



2021

Resultados del 3^{er} Trimestre

Ciudad de México, 26 de octubre de 2021

NYSE: VIST

BMV: VISTA



Vista Oil & Gas: resultados del 3^{er} trimestre de 2021

26 de octubre 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 periodo de tres meses finalizado el 30 de septiembre de 2021.

Aspectos destacados del 3T 2021:

- La producción total del 3T 2021 fue de 40,267 boe/d, un aumento del del 59% en comparación con la producción total del 3T 2020. La producción de petróleo aumentó 77% año a año a 30,954 bbl/d, impulsada principalmente por el crecimiento en la producción del desarrollo de Bajada del Palo Oeste.
- En el 3T 2021, la producción shale fue de 24,103 boe/d, los cuales corresponden en su totalidad a los pozos shale de Bajada del Palo Oeste, donde se conectaron 16 pozos nuevos en 4 pads en los primeros tres trimestres del año.
- Los ingresos en el 3T 2021 fueron de 175.0 \$MM, un 150% por encima año a año, impulsado principalmente por el aumento de producción de petróleo y por un aumento de los precios promedio realizados de petróleo. En el 3T 2021, se exportó el 18% del volumen de petróleo.
- En el 3T 2021, el precio realizado del petróleo fue 57.0 \$/bbl, un incremento de 46% comparado con el precio realizado de petróleo de 3T 2020.
- El precio realizado del gas natural para el 3T 2021 fue de 4.1 \$/MMBTU, resultando en un aumento de 89% año a año, principalmente impactado por el precio de invierno del Plan Gas de 4.1 \$/MMBTU y el precio de los consumidores industriales de 4.3 \$/MMBTU.
- El lifting cost fue 7.3 \$/boe en 3T 2021, un 26% por debajo del lifting cost por boe del 3T 2020, mayormente impactado por el incremento en la producción total que continúa absorbiendo la base de costos fijos.
- El EBITDA ajustado para el 3T 2021 alcanzó 102.9 \$MM, un incremento de 325% comparado con 24.2 \$MM en 3T 2020, impulsado por el aumento en ingresos frente a costos estables. Durante el 3T 2021, el margen de EBITDA ajustado fue 59%, 24p.p. por encima de 3T 2020.
- En el 3T 2021, las inversiones fueron 74.1 \$MM, reflejando la completación del cuarto pad del año en Bajada del Palo Oeste (pad #9). Este pad fue conectado a fines de septiembre, con 61 etapas de compleatación promedio por pad y una longitud lateral promedio de 3,078 mts por pozo.
- En el 3T 2021, se alcanzó un free cash flow positivo de 51.0 \$MM. El flujo de efectivo de las actividades de operación fue 110.0 \$MM, mientras que el flujo de efectivo usado en inversiones

alcanzó 58.9 \$MM para el trimestre. El flujo de efectivo de las actividades de financiamiento totalizó un egreso de caja de 22.0 \$MM, mayormente impulsado por el pago de intereses de 25.5 \$MM.

- La caja al cierre del periodo de 3T 2021 fue de 265.7 \$MM. La deuda bruta al cierre del trimestre fue de 602.9 \$MM, resultando en una deuda neta de 337.1 \$MM y un ratio de apalancamiento neto de 1.1x EBITDA ajustado.
- La utilidad neta ajustada ⁽¹⁾ de 3T 2021 fue 18.7 \$MM, comparado con una pérdida neta ajustada de 35.7 \$MM en 3T 2020, mayormente impulsado por un mayor EBITDA ajustado y parcialmente contrarrestado por un aumento en el gasto de impuestos (neto del Impuesto sobre la renta diferido) a 29.3 \$MM comparado con un beneficio de 0.1 \$MM en el 3T 2020. El EPS ajustado de 3T 2021 fue 0.21 \$/acción, comparado con (0.41) \$/acción en 3T 2020.
- El 16 de septiembre de 2021, Vista adquirió el 50% de la participación no operada en las concesiones Aguada Federal y Bandurria Norte, ubicadas en Vaca Muerta, de ConocoPhillips ⁽²⁾. Vista no realizó pagos adelantados, asumió un carry de 77 \$MM, y entidad adquirida posee 6.2 \$MM en efectivo consolidado. Adicionalmente, Vista tiene acceso a un préstamo no garantizado de 25 \$MM por 24 meses, a LIBOR +2%, amortizado en su totalidad en 5 años. Se adquirieron 25,231 acres netos, aumentando el acreage total en Vaca Muerta a 157,853 acres y agregando ~150 nuevas locaciones al portfolio de Vaca Muerta, para un total de hasta 700 locaciones identificadas.

