



2021

Resultados del año y del 4^{to} trimestre

Ciudad de México, 22 de febrero de 2021

NYSE: VIST

BMV: VISTA

Vista: resultados del año 2021 y del 4to trimestre de 2021

22 de febrero de 2021, Ciudad de México, México.

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. ("Vista" o la "Compañía") (NYSE: VIST en New York Stock Exchange; BMV: VISTA en la Bolsa de Valores de México), reportó hoy los resultados financieros y operativos del año 2021 y del 4T de 2021.

Aspectos destacados del año 2021:

- Durante 2021, se completaron y conectaron cinco pads de cuatro pozos cada uno (#6 al #10) en Bajada del Palo Oeste. Esto agregó 20 pozos de shale en producción, en línea con las proyecciones, aumentando el total de pozos shale en producción en el bloque a 40 para el final del año. La producción total de shale fue 23,353 boe/d de los cuales 23,225 boe/d corresponden a la producción de shale de Bajada del Palo Oeste, la cual alcanzó 28.1 Mboe/d el 31 de diciembre de 2021.
- Las reservas probadas totales al 31 de diciembre de 2021 alcanzaron 181.6 MMboe, un incremento de 42% comparado con 128.1 MMboe al 31 de diciembre de 2020. El incremento fue impulsado principalmente por el sólido desempeño en Bajada del Palo Oeste. El índice de remplazo de reservas probadas fue de 477%, mientras que el índice de remplazo de reservas de petróleo fue de 519%.
- Durante el año 2021, la producción total fue de 38,845 boe/d, la cual estuvo compuesta por 30,359 bbl/d de petróleo, representando el 78% de la producción total, 1.27 MMm3/d de gas natural, representando el 21% de la producción total, y 475 boe/d de NGL, representando el 1% restante. La producción total de 2021 fue 46% mayor a la de 2020.
- Durante 2021, la Compañía redujo las emisiones GEI de alcance 1 y 2 en 14%, implicando una reducción de la intensidad de 39% a 24.1 kgCO₂e/boe. Además, Vista estableció su ambición de cero emisiones netas para 2026.
- Durante 2021, el precio promedio realizado del crudo fue de 54.9 \$/bbl, un 48% mayor que durante 2020. El precio realizado del gas natural durante el 2020 fue de 3.2 \$/MMbtu, un 56% mayor que durante 2020.
- Los ingresos totales durante 2021 fueron de 652.2 \$MM, un aumento del 138% comparado con 273.9 \$MM durante 2020. El aumento fue impulsado principalmente por el incremento en la producción y mayores precios realizados. En el mismo periodo, se exportaron 3,054 Mbbl de petróleo, representando 182.2 \$MM.
- El lifting cost ⁽¹⁾ por boe fue de 7.4 \$/boe durante 2021, una reducción de 18% en comparación al lifting cost por boe promedio de 2020, dado que la producción incremental de Bajada del Palo Oeste, con bajo costo marginal, continúa diluyendo la base de costos fijos de la Compañía.

- El EBITDA ajustado para 2021 fue de 380.1 \$MM, resultando en un margen de EBITDA ajustado de 58%. Este valor representa un aumento del 298% comparado con el EBITDA ajustado de 95.6 \$MM durante 2020, impulsado por el aumento en los ingresos totales frente a costos operativos por boe estables.
- Las inversiones totales (CAPEX, por sus siglas en inglés) en 2021 fueron 324.1 \$MM, de los cuales aproximadamente 220.0 \$MM se invirtieron en los desarrollos shale de la Compañía, 26.9 \$MM en bloques convencionales y 77.0 \$MM en instalaciones y otras inversiones.
- En 2021, se logró un free cash flow positivo de 105.9 \$MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue 401.4 \$MM, con un flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión de 295.5 \$MM para el año. El flujo neto de efectivo generado por actividades de financiamiento fue 6.1 \$MM, principalmente impulsado por préstamos recibidos por 358.1 \$MM, pagos de capital por 284.7 \$MM y pago de intereses por 54.6 \$MM.
- La posición de caja al cierre de 2021 fue de 315.0 \$MM. La deuda financiera bruta alcanzó 611.0 \$MM al final del año, resultando en una deuda neta de 296.0 \$MM y un índice de apalancamiento neto de 0.8x EBITDA ajustado.
- La utilidad neta ajustada de 2021 fue 78.5 \$MM, comparada con una pérdida neta ajustada de 115.1 \$MM en 2020, mayormente impulsada por un mayor EBITDA ajustado y parcialmente contrarrestado por un mayor impuesto sobre la renta corriente y mayores depreciaciones, agotamiento y amortizaciones. El EPS ajustado de 2021 fue 0.89 \$/acción, comparado con (1.32) \$/acción en 2020.

Aspectos destacados del 4T 2021:

- La producción total del 4T 2021 fue de 41,064 boe/d, un aumento del 34% en comparación con la producción total del 4T 2020, impulsado principalmente por el crecimiento en Bajada del Palo Oeste. La producción de petróleo aumentó 41% año a año a 32,436 bbl/d.
- En el 4T 2021, la producción shale fue de 25,699 boe/d, de los cuales 98% corresponden a los pozos shale de Bajada del Palo Oeste, donde se conectaron 20 pozos nuevos en 5 pads durante el año.
- Los ingresos en el 4T 2021 fueron de 196.0 \$MM, un 146% por encima de los 79.5 \$MM de 4T 2020, impulsado principalmente por el aumento de producción y los precios promedio realizados. En el 4T 2021, se exportó el 33% del volumen de petróleo (995.6 Mbbl de petróleo y 70.5 \$MM de ingresos correspondientes).
- En el 4T 2021, el precio realizado de petróleo fue 60.6 \$/bbl, un incremento de 6% comparado con el precio realizado de petróleo de 3T 2021 y un incremento de 51% comparado con el 4T 2020.

- El precio realizado de gas natural para el 4T 2021 fue de 2.7 \$/MMBTU, resultando en un aumento de 70% año a año, principalmente impactado por el precio de verano del Plan Gas de 2.7 \$/MMBTU, aplicables a un 70% aproximadamente de los volúmenes totales de gas natural, y al incremento de precio de los clientes industriales de 1.2 a 2.7 \$/MMBTU año a año.
- El lifting cost ⁽¹⁾ fue 7.5 \$/boe en 4T 2021, un 7% por debajo del lifting cost por boe del 4T 2020, dado que la producción incremental de Bajada del Palo Oeste, con bajo costo marginal, continúa diluyendo la base de costos fijos de la Compañía.
- El EBITDA ajustado para el 4T 2021 alcanzó 116.5 \$MM, un incremento secuencial de 13% y un 224% por encima de 4T 2020, impulsado por el aumento en ingresos frente a costos estables. Durante el 4T 2021, el margen de EBITDA ajustado fue 59%, 14p.p. por encima del 4T 2020.
- En el 4T 2021, las inversiones fueron 97.3 \$MM, reflejando la completación del quinto pad del año en Bajada del Palo Oeste (pad #10). Este pad fue conectado a fines de diciembre, con 54 etapas de compleatación promedio por pad y una longitud lateral promedio de 2,854 mts por pozo.
- En el 4T 2021, se alcanzó un free cash flow positivo de 62.8 \$MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue 138.8 \$MM, con un flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión de 76.0 \$MM para el trimestre. El flujo neto de efectivo aplicado en actividades de financiamiento fue 13.5 \$MM, mayormente impulsado por el pago de intereses de 3.8 \$MM y pagos de deuda de 1.6 \$MM.
- La utilidad neta ajustada del 4T 2021 fue 35.4 \$MM, comparada con una pérdida neta ajustada de 21.6 \$MM en 4T 2020, mayormente impulsada por un mayor EBITDA ajustado y parcialmente contrarrestado el gasto de impuestos sobre la renta corriente. El EPS ajustado de 4T 2021 fue 0.40 \$/acción, comparado con (0.25) \$/acción en 4T 2020.

