



2020

Resultados del año y del 4^{to} Trimestre

Ciudad de México, 25 de febrero de 2021

Vista Oil & Gas: resultados del año 2020 y del 4^{to} trimestre de 2020

25 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 2020 y del 4T de 2020.

Aspectos destacados del año 2020:

- En un año desafiante como 2020, Vista obtuvo logros sustanciales: establecimos rápidamente un protocolo de Covid-19 para proteger a los empleados, hicimos reducciones estructurales en los costos operativos y de desarrollo, desarrollamos nuestro canal de exportaciones en cuanto la demanda del petróleo internacional se recuperó, y retornamos al camino de crecimiento en la segunda mitad del año.
- Las reservas probadas totales¹ al 31 de diciembre de 2020 alcanzaron 128.1 MMboe, un incremento de 26% comparado con las reservas probadas totales de 101.8 MMboe al 31 de diciembre de 2019. El índice de remplazo de reservas probadas fue de 371%, mientras que el índice de remplazo de reservas de petróleo fue de 512%. El incremento fue impulsado por la incorporación de 30 nuevas locaciones de pozos, una mejora en la producción acumulada esperada de los pozos (EUR, por sus siglas en inglés "estimated ultimate recovery") de Bajada del Palo Oeste y la reducción de los costos operativos por boe que extendió el límite económico de los pozos.
- Durante el año 2020, la producción total fue de 26,594 boe/d, la cual estuvo compuesta por 18,324 bbl/d de petróleo, representando el 69% de la producción total, 1.22 MMm³/d de gas natural, representando el 29% de la producción total, y 589 boe/d de NGL, representando el 2% restante. La producción total de 2020 fue 9% menor a la de 2019, cuando la producción total fue 29,112 boe/d.
- Durante el 2020, completamos y conectamos 3 pads de 4 pozos cada uno (pad #3, #4 y #5), agregando 12 nuevos pozos petrolíferos shale y llevando así nuestros pozos activos de shale en Bajada del Palo Oeste a 20 al final del año. Durante 2020, nuestra producción shale alcanzó los 8,528 boe/d, de los cuales 8,385 boe/d correspondieron a la producción shale de Bajada del Palo Oeste, la cual alcanzó 20.2 Mboe/d al final del año.
- Durante el 2020, el precio promedio realizado del crudo fue de 37.2 \$/bbl, un 30% menor que durante 2019, impactado por la reducción en la demanda del petróleo en el contexto de la pandemia de Covid-19, la cual causó una contracción del precio del Brent. El precio realizado del gas natural durante el 2020 fue de 2.0 \$/MMbtu, un 38% menor que durante 2019, impactado por la reducción del precio en el sector industrial debido a la caída en la demanda.

¹ Por favor referirse a la definición en el glosario

- Los ingresos totales durante el 2020 fueron de 273.9 \$MM, una caída del 34% comparado con 416.0 \$MM durante el 2019. La caída fue impulsada principalmente por la reducción en los precios realizados y en la producción.
- Durante 2020 continuamos reduciendo los costos operativos por boe mediante la revisión de más de 20 contratos de servicios de campo, lo cual llevó a una base de costos reestructurada. El costo operativo por boe fue de 9.0 \$/boe durante 2020, una reducción del 17% en comparación a los 10.8 \$/boe durante 2019.
- El EBITDA ajustado para 2020 fue de 95.6 \$MM, resultando en un margen de EBITDA ajustado de 35%. Este valor representa una caída del 44% comparado con el EBITDA ajustado de 170.9 \$MM durante 2019, en el cual el margen de EBITDA ajustado fue de 41%.
- Las inversiones totales (CAPEX, por sus siglas en inglés Capital Expenditures) en 2020 fueron de 223.9 \$MM, de los cuales 177.1 \$MM fueron invertidos en proyectos shale operados por la compañía, 4.8 \$MM en proyectos convencionales y 58.0 \$MM en instalaciones, otros proyectos y concesiones convencionales no operadas.
- La pérdida neta para el año fue de 102.7 \$MM comparado con 32.7 \$MM durante 2019. Además de la caída en el EBITDA ajustado de 75.3 \$MM, la pérdida neta del 2020 fue principalmente impulsada por (i) la variación en el impuesto a la renta, el cual alcanzo una ganancia de 10.1 \$MM durante el 2020 en comparación a la pérdida de 16.2 \$MM del año anterior; (ii) una pérdida por los resultados financieros de 42.9 \$MM, comparada con una pérdida de 31.1 \$MM durante 2019; (iii) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones de 147.7 \$MM durante 2020 comparado con 153.0 \$MM durante 2019; y (iv) una perdida por el deterioro de activos de larga duración de 14.4 \$MM, la cual no estuvo presente el año anterior.