(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. Por favor referirse a la sección de Utilidad/Pérdida neta ajustada de este documento para más información.

(2) EPS ajustado (Earnings per share): Utilidad/pérdida neta ajustada dividido por el Número promedio ponderado de acciones comunes

(3) Las métricas incluidas en este documento no consolidan Aguada Federal y Bandurria Norte, las cuales fueron adquiridas por la Compañía el 16 de septiembre de 2021, ya que el impacto no es considerado material. Aguada Federal y Bandurria Norte serán consolidadas en 4T 2021.

Vista Oil & Gas: resultados del 3^{er} trimestre 2021

Producción

Producción total promedio diaria neta

	Q3-21	Q2-21	Q3-20	▲ y/y	▲ q/q
Total (boe/d)	40,267	39,888	25,394	59%	1%
Oil (bbl/d)	30,954	31,539	17,534	77%	(2)%
Natural Gas (MMm ³ /d)	1.40	1.26	1.16	21%	11%
NGL (bbl/d)	519	419	587	(11)%	24%

La producción promedio diaria durante el 3T 2021 fue de 40,267 boe/d, compuesta por 30,954 bbl/d de petróleo, lo que representó el 77% de la producción total, 1.40 MMm³/d de gas natural y 519 boe/d de líquidos de gas natural. La producción shale total fue de 24,103 boe/d, correspondientes en su totalidad a los pozos shale de Bajada del Palo Oeste.

Producción neta promedio diaria por activo 3T 2021

	Interés	Petróleo (bbl/d)	Gas Natural (MMm ³ /d)	NGL (bbl/d)	Total (boe/d)	% Total promedio día
Concesiones (volúmenes a su participación)		30,954	1.40	519	40,267	100%
Entre Lomas	100%	3,605	0.28	467	5,839	15%
Bajada del Palo Este	100%	429	0.07	45	897	2%
Bajada del Palo Oeste (convencional)	100%	579	0.32	-	2,610	6%
Bajada del Palo Oeste (shale)	100%	20,890	0.51	-	24,103	60%
Agua Amarga	100%	228	0.03	7	439	1%
25 de Mayo-Medanito	100%	2,345	0.04	-	2,599	6%
Jagüel de los Machos	100%	2,328	0.12	-	3,065	8%
Coirón Amargo Norte	84.6%	268	0.00	-	271	1%
Águila Mora (shale)	90%	-	0.00	-	-	0%
Acambuco (no operado)	1.5%	17	0.02	-	152	0%
Aguada Federal (no operado)	50%	-	-	-	-	-
Bandurria Norte (no operado)	50%	-	-	-	-	-
Concesiones CS-01, A-10 and TM-01 (México)	100%	265	0.00	-	291	1%

Durante el 3T de 2021, Bajada del Palo Oeste representó el 66% de la producción total trimestral, Entre Lomas (incluyendo Entre Lomas Neuquén y Entre Lomas Río Negro) representó el 15%, 25 de Mayo-Medanito y Jagüel de los Machos el 14%, Bajada del Palo Este el 2%, Agua Amarga (concesiones Jarilla Quemada y Charco del Palenque) el 1% y Coirón Amargo Norte el 1% de la producción total trimestral. La producción en las concesiones en México representó el 1% de la producción diaria promedio total. El restante estuvo representado por la producción no operada en Argentina de la concesión Acambuco. Para más información, por favor véase el Anexo de "Información histórica operativa".