(1) Excluye el 50% de participación no operada en Aguada Federal y Bandurria Norte

Vista Oil & Gas: resultados del año 2021 y del 4^{to} trimestre 2021

Reservas

Las reservas probadas ("P1") al 31 de diciembre de 2021 fueron 181.6 MMboe, un 42% de incremento interanual. Las adiciones a las reservas P1 fueron 67.6 MMboe, implicando un índice de remplazo de reservas de 477%. Las reservas probadas certificadas de petróleo y gas de Bajada del Palo Oeste, proyecto insignia de Vista, fueron estimadas en 155.0 MMboe.

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

Reservas probadas por tipo (MMboe)	2021	2020	▲ a/a (MMboe)	▲ a/a (%)
Probadas desarrolladas	64.7	53.3	11.4	21%
Crudo	48.5	37.8	10.7	28%
Gas Natural	16.2	15.5	0.7	5%
Probadas no desarrolladas	116.9	74.9	42.0	56%
Crudo	98.1	61.7	36.4	59%
Gas Natural	18.8	13.2	5.6	43%
Reservas probadas totales	181.6	128.1	53.5	42%

Considerando una producción total de 14.2 MMboe para 2021, la vida de las reservas P1 es 12.8 años, como se muestra en la siguiente tabla:

Reconciliación de reservas probadas	Crudo (MMbbl) ⁽¹⁾	Natural Gas (MMboe)	Total (MMboe)
Reservas probadas a Dic-2020	99.5	28.6	128.1
(-) Producción	(11.3)	(2.9)	(14.2)
(+) Adiciones	58.4	9.3	67.6
Reservas probadas a Dic-2021	146.6	35.0	181.6
Índice de remplazo de reservas	519%	317%	477%
Vida de reservas (años)	13.0	12.0	12.8

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

Reservas por concesión	Crudo (MMbbl) ⁽¹⁾	Gas Natural (MMboe)	Total (MMboe)
Bajada del Palo Oeste	128.4	26.6	155.0
Bajada del Palo Este	1.4	1.1	2.5
Charco del Palenque	0.8	0.1	0.9
Coirón Amargo Norte	0.7	0.1	0.8
Entre Lomas Río Negro	3.8	3.6	7.4
Entre Lomas Neuquén	1.5	0.7	2.3
Jagüel de los Machos	2.7	0.8	3.5
Jarilla Quemada	0.0	0.1	0.1
25 de Mayo–Medanito Sudeste	3.8	0.2	4.0
Acambuco	0.1	0.5	0.6

Aguada Federal	0.0	0.0	0.0
Bandurria Norte	0.0	0.0	0.0
CS-01	3.4	1.1	4.5
Reservas probadas totales	146.6	35.0	181.6

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

Las reservas P1 estimadas y certificadas de petróleo y gas en Bajada del Palo Oeste fueron 155.0 MMboe al 31 de diciembre de 2021, un incremento del 57% con respecto al final de 2020. El incremento fue impulsado principalmente por las inversiones en pozos nuevos y el sólido resultado de la productividad de los pozos en producción en dicho bloque. Esto llevó a una adición de 52 locaciones P1 de pozos de *shale oil* en Bajada del Palo Oeste, resultando en un total de 134 locaciones P1. Las adiciones a reservas probadas en el bloque totalizaron 46.8 MMboe. La Compañía identificó hasta 550 locaciones de pozos nuevos en el bloque y conectó 40 pozos de *shale oil* desde el comienzo del proyecto en 2018.

Las reservas P1 estimadas y certificadas en el bloque CS-01, ubicado en Tabasco, México, fueron 4.5 MMboe al 31 de diciembre de 2021, aumentando desde 0.2 MMboe al final de 2020. Las adiciones a las reservas P1 fueron respaldadas por un estudio integrado que llevó a la aprobación del plan de desarrollo del campo por la Comisión Nacional de Hidrocarburos el 8 de abril de 2021. Dicho plan contiene 23 locaciones P1. Las adiciones fueron también impulsadas por el incremento de 50% a 100% en la participación que tiene la Compañía en el bloque, que se llevó a cabo el 16 de agosto de 2021.

Valuación de las reservas P1

De acuerdo a las regulaciones establecidas por la *Securities Exchange Commission* de los Estados Unidos de Norteamérica (SEC), los flujos de caja netos futuros fueron calculados aplicando los precios actuales de crudo y gas natural (considerando cambios en precio solamente en casos de acuerdos contractuales) a la producción futura estimada de las reservas probadas de crudo y gas natural reportadas a la fecha, menos la estimación de costos estimados a futuro (basados en costos actuales) a ser incurridos para desarrollar y producir dichas reservas probadas. Los flujos de caja netos futuros luego fueron descontados usando una tasa del 10% anual.

Para activos en Argentina, las reservas probadas certificadas al 31 de diciembre de 2021 se calcularon a un precio de 54.9 \$/bbl para crudo, 26.7 \$/boe para gas natural licuado y 3.92 \$/Mcf para gas natural, comparados con 42.0 \$/bbl, 19.2 \$/boe y 2.81 \$/Mcf, respectivamente, al 31 de diciembre de 2020. Dichos precios se asumen constantes para toda la evaluación, de acuerdo con las regulaciones de la SEC. La estimación de flujos de caja netos futuros, sin descontar y descontados, atribuibles a las reservas probadas y certificadas de las participaciones de Vista en Argentina al 31 de diciembre de 2021, utilizando las regulaciones de la SEC se resumen debajo:

Flujos de caja netos futuros (Acum. \$MM)	Sin descontar	Descontados al 10% anual
Probadas desarrolladas	2,072.7	832.3
Probadas no desarrolladas	1,069.2	680.0
Total Probadas	3,141.9	1,512.3

Para el bloque CS-01, las reservas probadas certificadas al 31 de diciembre de 2021 se calcularon a un precio de 58.7 \$/bbl para crudo y 3.18 \$/Mcf para gas natural. Dichos precios se asumen constantes para toda la evaluación, de acuerdo con las regulaciones de la SEC. La estimación de flujos de caja netos futuros, sin descontar y descontados, atribuible a las reservas probadas y certificadas de las participaciones de Vista en México al 31 de diciembre de 2021, utilizando las regulaciones de la SEC, se resumen debajo:

Flujos de caja netos futuros (Acum. \$MM)	Sin descontar	Descontados al 10% anual
Total reservas probadas	63.5	24.4

La información incluida en esta nota respecto a las cantidades estimadas de reservas probadas se deriva de las estimaciones de las reservas probadas al 31 de diciembre de 2021 del reporte con fecha 28 de enero de 2022 preparado por DeGolyer and MacNaughton para los bloques ubicados en Argentina, y del reporte con fecha 8 de febrero de 2022 preparado por Netherland Sewell & Associates para los bloques ubicados en México.

Producción

Producción total promedio diaria neta

	4T 2021	3T 2021	4T 2020	▲ y/y	▲ q/q	2021	2020	▲ y/y
Total (boe/d)	41,064	40,267	30,648	34%	2%	38,845	26,594	46%
Petróleo (bbl/d)	32,436	30,954	23,056	41%	5%	30,359	18,324	66%
Gas Natural (MMm ³ /d)	1.29	1.40	1.12	15%	(8)%	1.27	1.22	4%
NGL (bbl/d)	524	519	518	1%	1%	475	589	(19)%

La producción promedio diaria durante el 4T 2021 fue de 41,064 boe/d, compuesta por 32,436 bbl/d de petróleo, lo que representó el 79% de la producción total, 1.29 MMm³/d de gas natural y 524 boe/d de líquidos de gas natural. La producción shale total fue de 25,699 boe/d, 98% correspondientes a los pozos shale de Bajada del Palo Oeste.

