45,745	41,909
Entre Lomas ⁽³⁾	1,160	1,137	2,527	3,339	3,428
Bajada del Palo Este (convencional)	281	367	560	510	421
Bajada del Palo Oeste (convencional)	363	508	552	530	570
Bajada del Palo Este (shale)	5,034	4,491	2,790	2,187	2,176
Bajada del Palo Oeste (shale)	24,792	24,430	29,140	28,890	26,426
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque) ⁽³⁾	97	98	175	222	220
25 de Mayo-Medanito ⁽³⁾	806	861	1,669	2,213	2,243
Jagüel de los Machos ⁽³⁾	733	799	1,577	2,102	2,177
Coirón Amargo Norte	128	205	191	167	213
Águila Mora (shale)	2,245	1,003	0	0	0
Acambuco	17	18	18	16	16
Aguada Federal (shale)	5,119	4,763	4,496	5,155	3,518
CS-01	714	537	353	413	502
Producción de gas natural por concesión (boe/d)⁽²⁾	7,656	6,787	7,752	8,513	8,298
Entre Lomas ⁽³⁾	619	325	938	1,312	1,541
Bajada del Palo Este (convencional)	207	256	244	198	290
Bajada del Palo Oeste (convencional)	871	1,062	706	796	1,095
Bajada del Palo Este (shale)	245	211	173	76	139
Bajada del Palo Oeste (shale)	4,121	3,832	4,116	4,478	3,678
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque) ⁽³⁾	98	113	17	19	21
25 de Mayo-Medanito ⁽³⁾	76	62	115	171	288
Jagüel de los Machos ⁽³⁾	219	241	489	637	690
Coirón Amargo Norte	5	0	0	0	6
Águila Mora (shale)	378	0	0	0	0
Acambuco	145	152	156	121	125
Aguada Federal (shale)	609	487	784	692	408
CS-01	63	45	13	15	18
Producción de NGL por concesión (boe/d)	304	553	407	460	462
Entre Lomas ⁽³⁾	162	477	361	430	426

Bajada del Palo Este (convencional)	28	37	40	24	30
Bajada del Palo Oeste (convencional)	0	0	0	0	0
Bajada del Palo Este (shale)	11	3	0	0	0
Bajada del Palo Oeste (shale)	88	21	0	0	0
Aguada Federal (shale)	8	7	-	-	-
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque) ⁽³⁾	8	8	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	3T-23	2T-23	1T-23	4T-22	3T-22	2T-22	1T-22
Volúmenes de venta (Mbbbl)	2207.8	1583.3	2420.5	2156.6	1946.9	1475.7	988.2
Ingresos (\$MM)	165.4	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	3T-23	2T-23	1T-23	4T-22	3T-22	2T-22	1T-22
Volúmenes de venta (MMm ³)	1.5	12.6	38.8	33.2	3.0	3.9	11.2
Ingresos (\$MM)	0.5	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 (MMm ³)	1.0	-	-	-	-	-	-	-
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 ⁽¹⁾	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
2341 ⁽³⁾	BPO-16	La Cocina	3,128	54
2342 ⁽³⁾	BPO-16	Orgánico	3,101	54
2343 ⁽³⁾	BPO-16	La Cocina	1,969	34
2344 ⁽³⁾	BPO-16	Orgánico	3,101	54
2321 ⁽³⁾	BPO-17	La Cocina	2,722	47
2322 ⁽³⁾	BPO-17	Orgánico	2,813	49
2323 ⁽³⁾	BPO-17	La Cocina	2,490	43
2324 ⁽³⁾	BPO-17	Orgánico	2,526	44
2007	BPO-18	La Cocina	2,026	35
2008	BPO-18	Orgánico	1,893	33
2009	BPO-18	La Cocina	1,968	34
2010	BPO-18	Orgánico	2,066	36
2681 ⁽³⁾	BPO-19	La Cocina	3,012	52
2682 ⁽³⁾	BPO-19	Orgánico	2,986	52
2683 ⁽³⁾	BPO-19	La Cocina	2,780	48
2684 ⁽³⁾	BPO-19	Orgánico	2,756	48

(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%.

(3) Pozo incluido en el acuerdo de inversión conjunta con Trafigura. Participación de Vista: 75%.