Ingresos

Ingresos totales

Ingresos por producto - en \$MM	3T 2021	2T 2021	3T 2020	▲ y/y	▲ q/q
Total	175.0	165.3	69.9	150%	6%
Petróleo	153.9	149.9	60.4	155%	3%
Gas Natural	19.7	14.5	8.6	129%	36%
NGL	1.41	0.93	0.82	73%	52%

Precios promedio realizados

Producto	3T 2021	2T 2021	3T 2020	▲ y/y	▲ q/q
Petróleo (\$/bbl)	57.0	54.9	39.1	46%	4%
Gas Natural (\$/MMBTU)	4.1	3.5	2.2	89%	19%
NGL (\$/tn)	341	314	177	92%	9%

Durante el 3T 2021, los ingresos totales fueron de 175.0 \$MM, 6% por encima del trimestre anterior y 150% por encima del 3T 2020, impulsados por el aumento en la producción de petróleo y en el precio realizado de petróleo.

Los ingresos por ventas de petróleo del 3T 2021 fueron de 153.9 \$MM, representando un 88% de los ingresos totales, 3% por encima de 2T 2021 y 155% por encima comparado con 3T 2020, impulsados principalmente por el aumento de la producción de petróleo shale de Bajada del Palo Oeste. Durante el 3T 2021 se exportó el 18% del volumen total de petróleo vendido, mientras que el 82% restante fue vendido a refinerías locales en Argentina. El volumen total de ventas de petróleo durante 3T 2021 fue 2,701 Mbbbl. El precio promedio realizado fue de 57.0 \$/bbl, 46% por encima de 3T 2020 y 4% por encima de 2T 2021.

Los ingresos por ventas de gas natural fueron 19.7 \$MM, representado un 11% de los ingresos totales. El precio promedio de las ventas de gas natural en el trimestre fue de 4.1 \$/MMBTU, un 89% mayor al 3T 2020, impulsado por del precio de invierno del Plan Gas de 4.1 \$/MMBTU: las ventas a empresas de distribución y GNC representaron un 40% de las ventas de gas natural totales, a un precio promedio de 4.0 \$/MMBTU, mientras que las ventas al segmento de generación de energía eléctrica representaron el 26% de las ventas de gas natural totales, a un precio promedio de 4.1 \$/MMBTU. El restante 34% de las ventas se realizaron a clientes industriales a un precio promedio de 4.3 \$/MMBTU, un 116% por encima comparado con 3T 2020.

Las ventas de líquidos de gas natural y otros servicios fueron de 1.41 \$MM durante el 3T 2021, representando el 1% de las ventas totales. Los volúmenes de NGL se asignaron al mercado argentino a un precio promedio de 341 \$/tn.

Costos de operación

	3T 2021	2T 2021	3T 2020	▲ y/y	▲ q/q
Costos Operativos (\$MM)	27.2	26.5	23.0	18%	3%
<i>Lifting cost por boe (\$/boe)</i>	<i>7.3</i>	<i>7.3</i>	<i>9.9</i>	<i>(26)%</i>	<i>1%</i>

Los costos operativos durante el 3T 2021 fueron de 27.2 \$MM, un 18% por encima año a año, principalmente impulsado por el aumento de las actividades en yacimientos. Los costos operativos durante el 3T 2021 estuvieron un 3% por encima trimestre a trimestre, principalmente impactados por la apreciación real del Peso argentino en los contratos operativos denominados en Pesos.

El lifting cost por boe fue de 7.3 \$/boe, un 26% menor en comparación con el 3T 2020, impactado por el aumento de la producción en Bajada del Palo Oeste, la cual continúa absorbiendo la base de costos fijos. Trimestre a trimestre, la compañía mantuvo el lifting cost por boe estable, con niveles de producción estables.

EBITDA ajustado

Reconciliación de EBITDA ajustado (\$MM)	3T 2021	2T 2021	3T 2020	▲ y/y	▲ q/q
(Pérdida) / Utilidad neta	4.7	5.5	(28.4)		
Impuesto sobre la renta	35.3	26.9	(5.6)		
Resultados financieros netos	24.1	18.8	12.9		
Utilidad de Operación	64.1	51.2	(21.1)		
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	48.7	51.0	38.9		
Gastos de reestructuración y reorganización y otros ⁽³⁾	(9.8)	0.1	1.5		
Deterioro de activos de larga duración	-	-	5.0		
EBITDA Ajustado⁽¹⁾	102.9	102.3	24.2	325%	1%
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%²)</i>	<i>59%</i>	<i>62%</i>	<i>35%</i>	<i>+24p.p.</i>	<i>(3)p.p.</i>

(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.