Producción neta promedio diaria por activo 4T 2021

	Interés	Petróleo (bbl/d)	Gas Natural (MMm3/d)	NGL (bbl/d)	Total (boe/d)	% Total promedio día
Concesiones (volúmenes a su participación)		32,436	1.29	524	41,064	100%
Entre Lomas	100%	3,448	0.21	454	5,214	13%
Bajada del Palo Este	100%	437	0.07	59	967	2%
Bajada del Palo Oeste (convencional)	100%	620	0.24	-	2,115	5%
Bajada del Palo Oeste (shale)	100%	21,756	0.56	-	25,262	62%
Agua Amarga	100%	243	0.03	12	458	1%
25 de Mayo-Medanito	100%	2,372	0.03	-	2,540	6%
Jagüel de los Machos	100%	2,400	0.12	-	3,151	8%
Coirón Amargo Norte	84.6%	231	0.00	-	232	1%
Águila Mora (shale)	90%	-	0.00	-	-	0%
Acambuco (no operado)	1.5%	17	0.02	-	151	0%
Aguada Federal (shale) ⁽¹⁾	100%	391	0.01	-	436	1%
Bandurria Norte (shale) ⁽¹⁾	100%	-	-	-	-	-
CS-01 (México)	100%	523	0.0	-	538	1%

(1) La Compañía adquirió un 50% adicional el 17 de enero de 2022. Desde esa fecha es el operador y titular de la concesión.

Ingresos

Ingresos por producto - en \$MM	4T 2021	3T 2021	4T 2020	▲ y/y	▲ q/q	2021	2020	▲ y/y
Total	196.0	175.0	79.5	146%	12%	652.2	273.9	138%
Petróleo	182.1	153.9	72.5	151%	18%	593.1	236.6	151%
<i>Mercado Externo</i>	<i>70.5</i>	<i>32.2</i>	<i>11.8</i>	<i>499%</i>	<i>119%</i>	<i>182.2</i>	<i>94.9</i>	<i>92%</i>
<i>Mercado Domestico</i>	<i>111.5</i>	<i>121.8</i>	<i>60.7</i>	<i>84%</i>	<i>(8)%</i>	<i>410.9</i>	<i>141.7</i>	<i>190%</i>
Gas Natural	12.2	19.7	6.2	97%	(38)%	54.3	33.6	62%
NGL	1.7	1.4	0.9	94%	19%	4.8	3.8	28%

Precios promedio realizados

Producto	4T 2021	3T 2021	4T 2020	▲ y/y	▲ q/q	2021	2020	▲ y/y
Petróleo (\$/bbl)	60.6	57.0	40.1	51%	6%	54.9	37.2	48%
Gas Natural (\$/MMBTU)	2.7	4.1	1.6	70%	(34)%	3.2	2.0	56%
NGL (\$/tn)	407	341	212	92%	19%	312	205	52%

Durante el 4T 2021, los ingresos totales fueron de 196.0 \$MM, 146% por encima del 4T 2020 y 12% trimestre a trimestre, impulsados por el aumento en los ingresos por ventas de petróleo.

Los ingresos por ventas de petróleo del 4T 2021 fueron de 182.1 \$MM (incluye 1.0 \$MM de Aguada Federal y Bandurria Norte), representando un 93% de los ingresos totales, 151% por encima comparado con 4T 2020, impulsados principalmente por el aumento de la producción de petróleo shale de Bajada del Palo Oeste y mayores precios promedio realizados de petróleo. Durante el 4T 2021 se exportó el 33% del volumen total de petróleo vendido, mientras que el 67% restante fue vendido a refinerías locales en Argentina. El volumen total de ventas de petróleo durante 4T 2021 fue 2,988 Mbbl⁽¹⁾. El precio promedio realizado fue de 60.6 \$/bbl, 51% por encima de 4T 2020 y 6% por encima de 3T 2021.

Los ingresos por ventas de gas natural fueron 12.2 \$MM, representado un 6% de los ingresos totales. El precio promedio de las ventas de gas natural en el trimestre fue de 2.7 \$/MMBTU, un 70% mayor al 4T 2020, impulsado por el precio de verano del Plan Gas de 2.7 \$/MMBTU: las ventas a empresas de distribución y GNC representaron un 22% de las ventas de gas natural totales, a un precio promedio de 2.8 \$/MMBTU, mientras que las ventas al segmento de generación de energía eléctrica representaron el 41% de las ventas de gas natural totales, a un precio promedio de 2.7 \$/MMBTU. El 36% restante de las ventas se realizaron a clientes industriales a un precio promedio de 2.7 \$/MMBTU, un 131% por encima de 4T 2020.

Las ventas de líquidos de gas natural y otros servicios fueron de 1.7 \$MM durante el 4T 2021, representando el 1% de las ventas totales. El precio promedio de NGL fue de 407 \$/tn.

(1) Excluye el 50% de participación no operada en Aguada Federal y Bandurria Norte

Costos de operación

	4T 2021	3T 2021	4T 2020	▲ y/y	▲ q/q	2021	2020	▲ y/y
Excluyendo AF y BN⁽²⁾								
Lifting cost por boe (\$/boe)	7.5	7.3	8.0	(7)%	2%	7.4	9.0	(18)%
Costos operativos totales (\$MM)	27.9	27.2	22.6	24%	3%	104.7	88.0	19%
Incluyendo AF y BN								
Lifting cost por boe (\$/boe)	8.0	7.3	8.0	0%	9%	7.6	9.0	(16)%
Costos operativos totales (\$MM)	30.3	27.2	22.6	34%	11%	107.1	88.0	22%

(2) Excluye el 50% de participación no operada en Aguada Federal y Bandurria Norte

Excluyendo el 50% de participación no operada en Aguada Federal y Bandurria Norte, los costos operativos durante el 4T 2021 fueron de 27.9 \$MM, un 24% por encima año a año, principalmente impulsado por el aumento de las actividades operativas y el incremento de producción. El lifting cost por boe en 4T 2021 disminuyó un 7% año a año a 7.5 \$/boe, mayormente impactado por el incremento en la producción de Bajada del Palo Oeste con bajo costo marginal que continúa diluyendo la base de costos fijos de la Compañía.

Incluyendo el 50% de participación no operada en Aguada Federal y Bandurria Norte, los costos operativos de 4T 2021 se mantuvieron estables año a año en 8 \$/boe.

EBITDA ajustado

Reconciliación de EBITDA ajustado (\$MM)	4T 2021	3T 2021	4T 2020	▲ y	▲ q	2020	2020	▲ y
(Pérdida) / Utilidad neta	35.6	4.7	(13.8)	49.4	(44.6)	50.7	(102.7)	153
Impuesto sobre la renta	36.2	35.3	(17.4)	53.6	(18.3)	102.1	(10.1)	112
Resultados financieros netos	10.3	24.1	13.4	(3.1)	27.2	57.8	42.9	15
Utilidad de Operación	82.0	64.1	(17.8)	99.9	(35.8)	210.6	(70.0)	281
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	46.9	48.7	44.9	2.0	46.7	191.3	147.7	44
Gastos de reestructuración y reorganización y otros ⁽³⁾	1.6	(9.8)	(0.6)	2.3	(12.1)	(7.7)	3.5	(11)
Deterioro de activos de larga duración	(14.0)	-	9.5	(23.5)	23.5	(14.0)	14.4	(28)
EBITDA Ajustado ⁽¹⁾	116.5	102.9	35.9	80.6	22.3	380.1	95.6	284
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%) ⁽²⁾</i>	59%	59%	45%	+14p.p.	+1p.p.	58%	35%	+23p.p.

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

(2) Expresado como diferencia en puntos porcentuales.

El EBITDA Ajustado fue de 116.5 \$MM en 4T 2021, un incremento del 224% en comparación con 4T 2020, reflejando la mayor producción de petróleo a niveles de costos estables, y mayores precios realizados de petróleo y gas. El margen de EBITDA ajustado fue de 59%, 14p.p. por encima de 4T 2020.