Aspectos destacados del 4T 2020:

- La producción total del 4T 2020 fue de 30,648 boe/d, un aumento del 20.7% trimestre a trimestre y del 2.1% en comparación con la producción total del 4T 2019, mientras que la producción de petróleo aumentó 31.5% trimestre a trimestre y 23.2% año a año. Ambos aumentos fueron impulsados por la sólida productividad del pad #4 y la conexión temprana del pad #5, los cuales agregaron 4 pozos shale cada uno.
- En el 4T 2020, los pozos shale contribuyeron con una producción de 14,563 boe/d, de los cuales 14,488 boe/d corresponden a los pozos shale en Bajada del Palo Oeste.
- Los ingresos en el 4T 2020 fueron de 79.5 \$MM, 13.8% por encima de los 69.9 \$MM generados en 3T 2020, impulsados por el aumento de producción antes mencionado. Los ingresos en 4T 2020 cayeron 17.5% respecto a los 96.4 \$MM generados en el 4T 2019, impactados tanto por menores niveles de producción como menores precios realizados. Adicionalmente, continuamos nuestra comercialización en el mercado internacional y exportamos un 17% del volumen de petróleo.

- En el 4T 2020, el precio realizado del petróleo fue de 40.1\$/bbl, un incremento de 2.6% comparado con el 3T 2020. Por lo contrario, el precio realizado del petróleo disminuyó un 16.6% comparado con el precio de 4T 2019.
- El precio realizado del gas natural para el 4T 2020 fue de 1.6 \$/MMBTU, resultando en una disminución de 27.3% trimestre a trimestre y año a año, principalmente impactado por una caída en los precios de venta al segmento industrial (impactado por la caída de la actividad industrial a raíz de las restricciones generadas por el Covid-19) y menores precios en el segmento de distribución regulado.
- Los costos operativos del 4T 2020 fueron 22.6 \$MM, un 12.2% por debajo del obtenido en el 4T 2019 y un 1.9% por debajo del 3T 2020. La reestructuración de nuestra base de costos operativos sumado a un aumento en los niveles de producción resultó en un lifting cost de 8.0 \$/boe en 4T 2020, un 13.9% por debajo del lifting cost por boe del 4T 2019 y un 18.7% por debajo del lifting cost por boe del trimestre anterior.
- El EBITDA ajustado para el 4T 2020 alcanzó 35.9 \$MM, un incremento de 48.3% trimestre a trimestre y de 0.6% comparado con el 4T 2020. En un contexto de bajos precios realizados y tras la recuperación de la producción shale, el margen de EBITDA ajustado fue 45%, 8p.p. y 10p.p. por encima del margen de EBITDA ajustado de 4T 2019 y 3T 2020, respectivamente.
- Durante el T4 2020, conectamos los pads #4 and #5 para continuar el desarrollo de Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste, mientras que conectamos el pad #6 en febrero de 2021. Perforamos, completamos y conectamos los pad #5 y #6, de 4 pozos cada uno, con una mejora en la eficiencia, logrando una reducción del 37% en el costo por pie lateral y una reducción del 45% en el costo de completación por etapa, en ambos casos en comparación del pad #6 al #1, completado en 2019. Este desempeño resultó en un costo de pozo promedio (normalizado a 2,800 metros de longitud lateral y 47 etapas) de 10.9 \$MM para el pad #5 y de 9.9 \$MM para el pad #6, 7% y 15% por debajo del costo presupuestado para el nuevo diseño de pozo, respectivamente, y 4% y 13% por debajo del costo de pozo promedio de nuestro pad #4, respectivamente.
- En 4T 2020, las inversiones fueron 97.5 \$MM, principalmente impulsadas por la actividad de perforación y completación en Bajada del Palo Oeste.
- Mantuvimos una sólida posición financiera con una caja al cierre del período de 202.9 \$MM. Logramos un flujo positivo de caja operativo de 27.0 \$MM. Adicionalmente, después de acelerar la actividad en Bajada del Palo Oeste, el flujo de caja por inversiones alcanzó una salida de caja de 55.9 \$MM, mientras que el flujo financiero fue un ingreso de caja 6.8 \$MM durante el 4T 2020, resultando en una salida neta de caja de 22.0 \$MM. La deuda bruta al cierre del trimestre fue de 539.8 \$MM, resultando en una deuda neta de 336.8 \$MM. Además, durante el trimestre emitimos bonos por 20 \$MM en los mercados de capitales argentinos.

- En el 4T 2020 la pérdida neta fue de 13.8 \$MM, impactado por: (i) una pérdida por resultados financieros que alcanzó 13.4 \$MM comparado con 21.2 \$MM en el 3T 2019; (ii) un deterioro de activos de larga duración de 9.5 \$MM y (iii) un aumento en las depreciaciones, agotamiento y amortizaciones a 44.9 \$MM comparado con 38.4 \$ MM en 4T 2019.