(3) 3T 2021 incluye: (i) 9.8 \$MM relacionados a la desinversión de la participación en CASO; (ii) 0.2 relacionados a la transferencia de activos exploratorios en México y; (iii) (0.1) \$MM de costos de reestructuración.

El EBITDA Ajustado fue de 102.9 \$MM en 3T 2021, un incremento del 325% en comparación a los \$ 24.2 \$MM en 3T 2020, reflejando los mayores ingresos a niveles de costos estables. El margen de EBITDA ajustado fue de 59%, 24p.p. por encima de 3T 2020. El EBITDA ajustado en 3T 2021 se mantuvo estable vis-

à-vis 2T 2021 aunque el EBITDA Ajustado de 3T 2021 no incluye ingresos operativos generados por el consorcio con Trafigura, que agregaron 4.5 \$MM en 2T 2021.

Utilidad / Pérdida neta ajustada

Utilidad/Pérdida Neta Ajustada - en \$MM	3T-21	2T-21	3T-20	▲ y/y	▲ q/q
Utilidad/Pérdida Neta	4.7	5.5	(28.4)	117%	(14)%
<i>Ajustes:</i>					
Impuesto sobre la renta diferido	6.0	10.7	(5.5)	209%	(44)%
Cambios en el valor razonable de los títulos	7.9	1.3	(1.8)	549%	518%
Ajustes a la Utilidad/Pérdida neta	13.9	12.0	(7.3)	292%	16%
Utilidad/Pérdida Neta Ajustada	18.7	17.5	(35.7)	152%	7%
<i>EPS ajustado (\$/acción)</i>	<i>0.21</i>	<i>0.20</i>	<i>(0.41)</i>	<i>152%</i>	<i>7%</i>

En el 3T 2021 la utilidad neta ajustada ⁽¹⁾ fue 18.7 \$MM, comparada con 17.5 \$MM en 2T 2021 y una pérdida neta ajustada de 35.7 \$MM en 3T 2020. Este cambio interanual fue impactado por: (a) el mayor EBITDA ajustado (102.9 \$MM en 3T 2021 comparado con 24.2 \$MM en 3T 2020), (b) Gastos de reestructuración y reorganización y otros por un ingreso de 9.8 \$MM en 3T 2021, principalmente relacionado con la transferencia de la participación de CASO, comparado con una pérdida de 1.5 \$MM en 3T 2020, (c) Deterioro de activos de larga duración de 0.0 \$MM en 3T 2021 comparado con 5.0 \$MM en 3T 2020, y parcialmente contrarrestado por (d) un aumento en el gasto de impuestos (neto del Impuesto sobre la renta diferido) a 29.3 \$MM en 3T 2021 comparado con un beneficio de 0.1 \$MM en el 3T 2020, (e) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones por 48.7 \$MM en 3T 2021 comparado con 38.9 \$MM en 3T 2020 y (f) una pérdida por resultados financieros (neto de los Cambios en el valor razonable de los títulos) que alcanzó 16.1 \$MM en 3T 2021, comparado con una pérdida de 14.6 \$MM en 3T 2020.

El EPS ajustado ⁽²⁾ de 3T 2021 fue 0.21 \$/acción, comparado con 0.20 \$/acción en 2T 2021 y (0.41) \$/acción en 3T 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. 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) 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 2021, 2T 2021 and 3T 2020 fueron 88,418,735, 88,199,082 y 87,166,406, respectivamente.

Inversiones

Las inversiones totales de Vista (CAPEX) durante 3T 2021 fueron de 74.1 \$MM. Se invirtieron 54.0 \$MM en Bajada del Palo Oeste, de los cuales 46.7 \$MM corresponden a la perforación y completación de pozos y 7.3 \$MM al desarrollo de instalaciones y otros. Adicionalmente, las inversiones en los activos convencionales fueron de 13.9 \$MM, de los cuales 12.1 \$MM corresponden a la perforación, completación y workovers de pozos (debido a la ejecución del capex de los compromisos con la provincia de Rio Negro) y 1.8 \$MM al

desarrollo de instalaciones. Finalmente, el capex para estudios de G&G, proyectos de IT y otras inversiones en infraestructura fue 6.2 \$MM.