Utilidad / Pérdida neta Ajustada

Utilidad/Pérdida Neta Ajustada - en \$MM	4T-21	3T-21	4T-20	▲ y	▲ q	2021	2020	▲ y
Utilidad/Pérdida Neta	35.6	4.7	(13.8)	49.4	30.8	50.7	(102.7)	153.4
<i>Ajustes:</i>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Impuesto sobre la renta diferido	21.0	6.0	(17.4)	38.4	15.0	39.7	(10.3)	50.0
Cambios en el valor razonable de los títulos	(7.1)	7.9	0.1	(7.2)	(15.0)	2.2	(16.5)	18.7
Deterioro de activos de larga duración	(14.0)	0.0	9.5	(23.5)	(14.0)	(14.0)	14.4	(28.5)
Ajustes a la Utilidad/Pérdida neta	(0.1)	13.9	(7.8)	7.7	(14.1)	27.8	(12.4)	40.2
Utilidad/Pérdida Neta Ajustada	35.4	18.7	(21.6)	57.0	16.8	78.5	(115.1)	193.6
<i>EPS ajustado (\$/acción)</i>	0.40	0.21	(0.25)	0.6	0.2	0.89	(1.31)	2.2

En el 4T 2021 la utilidad neta ajustada ⁽¹⁾ fue 35.4 \$MM, comparada con una pérdida neta ajustada de 21.6 \$MM en 4T 2020. Este cambio interanual fue impactado por el mayor EBITDA ajustado (116.5 \$MM en 3T 2021 comparado con 35.9 \$MM en 4T 2020), contrarrestado mayormente por (a) un aumento en el gasto del impuesto sobre la renta corriente a 15.2 \$MM en 4T 2021 comparado con 0.0 \$MM en el 4T 2020, (b) depreciaciones, agotamiento y amortizaciones por 46.9 \$MM en 4T 2021 comparado con 44.9 \$MM en 4T 2020 y (c) una pérdida por resultados financieros (neto de los cambios en el valor razonable de los títulos) que alcanzó 17.4 \$MM en 4T 2021, comparado con una pérdida de 13.3 \$MM en 4T 2020 ⁽²⁾.

El EPS ajustado ⁽³⁾ de 4T 2021 fue 0.40 \$/acción, comparado con 0.21 \$/acción en 3T 2021 y (0.25) \$/acción en 4T 2020.

- (1) La compañía definió la utilidad/pérdida neta ajustada como la utilidad/pérdida neta más el impuesto diferido, más cambios en el valor razonable de los títulos opcionales, más el deterioro de activos de larga duración. Se suma nuevamente estos ajustes ya que no son elementos en efectivo y no reflejan correctamente la generación de utilidad neta de la compañía. Por favor referirse a la sección de "Utilidad/Pérdida neta ajustada histórica" en el apéndice de este documento para más información.
- (2) En 4T 2021, los Resultados financieros netos fueron (10.3) \$MM, menos los Cambios en el valor razonable de los títulos de 7.1, resultando en (17.4) \$MM.
- (3) EPS ajustado (Earnings per share): Utilidad/pérdida neta ajustada dividido por el Número promedio ponderado de acciones comunes. El Número promedio ponderado de acciones comunes para 4T 2021, 3T 2021, 4T 2020, 2020 y 2021 fueron 88,473,206, 88,418,735, 87,705,968, 87,473,056 and 88,242,621, respectivamente.

Inversiones

Las inversiones totales de Vista (CAPEX) durante 4T 2021 fueron de 97.3 \$MM. Se invirtieron 58.0 \$MM en la perforación y completación de pozos en Vaca Muerta, 8.2 \$MM en la perforación, completación y workovers de pozos convencionales, 20.7 \$MM en el desarrollo de instalaciones y 10.5 \$MM en estudios de G&G, proyectos de IT y otras inversiones.

Resumen financiero

Durante el 4T 2021, la Compañía logró mantener un sólido balance, con una posición de caja al cierre del trimestre de 315.0 \$MM. El flujo neto de efectivo generado por actividades operativas fue 138.8 \$MM, un incremento del 414% año a año. Adicionalmente, el flujo neto de efectivo aplicado en actividades de inversión fue 76.0 \$MM, con un CAPEX de 97.3 \$MM según se detalló anteriormente. Esto resultó en un free cash flow positivo de 62.8 \$MM para el periodo.

En 4T 2021, el flujo neto de efectivo aplicado en actividades de financiamiento fue 13.5 \$MM ⁽²⁾, mayormente impactado por el pago de intereses por 3.8 \$MM y repagos de deuda por 1.6 \$MM.

La deuda financiera bruta alcanzó 611.0 \$MM al final del trimestre, resultando en una deuda neta de 296.0 \$MM. Al cierre del 4T 2021, el índice de apalancamiento neto disminuyó a 0.8x EBITDA ajustado, desde 3.5x EBITDA ajustado al cierre de 4T 2020. La duración promedio de la deuda aumento a 2.5 años al cierre de 4T 2021, desde 2.5 al cierre de 4T 2020. El costo promedio de la deuda disminuyó a 5.8% al final del año 2021, desde 6.9% al final del año 2020.

- (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 (8.1) \$MM; (ii) el efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera de (4.9) \$MM; and (iii) la variación del valor de los bonos gubernamentales de (0.5) \$MM

Obligaciones negociables

Instrumento	Emisor	Fecha de emisión	Vencimiento	Monto bruto (\$MM)	Tipo	Tasa (%)	Moneda	Mercado
ON clase II	Vista Oil & Gas Argentina S.A.U.	7/8/2019	7/8/2022	50	Bullet a su vencimiento	8.50%	USD	BCBA Argentina
ON clase III	Vista Oil & Gas Argentina S.A.U.	21/2/2020	21/2/2024	50	Bullet a su vencimiento	3.50%	USD	BCBA Argentina
ON clase IV	Vista Oil & Gas Argentina S.A.U.	7/8/2020	7/2/2022	10	Bullet a su vencimiento	BADLAR + 1.37%	ARS	BCBA Argentina
ON clase V ⁽¹⁾	Vista Oil & Gas Argentina S.A.U.	7/8/2020	7/8/2023	30	Bullet a su vencimiento	Tasa cero	ARS en USD-linked	BCBA Argentina
ON clase VI	Vista Oil & Gas Argentina S.A.U.	4/12/2020	4/12/2024	10	Bullet a su vencimiento	3.24%	ARS en USD-linked	BCBA Argentina
ON clase VII	Vista Oil & Gas Argentina S.A.U.	10/3/2021	10/3/2024	42.4	Bullet a su vencimiento	4.25%	ARS en USD-linked	BCBA Argentina
ON clase VIII ⁽²⁾	Vista Oil & Gas Argentina S.A.U.	10/3/2021	10/9/2024	33.5	Bullet a su vencimiento	2.73%	ARS	BCBA Argentina
ON clase IX	Vista Oil & Gas Argentina S.A.U.	18/6/2021	18/6/2023	38.8	Bullet a su vencimiento	4.00%	ARS en USD-linked	BCBA Argentina
ON clase X ⁽³⁾	Vista Oil & Gas Argentina S.A.U.	18/6/2021	18/3/2025	32.6	Bullet a su vencimiento	4.00%	ARS	BCBA Argentina
ON clase XI	Vista Oil & Gas Argentina S.A.U.	27/8/2021	27/8/2025	9.2	Bullet a su vencimiento	3.48%	ARS en USD-linked	BCBA Argentina
ON clase XII	Vista Oil & Gas Argentina S.A.U.	27/8/2021	27/8/2031	100.8	Amortizado ⁽⁴⁾	5.85%	ARS en USD-linked	BCBA Argentina

- (1) 20 \$MM se emitieron el 7 de agosto de 2020, al precio de \$ 1.0000, mientras que los 10 \$MM restantes fueron emitidos el 4 de diciembre de 2020 a un precio de \$ 0.9685
- (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.