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	3T 2023	2T 2023	1T 2023	4T 2022	3T 2022
Ingresos totales	289,686	230,975	303,213	308,105	333,573
Petróleo	272,557	212,622	279,958	285,365	311,986
Gas Natural	16,396	17,296	21,845	21,171	20,138
NGL y otros	733	1,057	1,410	1,569	1,449
Costo de ventas	(135,483)	(114,769)	(137,466)	(133,949)	(145,405)
Costos de operación	(21,924)	(20,347)	(30,144)	(36,113)	(34,753)
Fluctuación del inventario del crudo	(1,209)	2,130	(4,722)	4,722	(4,571)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(70,600)	(62,447)	(64,372)	(63,148)	(66,910)
Regalías	(31,581)	(27,940)	(34,995)	(39,410)	(39,171)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	(10,169)	(6,165)	(3,233)	-	-
Utilidad bruta	154,203	116,206	165,747	174,156	188,168
Gastos de ventas	(17,673)	(15,232)	(16,717)	(18,847)	(14,047)
Gastos generales y de administración	(15,031)	(19,776)	(17,011)	(19,615)	(15,860)
Gastos de exploración	148	(294)	(222)	(169)	(175)
Otros ingresos operativos	23,849	2,268	95,315	3,715	9,241
Otros gastos operativos	153	(4)	(963)	(715)	(564)
Deterioro de activos de larga duración	-	-	-	-	-
Utilidad de la operación	145,649	83,168	226,149	138,525	166,763
Ingresos por intereses	299	216	287	425	294
Gastos por intereses	(4,842)	(5,226)	(6,137)	(6,545)	(6,744)
Otros resultados financieros	(27,375)	(19,967)	(14,315)	(23,729)	(29,453)
Resultados financieros netos	(31,918)	(24,977)	(20,165)	(29,849)	(35,903)
Utilidad antes de impuestos	113,731	58,191	205,984	108,676	130,860
(Gasto)/Beneficio Impuesto sobre la renta corriente	(1,378)	(7,017)	(47,568)	54,560	(68,457)
(Gasto)/Beneficio Impuesto sobre la renta diferido	(29,251)	1,007	(29,682)	(87,732)	14,258
(Gasto)/Beneficio de impuesto	(30,629)	(6,010)	(77,250)	(33,172)	(54,199)
Utilidad / (Pérdida) neta del período	83,102	52,181	128,734	75,504	76,661
Reconciliación de EBITDA Ajustado (\$M)	3T 2023	2T 2023	1T 2023	4T 2022	3T 2022
Utilidad neta	83,102	52,181	128,734	75,504	76,661
(+) Impuesto sobre la renta	30,629	6,010	77,250	33,172	54,199
(+) Resultados financieros netos	31,918	24,977	20,165	29,849	35,903
Utilidad de Operación	145,649	83,168	226,149	138,525	166,763
(+) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	70,600	62,447	64,372	63,148	66,910
(+) Gastos de reestructuración y reorganización y otros	-	5	271	-	-
(+) 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	10,169	6,165	3,233	-	-
EBITDA Ajustado⁽¹⁾	226,420	151,785	204,365	201,673	233,673
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%)</i>	<i>78%</i>	<i>66%</i>	<i>67%</i>	<i>65%</i>	<i>70%</i>

	3T 2023	2T 2023	1T 2023	4T 2022	3T 2022
Costos operativos (\$MM)	21.9	20.3	30.1	36.1	34.8
<i>Lifting cost por boe (\$/boe)</i>	4.8	4.8	6.4	7.2	7.5