Resumen financiero

Durante el 3T 2021, la Compañía logró mantener un sólido balance, con una posición de caja al cierre del trimestre de 265.7 \$MM. Alcanzamos un flujo de efectivo de las actividades operativas de 110 \$MM, un incremento del 474% año a año. Adicionalmente, el flujo de efectivo de las actividades de inversión tuvo un egreso de 58.9 \$MM, con un CAPEX de 74.1 \$MM según se detalló anteriormente. El flujo de efectivo de las actividades de inversión fue impactado positivamente por 20.3 \$MM generados por los acuerdos con ConocoPhillips y Shell (la transacción fue cerrada en 2T 2021 y el pago se recibió en 3T 2021). Esto resultó en un free cash flow positivo de 51.0 \$MM para el periodo ⁽¹⁾.

En 3T 2021, el flujo de efectivo de las actividades de financiamiento totalizó un egreso de caja de 22.0 \$MM, mayormente impactado por el pago de intereses de 25.5 \$MM. El repago de deuda de bancos, bonos y otras deudas totalizó 112.1 \$MM durante el 3T 2021. Finalmente, Vista recaudó 110 \$MM mediante la emisión de dos series de bonos en el mercado de capitales argentino con la siguiente estructura:

- ON clase XI: bono por 9.2 \$MM en Pesos argentinos, dólar-linked, 48 meses bullet, a una tasa anual de 3.48% pagadero trimestralmente.
- ON clase XII: bono por 100.8 \$MM en Pesos argentinos, dólar-linked, amortizado ⁽²⁾, vencimiento final en 10 años, a una tasa anual de 5.85 % pagadero semestralmente.

(1) 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.

(2) Series XII será amortizada en 15 cuotas semestrales, con 3 años de gracia.

La deuda financiera bruta alcanzó 602.9 \$MM al final del trimestre, resultando en una deuda neta de 337.1 \$MM. Al cierre del 3T 2021, el ratio de apalancamiento neto disminuyó a 1.1x EBITDA ajustado de 1.7x EBITDA ajustado al cierre de 2T 2021, reflejando el desapalancamiento orgánico impulsado por el flujo de efectivo de las actividades de operación. Además, la duración promedio de la deuda aumento a 2.7 años al cierre de 3T 2021, de 1.4 al cierre de 2T 2021.

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 3T 2021, Vista continuó progresando en la reducción de la huella de carbono.

Actualmente, la Compañía está ejecutando 3 proyectos con el fin de reducir el venteo de gas, estimando reducir la emisión de GEI en aproximadamente 100,000 tn de CO₂e por año. La Compañía espera reducir la intensidad de las emisiones a aproximadamente 29 kg CO₂e por boe en 2021, implicando aproximadamente un 30% de reducción año a año.

Mientras, Vista continúa trabajando en los objetivos de reducción de largo plazo. Durante el 3T 2021, se identificaron los proyectos materiales para construir el plan de descarbonización. Actualmente, se está desarrollando una detallada curva de costo del abatimiento de carbono, un hito importante que llevará al plan de acción plurianual para reducir GEI y definir los objetivos corporativos de reducción.