Ambiental, Social y Gobernanza (ASG)

Durante 2021, Vista reforzó su compromiso con la sustentabilidad. Los principales hitos en el frente Ambiental, Social y de Gobernanza se resumen debajo:

Ambiental

- Se finalizó el estudio base de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) para los años 2019 y 2020, los cuales constituyen la base contra la cual Vista medirá su progreso en materia de reducción de emisiones.
- La Compañía se encuentra implementando proyectos de la curva de abatimiento de costo de carbono, lo cual redujo las emisiones GEI de 14% año a año, incluso contrarrestando el impacto de la producción creciente.
- De este modo, la intensidad de las emisiones GEI se redujo 39% año a año, resultando en 24.1 kgCo2e/boe para el año 2021.
- Se finalizó un plan en acción para reducir las emisiones en operaciones en 35% al 2026.
- Se lanzaron proyectos del portfolio de Nature Based Solutions de Vista, focalizados en la captura de carbono en bosques y suelo, para contrarrestar las emisiones de carbono restantes.
- Se estableció la ambición de alcanzar cero emisiones netas GEI de alcance 1 y 2 en 2026.

Social

- El índice de incidentes registrables (TRIR por sus siglas en inglés) para el año 2021 fue 0,29, lo cual representa una disminución con respecto a 0,38 para el año 2020. Este desempeño en materia de seguridad laboral se encuentra dentro del parámetro normalmente conocido a nivel como Tier-1 para empresas de primer nivel de la industria (TRIR menor a 1,0).
- La Compañía continuó implementando sus proyectos de género, en el marco del programa Vista DEI (Diversidad, Equidad e Inclusión). Se ejecutaron acciones relacionadas con la contratación de talento femenino, el mentoreo y las promociones internas, la capacitación del personal en temas de equidad de género, y la publicación de diversas políticas sobre el tema. Durante 2021, el 60% de los nuevos ingresos fueron mujeres.
- Continua inversión en Infraestructura social en Catriel: se completó la primera etapa de 8km de la bicisenda, se asignaron establecimientos de la Compañía para actividades deportivas de niños y se patrocinó a una jugadora local de tenis de mesa.
- Gran progreso para fortalecer la cadena de suministros local. En 2021, el valor total de las compras locales fue 78 \$MM, reflejando un aumento del 56% año a año. La participación de los proveedores locales aumentó a 21% de las compras totales.
- Se asignaron establecimientos de la Compañía para ser usados como un centro de vacunación durante la pandemia de Covid-19.

Gobernanza

- Se publicó el primer Reporte de Sustentabilidad de 2020, alineado con los estándares de reporte de GRI y SASB.
- Se estableció un precio interno de carbono de 50 \$/tn CO2e para reflejar el costo de las emisiones de carbono en los ejercicios de planeamiento estratégico y las asignaciones de capital.
- Se fortaleció la gobernanza al publicar políticas relacionadas con los derechos humanos, los conflictos de interés, diversidad, equidad e inclusión, anticorrupción. Se realizaron actividades de capacitación de los empleados para aumentar la concientización en dichos temas.

Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V.

Información Histórica Operativa

Producción diaria promedio trimestral por concesión, total y por producto

	4T 2021	3T 2021	2T 2021	1T 2021	4T 2020	2021	2020
Producción total por concesión (boe/d)	41,064	40,267	39,888	34,067	30,648	38,845	26,594
Entre Lomas	5,214	5,839	5,014	4,846	5,224	5,231	5,984
Bajada del Palo Este	967	897	876	885	896	907	971
Bajada del Palo Oeste (convencional)	2,115	2,610	2,244	2,546	3,135	2,378	3,698
Bajada del Palo Oeste (shale)	25,262	24,103	24,662	18,794	14,488	23,225	8,385
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	458	439	458	486	488	460	483
25 de Mayo-Medanito	2,540	2,599	2,769	2,591	2,460	2,624	2,720
Jagüel de los Machos	3,151	3,065	3,098	3,144	3,123	3,114	3,415
Coirón Amargo Norte	232	271	288	265	282	264	294
Águila Mora (shale)	0	0	0	0	0	0	49
Acambuco	151	152	157	163	174	156	176
Coirón Amargo Sur Oeste (shale)	0	0	0	72	76	18	94
Aguada Federal	0	0					
CS-01	538	269	155	100	127	266	149
A-10	0	17	151	168	174	84	168
TM-01	0	5	17	6	0	7	8
Producción de petróleo crudo por concesión (boe/d)⁽¹⁾	32,436	30,954	31,539	26,436	23,056	30,359	18,324
Entre Lomas	3,448	3,605	3,361	3,315	3,434	3,433	3,651
Bajada del Palo Este	437	429	419	385	369	418	434
Bajada del Palo Oeste (convencional)	620	579	642	672	866	628	913
Bajada del Palo Oeste (shale)	21,756	20,890	21,553	16,613	13,022	20,219	7,435
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	243	228	254	249	230	243	193
25 de Mayo-Medanito	2,372	2,345	2,492	2,432	2,308	2,410	2,563
Jagüel de los Machos	2,400	2,328	2,346	2,318	2,344	2,348	2,567
Coirón Amargo Norte	231	268	283	261	266	261	258
Águila Mora (shale)	0	0	0	0	0	0	49
Acambuco	17	17	18	22	23	19	23
Coirón Amargo Sur Oeste (shale)	0	0	0	67	70	16	84
Aguada Federal	0	0					
CS-01	0	0	153	98	124	259	124
A-10	0	0	0	0	0	0	0
TM-01	0	5	17	6	0	7	0
Producción de gas natural por concesión (boe/d)⁽²⁾	8,103	8,793	7,930	7,196	7,073	8,010	7,681
Entre Lomas	1,313	1,766	1,288	1,166	1,345	1,385	1,805
Bajada del Palo Este	471	424	412	442	468	438	488
Bajada del Palo Oeste (convencional)	1,496	2,031	1,601	1,874	2,269	1,750	2,786
Bajada del Palo Oeste (shale)	3,506	3,213	3,109	2,181	1,466	3,007	949
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	203	204	194	225	245	207	278
25 de Mayo-Medanito	168	254	277	159	151	215	156
Jagüel de los Machos	751	737	752	826	779	766	849
Coirón Amargo Norte	1	3	4	4	16	3	36
Águila Mora (shale)	0	0	0	0	0	0	0
Acambuco	134	135	140	141	151	137	153
Coirón Amargo Sur Oeste (shale)	0	0	0	6	6	1	10

Aguada Federal	0	0					
CS-01	15	9	3	2	3	7	3
A-10	0	17	151	168	174	84	174
TM-01	0	0	0	0	0	0	0
Producción de NGL por concesión (boe/d)	524	519	419	435	518	475	589
Entre Lomas	454	467	365	366	445	413	528
Bajada del Palo Este	59	45	45	57	60	51	49
Bajada del Palo Oeste (convencional)	0	0	0	0	0	0	0
Bajada del Palo Oeste (shale)	0	0	0	0	0	0	0
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	12	7	9	12	13	10	12

Notas:

(1) Acambuco incluye condensado.

(2) Excluye gas natural consumido, venteado o reinyectado

Concesiones de petróleo y gas	WI (%)	Operado / No Operado	Objetivo	Cuenca	País
Entre Lomas Neuquén	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Entre Lomas Río Negro	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Bajada del Palo Oeste	100%	Operado	Shale / Convencional	Neuquina	Argentina
Bajada del Palo Este	100%	Operado	Shale / Convencional	Neuquina	Argentina
Agua Amarga	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
25 de Mayo-Medanito	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Jagüel de los Machos	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Coirón Amargo Norte	84.6%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Águila Mora	90%	Operado	Shale	Neuquina	Argentina
Aguada Federal	100%	Operado	Shale	Neuquina	Argentina
Bandurria Norte	100%	Operado	Shale	Neuquina	Argentina
Acambuco	1.5%	Operado	Convencional	Noroeste	Argentina
CS-01	100%	Operado	Convencional	Del Sureste	México

Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V.