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	3T-23	2T-23	1T-23	4T-22	3T-22	2T-22	1T-22
Utilidad/Pérdida Neta	83,102	52,181	128,734	75,504	76,661	101,836	15,534
<i>Ajustes:</i>	-	-	-	-	-	-	-
(+) Impuesto sobre la renta diferido	29,251	(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	10,169	6,165	3,233	-	-	-	-
Ajustes a la Utilidad/Pérdida neta	39,420	5,158	(56,744)	95,494	2,741	(19,522)	23,527
Utilidad/Pérdida Neta Ajustada	122,522	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)
<i>Ajustes:</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) 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)
<i>Ajustes:</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
(+) 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 septiembre de 2023	Al 31 de diciembre 2022
Propiedad, planta y equipos	1,814,370	1,606,339
Crédito Mercantil	22,576	28,288
Otros activos intangibles	7,386	6,792
Activos por derecho de uso	59,584	26,228
Inversiones en asociadas	7,075	6,443
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	159,363	15,864
Activos por impuestos diferidos	335	335
Total Activos No Corrientes	2,070,689	1,690,289
Inventarios	5,426	12,899
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	254,854	90,406
Caja, bancos e inversiones corrientes	173,789	244,385
Total Activos Corrientes	434,069	347,690
Total Activos	2,504,758	2,037,979
Pasivos por impuestos diferidos	300,991	243,411
Pasivos por arrendamiento	30,528	20,644
Provisiones	30,697	31,668
Préstamos	587,580	477,601
Beneficios a empleados	13,154	12,251
Total Pasivos No corrientes	962,950	785,575
Provisiones	2,043	2,848
Pasivos por arrendamiento	35,325	8,550
Préstamos	101,095	71,731
Salarios y contribuciones sociales	16,380	25,120
Impuesto sobre la renta	28,030	58,770
Otros impuestos y regalías	15,580	20,312
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	236,925	221,013
Total pasivos corrientes	435,378	408,344
Total Pasivos	1,398,328	1,193,919
Total Capital Contable	1,106,430	844,060
Total Capital Contable y Pasivos	2,504,758	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 julio y el 30 de septiembre de 2023	Periodo entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2022
Ingreso por ventas a clientes	289,686	333,502
Ingresos por ventas de petróleo crudo	272,557	311,986
Ingresos por ventas de gas natural	16,396	20,138
Ingresos por ventas de GLP	733	1,378
Costo de ventas	(135,483)	(145,356)
Costos de operación	(21,924)	(34,704)
Fluctuación del inventario de crudo	(1,209)	(4,571)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(70,600)	(66,910)
Regalías	(31,581)	(39,171)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	(10,169)	-
Utilidad bruta	154,203	188,146
Gastos de ventas	(17,673)	(14,047)
Gastos generales y de administración	(15,031)	(15,860)
Gastos de exploración	148	(175)
Otros ingresos operativos	23,849	9,263
Otros gastos operativos	153	(564)
Utilidad de operación	145,649	166,763
Ingresos por intereses	299	294
Gastos por intereses	(4,842)	(6,744)
Otros resultados financieros	(27,375)	(29,453)
Resultados financieros netos	(31,918)	(35,903)
Utilidad antes de impuestos	113,731	130,860
(Gasto) por impuesto sobre la renta corriente	(1,378)	(68,457)
(Gasto) beneficio por impuesto sobre la renta diferido	(29,251)	14,258
(Gasto) por impuesto sobre la renta	(30,629)	(54,199)
Utilidad neta del período	83,102	76,661
Otros resultados integrales	60	(35)
Total utilidad integral del período	83,162	76,626

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 julio y el 30 de septiembre de 2023	Periodo entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2022
Flujos de efectivo de las actividades de operación		
Utilidad neta del período	83,102	76,661
	-	
Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo		
Partidas relacionadas con actividades de operación:		
(Reversión) de reserva por pérdidas crediticias esperadas	-	-
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	(6,509)	(19,373)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos	673	617
(Disminución) Incremento neto en provisiones	(153)	564
Gastos por intereses de arrendamiento	645	499
Descuento de activos y pasivos a valor presente	(6,410)	668
Pagos basados en acciones	4,025	4,601
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	10,169	
Beneficios a empleados	176	150
Gastos por impuesto sobre la renta	30,629	54,199
	-	
Partidas relacionadas con actividades de inversión:		
Depreciaciones y agotamientos	69,595	66,099
Amortización de activos intangibles	1,005	811
Ingresos por intereses	(299)	(294)
Ganancia por acuerdo de <i>farmout</i>	(18,773)	(9,049)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	19,601	16,377
Ganancia relacionada con la cesión de activos convencionales	-	-
	-	
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:		
Gastos por intereses	4,842	6,744
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales	-	16,999
Costo amortizado	342	467
Revaluación de préstamos	16,515	15,132
Otros resultados financieros	2,518	
	-	
Cambios en activos y pasivos operativos:		
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	(91,026)	(34,520)
Inventarios	1,209	4,571
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	24,580	13,232
Pagos de beneficios a empleados	(70)	(73)
Salarios y contribuciones sociales	3,378	6,652
Otros impuestos y regalías	(9,767)	2,929
Provisiones	(380)	(689)