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

Información Histórica Operativa

Producción diaria promedio trimestral por concesión, total y por producto

	3T 2021	2T 2021	1T 2021	4T 2020	3T 2020
Producción total por concesión (boe/d)	40,267	39,888	34,067	30,648	25,394
Entre Lomas	5,839	5,014	4,846	5,224	5,629
Bajada del Palo Este	897	876	885	896	830
Bajada del Palo Oeste (convencional)	2,610	2,244	2,546	3,135	3,327
Bajada del Palo Oeste (shale)	24,103	24,662	18,794	14,488	8,320
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	439	458	486	488	373
25 de Mayo-Medanito	2,599	2,769	2,591	2,460	2,663
Jagüel de los Machos	3,065	3,098	3,144	3,123	3,313
Coirón Amargo Norte	271	288	265	282	366
Águila Mora (shale)	0	0	0	0	0
Acambuco	152	157	163	174	173
Coirón Amargo Sur Oeste (shale)	0	0	72	76	88
Aguada Federal	0				
CS-01	269	155	100	127	140
A-10	17	151	168	174	173
TM-01	5	17	6	0	0
Producción de petróleo crudo por concesión (boe/d)⁽¹⁾	30,954	31,539	26,436	23,056	17,534
Entre Lomas	3,605	3,361	3,315	3,434	3,415
Bajada del Palo Este	429	419	385	369	353
Bajada del Palo Oeste (convencional)	579	642	672	866	819
Bajada del Palo Oeste (shale)	20,890	21,553	16,613	13,022	7,251
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	228	254	249	230	119
25 de Mayo-Medanito	2,345	2,492	2,432	2,308	2,507
Jagüel de los Machos	2,328	2,346	2,318	2,344	2,505
Coirón Amargo Norte	268	283	261	266	326
Águila Mora (shale)	0	0	0	0	0
Acambuco	17	18	22	23	23
Coirón Amargo Sur Oeste (shale)	0	0	67	70	80
Aguada Federal	0				
CS-01	0	153	98	124	137
A-10	0	0	0	0	0
TM-01	5	17	6	0	0
Producción de gas natural por concesión (boe/d)⁽²⁾	8,793	7,930	7,196	7,073	7,273
Entre Lomas	1,766	1,288	1,166	1,345	1,685
Bajada del Palo Este	424	412	442	468	430
Bajada del Palo Oeste (convencional)	2,031	1,601	1,874	2,269	2,508
Bajada del Palo Oeste (shale)	3,213	3,109	2,181	1,466	1,069
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	204	194	225	245	244
25 de Mayo-Medanito	254	277	159	151	156
Jagüel de los Machos	737	752	826	779	807
Coirón Amargo Norte	3	4	4	16	40
Águila Mora (shale)	0	0	0	0	0
Acambuco	135	140	141	151	150
Coirón Amargo Sur Oeste (shale)	0	0	6	6	7

Aguada Federal	0				
CS-01	9	3	2	3	3
A-10	17	151	168	174	173
TM-01	0	0	0	0	0
Producción de NGL por concesión (boe/d)	519	419	435	518	587
Entre Lomas	467	365	366	445	529
Bajada del Palo Este	45	45	57	60	48
Bajada del Palo Oeste (convencional)	0	0	0	0	0
Bajada del Palo Oeste (shale)	0	0	0	0	0
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	7	9	12	13	10

Notas:

(1) El 24 de junio, la provincia de Neuquén aprobó la modificación al Contrato de Unión Transitoria reflejando la venta del restante 10% de participación en la concesión Coirón Amargo Sur Oeste a Shell Argentina. Esta transacción tendrá efectos retroactivos al 1 de abril de 2021.

(2) Acambuco incluye condensado.

(3) Excluye gas natural consumido, venteado o reinyectado

Resumen de las concesiones

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	50%	No operado	Shale	Neuquina	Argentina
Bandurria Norte	50%	No operado	Shale	Neuquina	Argentina
Acambuco	1.5%	No 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

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	3T 2021	2T 2021	1T 2021	4T 2020	3T 2020
Ingresos totales	175,005	165,277	115,901	79,536	69,863
Petróleo	153,908	149,862	107,202	72,461	60,438
Gas Natural	19,687	14,486	7,884	6,213	8,609
NGL y otros	1,410	929	815	862	816
Costo de ventas	(97,845)	(97,464)	(85,856)	(73,952)	(70,934)
Costo de la operación	(27,204)	(26,468)	(23,140)	(22,589)	(23,032)
Fluctuación del inventario del crudo	1,797	1,760	(3,100)	5,529	598
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(48,681)	(51,016)	(44,730)	(44,883)	(38,876)
Regalías	(23,757)	(21,740)	(14,886)	(12,009)	(9,624)
Utilidad bruta	77,160	67,813	30,045	5,584	(1,071)
Gastos comerciales	(12,481)	(10,990)	(7,412)	(6,137)	(5,434)
Gastos de administración	(11,173)	(11,070)	(8,851)	(7,259)	(9,063)
Gastos de exploración	(153)	(125)	(159)	(106)	(241)
Otros ingresos operativos	11,294	5,865	649	342	1,380
Otros gastos operativos	(554)	(294)	(1,049)	(761)	(1,690)
Deterioro de activos de larga duración	-	-	-	(9,484)	(4,954)
Utilidad (pérdida) de la operación	64,093	51,199	13,223	(17,821)	(21,073)
Reconciliación de EBITDA Ajustado (\$M)	3T 2021	2T 2021	1T 2021	4T 2020	3T 2020
(Pérdida) / Utilidad neta	4,732	5,505	4,858	(13,812)	(28,402)
(+) Impuesto sobre la renta	35,290	26,903	3,758	(17,435)	(5,552)
(+) Resultados financieros netos	24,071	18,791	4,607	13,426	12,881
Utilidad (pérdida) de Operación	64,093	51,199	13,223	(17,821)	(21,073)
(+) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	48,681	51,016	44,730	44,883	38,876
(+) Gastos de reestructuración y reorganización y otros	(9,849)	128	387	(636)	1,465
(+) Deterioro de activos de larga duración	-	-	-	9,484	4,954
EBITDA Ajustado⁽¹⁾	102,925	102,343	58,340	35,910	24,222
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%)</i>	<i>59%</i>	<i>62%</i>	<i>50%</i>	<i>45%</i>	<i>35%</i>
	3T 2021	2T 2021	1T 2021	4T 2020	3T 2020
Costos operativos (\$MM)	27.2	26.5	23.1	22.6	23.0
<i>Lifting cost por boe (\$/boe)</i>	<i>7.3</i>	<i>7.3</i>	<i>7.5</i>	<i>8.0</i>	<i>9.9</i>