Información Operativa de Vaca Muerta

Detalles de pozos shale

Bajada del Palo Oeste

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

Aguada Federal

Nombre del pozo	Horizonte de navegación	Longitud lateral (mts)	Etapas totales
WIN.Nq.AF-3(h)	Orgánico Inferior/ Regresivo	1,000	10
WIN.Nq.AF-4(h)	Carbonato Superior	1,000	10
WIN.Nq.AF-5(h)	La Cocina	2,500	35
WIN.Nq.AF-6(h)	La Cocina/Regresivo	2,500	35
WIN.Nq.AF-7(h)	Carbonato Superior	1,028	10
WIN.Nq.AF-9(h)	Carbonato Superior	1,000	10

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 Oil & Gas S.A.B. de C.V.

Métricas de resultados

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

Métricas de resultados - en \$M	4T 2021	3T 2021	2T 2021	1T 2021	4T 2020	2021	2020
Ingresos totales	196,004	175,005	165,277	115,901	79,536	652,187	273,938
Petróleo	182,088	153,908	149,862	107,202	72,461	593,060	236,596
Gas Natural	12,244	19,687	14,486	7,884	6,213	54,301	33,575
NGL y otros	1,672	1,410	929	815	862	4,826	3,767
Costo de ventas	(104,417)	(97,845)	(97,464)	(85,856)	(73,952)	(385,582)	(271,505)
Costo de la operación	(30,311)	(27,204)	(26,468)	(23,140)	(22,589)	(107,123)	(88,018)
Fluctuación del inventario del crudo	(1,362)	1,797	1,760	(3,100)	5,529	(905)	3,095
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(46,886)	(48,681)	(51,016)	(44,730)	(44,883)	(191,313)	(147,674)
Regalías	(25,858)	(23,757)	(21,740)	(14,886)	(12,009)	(86,241)	(38,908)
Utilidad bruta	91,587	77,160	67,813	30,045	5,584	266,605	2,433
Gastos comerciales	(11,865)	(12,481)	(10,990)	(7,412)	(6,137)	(42,748)	(24,023)
Gastos de administración	(14,764)	(11,173)	(11,070)	(8,851)	(7,259)	(45,858)	(33,918)
Gastos de exploración	(124)	(153)	(125)	(159)	(106)	(561)	(646)
Otros ingresos operativos	5,477	11,294	5,865	649	342	23,285	5,573
Otros gastos operativos	(2,317)	(554)	(294)	(1,049)	(761)	(4,214)	(4,989)
Deterioro de activos de larga duración	14,044	-	-	-	(9,484)	14,044	(14,438)
Utilidad (pérdida) de la operación	82,038	64,093	51,199	13,223	(17,821)	210,553	(70,008)
Ingresos por intereses	23	34	4	4	19	65	822
Gastos por intereses	(9,330)	(12,173)	(11,759)	(17,398)	(14,224)	(50,660)	(47,923)
Otros resultados financieros	(1,013)	(11,931)	(7,036)	12,787	779	(7,194)	4,247
Resultados financieros netos	(10,320)	(24,070)	(18,791)	(4,607)	(13,426)	(57,789)	(42,854)
Utilidad / (Pérdida) antes de impuestos	71,718	40,023	32,408	8,616	(31,247)	152,764	(112,862)
(Gasto)/Beneficio Impuesto sobre la renta corriente	(15,162)	(29,285)	(16,224)	(1,748)	25	(62,419)	(184)
(Gasto)/Beneficio Impuesto sobre la renta diferido	(21,001)	(6,005)	(10,679)	(2,010)	17,410	(39,695)	10,297
(Gasto)/Beneficio de impuesto	(36,163)	(35,290)	(26,903)	(3,758)	17,435	(102,114)	10,113
Utilidad / (Pérdida) neta del período	35,555	4,733	5,505	4,858	(13,812)	50,650	(102,749)
Reconciliación de EBITDA Ajustado (\$M)	4T 2021	3T 2021	2T 2021	1T 2021	4T 2020	2021	2020
(Pérdida) / Utilidad neta	35,555	4,732	5,505	4,858	(13,812)	50,650	(102,749)
(+) Impuesto sobre la renta	36,163	35,290	26,903	3,758	(17,435)	102,114	(10,113)
(+) Resultados financieros netos	10,320	24,071	18,791	4,607	13,426	57,789	42,854
Utilidad (pérdida) de Operación	82,038	64,093	51,199	13,223	(17,821)	210,553	(70,008)
(+) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	46,886	48,681	51,016	44,730	44,883	191,313	147,674
(+) Gastos de reestructuración y reorganización y otros	1,619	(9,849)	128	387	(636)	(7,715)	3,503
(+) Deterioro de activos de larga duración	(14,044)	-	-	-	9,484	(14,044)	14,438
EBITDA Ajustado⁽¹⁾	116,497	102,925	102,343	58,340	35,910	380,105	95,607
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%)</i>	<i>59%</i>	<i>59%</i>	<i>62%</i>	<i>50%</i>	<i>45%</i>	<i>58%</i>	<i>35%</i>

	4T 2021	3T 2021	2T 2021	1T 2021	4T 2020	2021	2020
Excluyendo AF y BN ⁽¹⁾							
Lifting cost por boe (\$/boe)	7.5	7.3	7.3	7.5	8.0	7.4	9.0
Costos operativos totales (\$MM)	27.9	27.2	26.5	23.1	22.6	104.7	88.0
Incluyendo AF y BN							
Lifting cost por boe (\$/boe)	30.3	27.2	26.5	23.1	22.6	107.1	88.0
Costos operativos totales (\$MM)	8.0	7.3	7.3	7.5	8.0	7.6	9.0

(1) Excluye el 50% de participación no operada en Aguada Federal y Bandurria Norte

Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V.

Utilidad/Pérdida neta ajustada histórica

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

Utilidad/Pérdida Neta Ajustada - en \$MM	4T-21	3T-21	2T-21	1T-21	4T-20	3T-20	2T-20	1T-20	4T-19	3T-19	2T-19	1T-19	4T-18	3T-18	2T-18
Utilidad/Pérdida Neta	35,555	4,732	5,505	4,858	(13,812)	(28,402)	(39,203)	(21,332)	(44,249)	21,502	3,702	(13,678)	42,379	(27,887)	(40,876)
Ajustes:															
(+) Impuesto sobre la renta diferido	21,001	6,005	10,679	2,010	(17,410)	(5,490)	8,032	4,571	14,324	(911)	(1,703)	2,636	(18,224)	14,915	15,291
(+) Cambios en el valor razonable de los títulos	(7,096)	7,927	1,283	69	107	(1,765)	(4,071)	(10,769)	14,278	(33,145)	(4,057)	16,084	5,787	3,073	
(-) Deterioro de activos de larga duración	(14,044)				9,484	4,954									
Ajustes a la Utilidad/Pérdida neta	(139)	13,932	11,962	2,079	(7,819)	(2,301)	3,961	(6,198)	28,602	(34,056)	(5,760)	18,720	(12,437)	17,988	15,291
Utilidad/Pérdida Neta Ajustada	35,416	18,664	17,467	6,937	(21,631)	(30,703)	(35,242)	(27,530)	(15,647)	(12,554)	(2,058)	5,042	29,942	(9,899)	(25,585)

Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V.