Pago de impuesto sobre la renta	(22,331)	(25,984)
Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas	117,286	196,057
	-	-
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:		
Pagos por adquisiciones de propiedad, planta y equipos	(162,762)	(152,792)
Pagos por adquisición de activos AFBN	(6,250)	(6,250)
Pagos por adquisiciones de otros activos intangibles	(1,176)	(999)
Pagos por adquisiciones de inversiones en asociadas	(100)	10,000
Pagos de anticipos por arrendamientos		
Pagos recibidos por acuerdo de <i>farmout</i>	20,400	(1,952)
Pagos por otros activos	2,994	-
Cobros procedentes de intereses	299	294
Flujos netos de efectivo (aplicados en) actividades de inversión	(160,756)	(151,699)
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:		
Préstamos recibidos	70,000	-
Pago de costos de emisión de préstamos	(387)	-
Pago de capital de los préstamos	(22,500)	(78,270)
Pago de intereses de los préstamos	(6,855)	(10,444)
Pago de arrendamientos	(10,306)	(3,156)
Otros resultados financieros	(2,518)	
Flujos netos de efectivo generados por (aplicados en) actividades de financiamiento	27,434	(91,870)
	Periodo entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2023	Periodo entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2022
(Disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo	(16,036)	(47,512)
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del período	219,677	248,560
Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera y otros resultados financieros	(32,795)	(20,255)
(Disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo	(16,036)	(47,512)
Efectivo y equivalente de efectivo al cierre del período	170,846	180,793

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
- Transacción de Activos Convencionales: 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.
- Activos Convencionales Transferidos: las concesiones Entre Lomas Río Negro, Entre Lomas Neuquén, Jarilla Quemada, Charco del Palenque, 25 de Mayo Medanito SE y Jagüel de los Machos, operadas por Aconcagua a partir del 1 de marzo de 2023
- 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

AVISO LEGAL

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 espaciado por etapa, todas las cuales son difíciles de predecir y muchas de las cuales están fuera de nuestro control y por lo tanto sujetas a varios riesgos e incertidumbres. La inclusión de la información financiera estimada en este documento no debe considerarse como una indicación de que nosotros o nuestro equipo de administración consideramos que dichas predicciones como fiables de acontecimientos futuros. En dicho sentido, no se puede hacer ninguna representación en cuanto a la posibilidad de alcanzar las proyecciones, los lineamientos u otras estimaciones de los resultados, el rendimiento o los logros futuros. No garantizamos la exactitud, fiabilidad, adecuación o integridad de nuestras proyecciones. Nadie de nuestro equipo de administración ni de nuestros representantes ha realizado declaración alguna con respecto a nuestro desempeño futuro en comparación con la información contenida en nuestras proyecciones, y ninguno de ellos tiene la intención o asume la obligación de actualizar o revisar las proyecciones realizadas para reflejar las circunstancias efectivamente existentes luego de la fecha en que se hicieron nuestras proyecciones o para reflejar la existencia de acontecimientos futuros en caso de que se demuestre que algunos o todos los supuestos en que se basaron nuestras proyecciones estuvieron equivocados. Podríamos hacer referencia a estas proyecciones en nuestros informes periódicos a ser presentados conforme a la Ley del Mercado de Valores. Estas expectativas y proyecciones están sujetas a importantes riesgos e incertidumbres conocidas y desconocidas que pueden hacer que nuestros resultados reales, desempeño o logros, o resultados de la industria, sean materialmente diferentes de cualquier resultado esperado o proyectado, desempeño o logros expresados o implícitos en dichas estimaciones futuras. Muchos factores de importancia podrían causar que nuestros resultados, desempeño o logros reales difieran materialmente de aquellos expresados o implícitos en nuestras estimaciones futuras, incluyendo, entre otras cosas: incertidumbres relacionadas con concesiones gubernamentales futuras y permisos de exploración; resultados adversos en litigios que puedan surgir en el futuro; condiciones políticas, económicas, sociales, demográficas y comerciales generales en Argentina, México y en otros países en los que 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