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

Utilidad/Pérdida neta ajustada histórica

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	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	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)
<i>Ajustes:</i>														
Impuesto sobre la renta diferido	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	7,927	1,283	69	107	(1,765)	(4,071)	(10,769)	14,278	(33,145)	(4,057)	16,084	5,787	3,073	0
Ajustes a la Utilidad/Pérdida neta	13,932	11,962	2,079	(17,303)	(7,255)	3,961	(6,198)	28,602	(34,056)	(5,760)	18,720	(12,437)	17,988	15,291
Utilidad/Pérdida Neta Ajustada	18,664	17,467	6,937	(31,115)	(35,657)	(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.

Balance Consolidado

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 30 de septiembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Propiedad, planta y equipos	1,140,182	1,002,258
Crédito Mercantil	28,450	28,484
Otros activos intangibles	20,218	21,081
Inversión en subsidiarias	2,077	-
Activos por derecho de uso	19,471	22,578
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	22,122	29,810
Activos por impuestos diferidos	-	565
Total Activos No Corrientes	1,232,520	1,104,776
Inventarios	17,451	13,870
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	71,160	51,019
Caja, bancos e inversiones corrientes	265,730	202,947
Total Activos Corrientes	354,341	267,836
Total Activos	1,586,861	1,372,612
Pasivos por impuestos diferidos	152,160	135,567
Pasivos por arrendamiento	14,036	17,498
Provisiones	26,080	23,909
Préstamos	443,209	349,559
Títulos opcionales	9,640	362
Beneficios a empleados	6,339	3,461
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	51,839	-
Total Pasivos No corrientes	703,303	530,356
Provisiones	1,957	2,084
Pasivos por arrendamiento	6,548	6,183
Préstamos	159,666	190,227
Salarios y contribuciones sociales	12,350	11,508
Impuesto sobre la renta por pagar	31,504	-
Otros impuestos y regalías por pagar	8,174	5,117
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	134,727	118,619
Total pasivos corrientes	354,926	333,738
Total Pasivos	1,058,229	864,094
Total Capital Contable	528,632	508,518
Total Capital Contable y Pasivos	1,586,861	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 julio y el 30 de septiembre de 2021	Periodo entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2020
Ingreso por ventas a clientes	175,005	69,863
Ingresos por ventas de petróleo crudo	153,908	60,438
Ingresos por ventas de gas natural	19,687	8,609
Ingresos por ventas de GLP	1,410	816
Costo de ventas	(97,845)	(70,934)
Costos de operación	(27,204)	(23,032)
Fluctuación del inventario de crudo	1,797	598
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(48,681)	(38,876)
Regalías	(23,757)	(9,624)
Utilidad / (Pérdida) bruta	77,160	(1,071)
Gastos de ventas	(12,481)	(5,434)
Gastos generales y de administración	(11,173)	(9,063)
Gastos de exploración	(153)	(241)
Otros ingresos operativos	11,294	1,380
Otros gastos operativos	(554)	(1,690)
Deterioro de activos de larga duración	-	(4,954)
Utilidad / (Pérdida) de operación	64,093	(21,073)
Ingresos por intereses	34	37
Gastos por intereses	(12,173)	(12,979)
Otros resultados financieros	(11,932)	61
Resultados financieros netos	(24,071)	(12,881)
Utilidad / (Pérdida) antes de impuestos	40,022	(33,954)
(Gasto)/Beneficio Impuesto sobre la renta corriente	(29,285)	62
(Gasto)/Beneficio Impuesto sobre la renta diferido	(6,005)	5,490
(Gasto)/Beneficio de impuesto	(35,290)	5,552
Utilidad / (Pérdida) neta del período	4,732	(28,402)
Otros resultados integrales	(279)	503
Total utilidad / (pérdida) integral del período	4,453	(27,899)