Volúmenes de ventas exportadas histórica

(Montos expresados en miles de barriles de petróleo)

Volúmenes de venta de petróleo	4T-21	3T-21	2T-21	1T-21	4T-20	3T-20	2T-20	1T-20
Exportaciones (Mbbbl)	995.6	498.1	472.0	1088.7	300.4	1382.0	1108.2	-
Exportaciones (\$MM)	70.5	32.2	26.8	52.7	11.8	55.0	28.1	-

Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V.

Balance Consolidado

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Propiedad, planta y equipos	1,223,982	1,002,258
Crédito Mercantil	28,416	28,484
Otros activos intangibles	3,878	21,081
Activos por derecho de uso	26,454	22,578
Inversiones en asociadas	2,977	0
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	20,210	29,810
Activos por impuestos diferidos	2,771	565
Total Activos No Corrientes	1,308,688	1,104,776
Inventarios	13,961	13,870
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	46,096	51,019
Caja, bancos e inversiones corrientes	315,013	202,947
Total Activos Corrientes	375,070	267,836
Total Activos	1,683,758	1,372,612
Pasivos por impuestos diferidos	175,420	135,567
Pasivos por arrendamiento	19,408	17,498
Provisiones	29,657	23,909
Préstamos	447,751	349,559
Títulos opcionales	2,544	362
Beneficios a empleados	7,822	3,461
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	50,159	0
Total Pasivos No corrientes	732,761	530,356
Provisiones	2,880	2,084
Pasivos por arrendamiento	7,666	6,183
Préstamos	163,222	190,227
Salarios y contribuciones sociales	17,491	11,508
Impuesto sobre la renta	44,625	0
Otros impuestos y regalías	11,372	5,117
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	138,482	118,619
Total pasivos corrientes	385,738	333,738
Total Pasivos	1,118,499	864,094
Total Capital Contable	565,259	508,518
Total Capital Contable y Pasivos	1,683,758	1,372,612

Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V.

Estado de Resultados

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2021	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2020	Para el año 2021	Para el año 2020
Ingreso por ventas a clientes	196,004	79,536	652,187	273,938
Ingresos por ventas de petróleo crudo	182,088	72,461	593,060	236,596
Ingresos por ventas de gas natural	12,244	6,213	54,301	33,575
Ingresos por ventas de GLP	1,672	862	4,826	3,767
Costo de ventas	(104,417)	(73,952)	(385,582)	(271,505)
Costos de operación	(30,311)	(22,589)	(107,123)	(88,018)
Fluctuación del inventario de crudo	(1,362)	5,529	(905)	3,095
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(46,886)	(44,883)	(191,313)	(147,674)
Regalías	(25,858)	(12,009)	(86,241)	(38,908)
Utilidad bruta	91,587	5,584	266,605	2,433
Gastos de ventas	(11,865)	(6,137)	(42,748)	(24,023)
Gastos generales y de administración	(14,764)	(7,259)	(45,858)	(33,918)
Gastos de exploración	(124)	(106)	(561)	(646)
Otros ingresos operativos	5,477	342	23,285	5,573
Otros gastos operativos	(2,317)	(761)	(4,214)	(4,989)
Reversión / (Deterioro) de activos de larga duración	14,044	(9,484)	14,044	(14,438)
Utilidad / (Pérdida) de operación	82,038	(17,821)	210,553	(70,008)
Ingresos por intereses	23	19	65	822
Gastos por intereses	(9,330)	(14,224)	(50,660)	(47,923)
Otros resultados financieros	(1,013)	779	(7,194)	4,247
Resultados financieros netos	(10,320)	(13,426)	(57,789)	(42,854)
Utilidad / (Pérdida) antes de impuestos	71,718	(31,247)	152,764	(112,862)
(Gasto) / Beneficio Impuesto sobre la renta corriente	(15,162)	25	(62,419)	(184)
(Gasto) / Beneficio Impuesto sobre la renta diferido	(21,001)	17,410	(39,695)	10,297
(Gasto) / Beneficio de impuesto	(36,163)	17,435	(102,114)	10,113
Utilidad / (Pérdida) neta del período / año	35,555	(13,812)	50,650	(102,749)
Otros resultados integrales	(951)	11	(2,465)	346
Total utilidad / (pérdida) integral del período / año	34,604	(13,801)	48,185	(102,403)

Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V.

Estado del Flujo de Fondos

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2021	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2020	2021	2020
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
Utilidad/(pérdida) neta del período / año	35,555	(13,812)	50,650	(102,749)
Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo				
Partidas relacionadas con actividades de operación:				
Constitución / (Reversión) de reserva por pérdidas crediticias esperadas	406	-	406	(22)
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	(3,587)	(4,146)	(14,328)	(3,068)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos	738	621	2,546	2,584
Incremento neto en provisiones	698	14	1,930	103
Gastos por intereses de arrendamiento	324	533	1,079	1,641
Descuento de activos y pasivos a valor presente	4,958	1,406	2,300	3,432
Pagos basados en acciones	2,494	2,751	10,592	10,494
Beneficios a empleados	84	46	247	250
Gasto / (beneficio) por impuesto sobre la renta	36,163	(17,435)	102,114	(10,113)
Partidas relacionadas con actividades de inversión:				
Depreciaciones y agotamientos	46,076	44,142	187,858	145,106
Amortización de activos intangibles	810	741	3,455	2,568
(Reversión) / Deterioro de activos de larga duración	(14,044)	9,484	(14,044)	14,438
Ingresos por intereses	(23)	(19)	(65)	(822)
Ganancia por acuerdo de farmout	(4,525)	-	(9,050)	-
Cambios en el valor razonable de activos financieros	1,198	475	(5,061)	645
Ganancia por baja de activos	-	-	(9,999)	-
Ganancia por combinación de negocios	-	(1,383)	-	(1,383)
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:				
Gastos por intereses	9,330	14,224	50,660	47,923
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales	(7,096)	107	2,182	(16,498)
Costo amortizado	630	838	4,164	2,811
Deterioro de activos financieros	-	-	-	4,839
Revaluación de préstamos	7,144	-	19,163	-
Cambios en activos y pasivos operativos:				
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	18,708	(13,328)	7,472	3,915
Inventarios	1,360	(5,197)	908	(2,861)
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	(2,528)	6,326	16,209	2,397
Pagos de beneficios a empleados	(64)	(206)	(399)	(798)
Salarios y contribuciones sociales	4,480	2,309	3,929	(2,570)
Otros impuestos y regalías	1,926	(312)	(7,311)	(2,080)
Provisiones	(1,501)	(622)	(1,918)	(1,672)
Pago de impuesto sobre la renta	(866)	(544)	(4,296)	(4,731)

Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas	138,848	27,013	401,393	93,779
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:				
Pagos por adquisiciones de propiedad, planta y equipos	(79,656)	(54,914)	(321,286)	(153,257)
Pagos por adquisiciones de otros activos intangibles	(502)	(957)	(1,611)	(3,664)
Pagos por adquisiciones de inversiones en asociadas	(900)	-	(2,977)	-
Pagos recibidos por bajas de activos	-	-	14,150	-
Efectivo recibido por la adquisición de activos AFBN	-	-	6,203	-
Pagos recibidos por acuerdo de farmout	5,000	-	10,000	-
Intereses recibidos	23	19	65	822
Flujos netos de efectivo (aplicados en) actividades de inversión	(76,035)	(55,852)	(295,456)	(156,099)
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:				
Préstamos recibidos	-	27,763	358,093	201,728
Pago de costos de emisión de préstamos	-	(187)	(3,326)	(2,259)
Pago de capital de los préstamos	(1,593)	(8,389)	(284,695)	(98,761)
Pago de intereses de los préstamos	(3,748)	(8,100)	(54,636)	(43,756)
Pago de arrendamientos	(2,788)	(2,261)	(8,911)	(9,067)
Pago de otros pasivos financieros, neto de efectivo y equivalentes de efectivo restringido	-	-	-	(16,993)
Flujos netos de efectivo (aplicados en) generados por actividades de financiamiento	(8,129)	8,826	6,525	30,892
	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2021	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2020	2021	2020
Aumento / (Disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo	54,684	(20,013)	112,462	(31,428)
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del período / año	261,424	222,365	201,314	234,230
Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera	(4,891)	(1,038)	(2,559)	(1,488)
Aumento / (Disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo	54,684	(20,013)	112,462	(31,428)