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 julio y el 30 de septiembre de 2021	Periodo entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2020
Utilidad / (Pérdida) neta del período	4,732	(28,402)
Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo		
Partidas relacionadas con actividades de operación:		
(Reversión) de reserva por pérdidas crediticias esperadas	(29)	(8)
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	(1,926)	(2,229)
Descuento de obligación por taponamiento y abandono de pozos	634	573
Incremento neto en provisiones	417	225
Gastos por intereses de arrendamiento	221	312
Descuento de activos y pasivos a valor presente	57	1,055
Pagos basados en acciones	2,457	2,713
Ganancia por baja de propiedad minera	(9,986)	-
Beneficios a empleados	77	61
Gastos por impuesto sobre la renta	35,290	(5,552)
Partidas relacionadas con actividades de inversión:		
Depreciaciones y agotamientos	47,651	38,194
Amortización de activos intangibles	1,030	682
Deterioro de activos de larga duración	-	4,954
Ingresos por intereses	(34)	(37)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	956	(363)
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:		
Gastos por intereses	12,173	12,979
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales	7,926	(1,765)
Costo amortizado	611	774
Revaluación de préstamos	6,452	-
Cambios en activos y pasivos operativos:		
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	(7,067)	(4,875)
Inventarios	(1,796)	(598)
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	7,804	213
Pagos de beneficios a empleados	(55)	(197)
Salarios y contribuciones sociales	3,642	2,695
Otros impuestos y regalías por pagar	(1,027)	(72)
Provisiones	386	(445)
Pago de impuesto sobre la renta	(642)	(1,745)
Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas	109,954	19,142
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:		
Pagos por adquisiciones de propiedad, planta y equipos	(76,876)	(21,727)
Pagos por adquisiciones de otros activos intangibles	(348)	(1,579)
Pagos por adquisiciones de inversiones en asociadas	(2,077)	-
Procedentes de la baja de activos	14,150	-
Efectivo recibido de la adquisición de activos de AFBN	-	-
Cobros procedentes de intereses	34	37
Flujos netos de efectivo (aplicados) en actividades de inversión	(58,914)	(23,269)

Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:

Préstamos recibidos	158,395	77,137
Pago de costos de emisión de préstamos	(615)	(1,480)
Pago de capital de los préstamos	(153,609)	(47,737)
Pago de intereses de los préstamos	(25,496)	(16,331)
Pago de arrendamientos	(2,133)	(1,684)
Flujos netos de efectivo generados en actividades de financiamiento	(23,458)	9,905

	Periodo entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2021	Periodo entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2020
Aumento neto de efectivo y equivalente de efectivo	27,582	5,778
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del período	236,510	218,316
Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera	(2,668)	(1,729)
Aumento neto de efectivo y equivalente de efectivo	27,582	5,778
Efectivo y equivalente de efectivo al cierre del período	261,424	222,365

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.
- Conversion 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.
- #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
- GEI: Gases de efecto invernadero
- TRIR: Índice Total de Incidentes Registrables (por sus siglas en inglés)
- 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.

- 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.
- 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.vistaoilngas.com

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

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

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

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

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

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

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

Esta presentación incluye "estimaciones futuras" relativas a expectativas del futuro. Palabras como "cree", "espera", "anticipa", "pretende", "debería", "busca", "estima", "futuro" o expresiones similares se incluyen con la intención de identificar declaraciones sobre el futuro. Hemos basado estas estimaciones futuras en numerosas suposiciones,

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