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 cubico de petróleo = 6.2898 barriles de petróleo
 - 1,000 metros cúbicos de gas = 6.2898 barriles de petróleo equivalentes
- ▲ q/q : Representa la variación porcentual trimestre a trimestre.
- ▲ y/y: Representa la variación porcentual año a año.
- ▲ q: Representa la variación en Millones de dólares estadounidenses trimestre a trimestre.
- ▲ y: Representa la variación en Millones de dólares estadounidenses año a año.
- #T: 1,2,3 o 4 seguido por una “T” representa el trimestre correspondiente de cierto año
- \$MM: Millones de dólares estadounidenses
- \$M: Miles de dólares estadounidenses
- \$/bbl: dólares estadounidenses por barril de petróleo
- \$/boe: dólares estadounidenses por barril de petróleo equivalente
- \$/MMbtu dólares estadounidenses por millón de unidad térmica británica (BTU por sus siglas British thermal unit en inglés)
- \$/tn: dólares estadounidenses por tonelada
- ASG: Ambiental, social y gobernanza
- Boe: Barriles de petróleo equivalentes (ver conversión de métrica previamente mencionada)
- Boe/d: Barriles de petróleo equivalentes por día
- Bbl/d: Barriles de petróleo por día
- CO2e: equivalente de dióxido de carbono
- Free cash flow se calcula como la suma del flujo de efectivo de las actividades operativas y el flujo de efectivo de las actividades de inversión.
- GNC: Gas natural comprimido
- MMboe: Millones de barriles de petróleo equivalentes.
- MMm3/d: Millones de metros cúbicos por día
- Mts: metros
- Costos operativos: incluye producción, transporte, tratamiento y servicios de apoyo en campo; excluye fluctuaciones en inventarios de crudo, depreciaciones, regalías, impuestos directos, comercial, exploración y costos de G&A .
- EBITDA ajustado = (Pérdida) / Utilidad neta + Impuesto sobre la renta + Resultados financieros netos + Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones + Gastos de reestructuración y reorganización + Deterioro de activos de larga duración + Otros ajustes
- EPS ajustado (Earnings per share): Utilidad/pérdida neta ajustada / Número promedio ponderado de acciones comunes
- Lifting cost por boe: costos operativos dividido por la producción total en barriles de petróleo equivalente
- Margen de EBITDA ajustado: El EBITDA ajustado dividido por los ingresos totales.

- Reservas: La información incluida en este reporte anual respecto a las cantidades estimadas de Reservas Probadas se deriva de las estimaciones de las Reservas Probadas al 31 de diciembre de 2021. Las estimaciones de Reservas Probadas se derivan del reporte de fecha 28 de enero de 2022 preparado por DeGolyer and MacNaughton Corp. ("D&M"), para los bloques ubicados en Argentina, y el reporte de fecha 8 de febrero de 2022 preparado por Netherland Sewell International, S. de R.L. de C.V. ("NSI") para los bloques ubicados en México. D&M y NSI son consultores independientes ingenieros en reservas. El Reporte de Reservas de 2021 preparado por D&M se realizó con base en la información proporcionada por la Compañía y presenta una valuación al 31 de diciembre de 2021 de las reservas de petróleo y gas ubicadas en Entre Lomas Río Negro, Entre Lomas Neuquén, Bajada del Palo Oeste, Bajada de Palo Este, Charco del Palenque, Jarilla Quemada, Coirón Amargo Norte, Acambuco, Jagüel de los Machos, 25 de Mayo-Medanito, Aguada Federal y Bandurria Norte en Argentina. El Reporte de Reservas de 2021 preparado por NSI se realizó con base en la información proporcionada por la Compañía y presenta una valuación al 31 de diciembre de 2021 de las reservas petróleo y gas ubicadas en el bloque CS-01 en México.
- Índice de reemplazo de reservas: calculado como las reservas probadas dividido la producción anual.
- Índice de vida de las reservas: calculado como las adiciones dividido la producción anual.
- Plan Gas: se refiere a la regulación impuesta por la Resolución No. 391/2020 mediante la cual Vista fue allocada un volumen de 0.86 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 + deterioro de activos de larga duración.
- UVA: unidad de valor adquisitivo

DISCLAIMER

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

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

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

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

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

No se puede confiar, para ningún efecto, en la información contenida en este documento ni en su exhaustividad. No se otorga ni se dará declaración ni garantía alguna, ya sea expresa o implícita, en o en nombre de la Compañía, o de cualquiera de sus afiliadas (dentro del significado de "Afiliadas" en la Regla 405 del Securities Act de 1933), miembros, directores, oficiales o empleados o cualquier otra persona en cuanto a la exactitud, exhaustividad o imparcialidad de la información u opiniones contenidas en esta presentación o cualquier otro material discutido verbalmente, y cualquier confianza que usted deposite en ellos será bajo su propio riesgo. Además, la Compañía o cualquiera de sus Afiliadas, miembros, directores, funcionarios o empleados o cualquier otra persona no aceptará ninguna responsabilidad (ya sea directa o indirecta, contractual, extracontractual o de otro tipo) en relación con dicha información u opiniones o cualquier otro asunto relacionado con esta presentación o su contenido, o que surja de cualquier otro modo en relación con la misma.

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

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

Esta presentación incluye "estimaciones futuras" relativas a expectativas del futuro. Palabras como "cree", "espera", "anticipa", "pretende", "debería", "busca", "estima", "futuro" o expresiones similares se incluyen con la intención de identificar declaraciones sobre el futuro. Hemos basado estas estimaciones futuras en numerosas suposiciones, incluyendo nuestras creencias, expectativas y proyecciones actuales sobre eventos presentes y futuros y tendencias financieras que afectan nuestro negocio. Aunque nuestro equipo de administración considera que las hipótesis y estimaciones en que se basan las declaraciones futuras son razonables y se basan en la mejor información disponible actualmente, dichas declaraciones futuras se basan en hipótesis que están sujetas a importantes incertidumbres y contingencias, muchas de las cuales están fuera de nuestro control. Habrá diferencias entre los resultados reales y los proyectados, y los resultados reales pueden ser mayores o menores a los contenidos en las proyecciones. Las proyecciones relacionadas con nuestros resultados de producción, así como nuestras estimaciones de costos, se basan en la información que tenemos disponible a esta fecha y reflejan numerosas suposiciones, incluyendo suposiciones relativas a curvas tipo para nuevos diseños de pozos y ciertas expectativas de espaciamiento por etapa, todas las cuales son difíciles de predecir y muchas de las cuales están fuera de nuestro control y por lo tanto sujetas a varios riesgos e

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

Las estimaciones futuras se refieren únicamente a la fecha en las que se realizaron, y no asumimos ninguna obligación de publicar actualizaciones o revisiones de ninguna de las declaraciones sobre proyectos futuros contenidas en el presente documento debido a nueva información, eventos futuros u otros factores. A la luz de estas limitaciones, no se debe depositar una confianza indebida en las declaraciones a futuro contenidas en este documento. Para más información sobre los riesgos e incertidumbres asociados con estas estimaciones futuras y el negocio de Vista puede consultar la información pública de Vista en EDGAR (www.sec.gov) 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 las 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 Oil & Gas puede encontrarse en la sección "Inversionistas" del website en www.vistaoilandgas.com.

CONTACTO:

ir@vistaoilandgas.com

Argentina: +54.11.3754.8500

México: +52.55.4166.9000