Vista Oil & Gas: resultados del año 2020 y del 4^{to} trimestre 2020

Reservas

Las reservas probadas alcanzaron 128.1 MMboe al 31 de diciembre de 2020, un incremento de 26% comparado con los 101.8 MMboe al cierre del año anterior. Las reservas probadas fueron certificadas por DeGolyer y MacNaughton (para los activos en Argentina) y Netherland Sewell International, S. de R.L. de C.V (para los activos en México), bajo la metodología SEC.

El incremento en las reservas se dio principalmente por:

- 30 nuevas locaciones de pozos shale en Bajada del Palo Oeste,
- el incremento de EUR por pozo de ~10% basado en la productividad de los pozos actualmente en producción, y
- la extensión de la vida útil de los pozos debido a una reducción del 10% en los costos operativos.

Las reservas probadas al 31 de diciembre del 2020 fueron calculadas con un precio de 42.0 \$/bbl para el petróleo, de 19.2 \$/boe para GLP y de 2.81 \$/Mcf, en comparación con el 55.9 \$/bbl para petróleo, 22.8 \$/boe para NGL y 3.72 \$/Mcf al 31 de diciembre de 2019. La productividad de los pozos activos y el menor costo de desarrollo compensaron la reducción del 25% en el supuesto de precio de petróleo.

Las reservas probadas desarrolladas al 31 diciembre de 2020 alcanzaron los 53.3 MMboe, un 7% mayor respecto a los 49.7 MMboe al 31 diciembre de 2019, principalmente producto de 6 nuevas locaciones de pozos. Adicionalmente, registramos 74.9 MMboe reservas probadas no desarrolladas, un incremento de 44% con respecto a 2019, cuando registramos 52.1 MMboe, principalmente impulsado por 24 locaciones de pozos adicionales.

La siguiente table detalla las reservas probadas segmentadas por tipo:

Reservas probadas segmentadas por tipo	2020	2019	▲ y/y (MMboe)	▲ y/y (%)
Reservas probadas desarrolladas	53.3	49.7	3.6	7%
Reservas probadas no desarrolladas	74.9	52.1	22.8	44%
Reservas probadas totales	128.1	101.8	26.3	26%

El índice de remplazo de reservas probadas fue de 371%, mientras que el índice de vida útil de las reservas es de 13.2, detallado abajo:

Índice de remplazo de reservas probadas	Petróleo (MMbbl) ⁽¹⁾	Gas Natural (MMboe)	Total (MMboe)
Reservas probadas FA 2019	71	31	102
(-) Producción	(6.9)	(2.8)	(9.7)
(+) Adiciones	35.4	0.7	36.1
Reservas probadas FA 2020	99.5	28.6	128.1

Índice de reemplazo de reservas	512%	23%	371%
Índice de vida de las reservas	14.4	10.2	13.2

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

Adicionalmente, detallamos la segmentación de las reservas por concesión en la siguiente tabla:

Reservas netas por concesión	Petróleo (MMbbl)⁽¹⁾	Gas Natural (MMboe)	Total (MMboe)
<i>Bajada del Palo Oeste Convencional</i>	3.7	6.4	10.1
<i>Bajada del Palo Oeste Shale</i>	75.2	13.6	88.8
Bajada del Palo Oeste Total	78.9	20.0	98.9
Bajada del Palo Este	1.2	1.0	2.2
Charco del Palenque	1.0	0.2	1.2
Coirón Amargo Norte	0.8	0.2	1.0
Coirón Amargo Sur Oeste	1.3	0.2	1.5
Entre Lomas Rio Negro	5.4	4.2	9.6
Entre Lomas Neuquén	1.8	1.0	2.8
Jagüel de los Machos	3.7	1.0	4.7
Jarilla Quemada	0.0	0.0	0.0
25 de Mayo–Medanito Sudeste	5.2	0.3	5.5
Acambuco	0.0	0.4	0.4
CS-01	0.2	0.0	0.2
A-10	0.0	0.1	0.1
Total	99.5	28.6	128.1

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

Producción

Producción total promedio diaria neta

	4T 2020	3T 2020	4T 2019	▲ y/y	▲ q/q	2020	2019	▲ y/y
Total (boe/d)	30,648	25,394	30,026	2.1%	20.7%	26,594	29,112	(8.6)%
Petróleo (bbl/d)	23,056	17,534	18,720	23.2%	31.5%	18,324	18,244	0.4%
Gas Natural (MMm ³ /d)	1.12	1.16	1.69	(33.5)%	(2.7)%	1.22	1.62	(24.5)%
NGL (bbl/d)	518	587	675	(23.2)%	(11.7)%	589	700	(15.9)%

La producción promedio diaria durante el 4T 2020 fue de 30,648 boe/d, compuesta por 23,056 bbl/d de petróleo, lo que representó el 75.2% de la producción total, 1.12 MMm³/d de gas natural y 518 bbl/d de líquidos de gas natural.

La producción operada total durante el 4T 2020 fue de 30,224 boe/d, lo que representó el 98% de la producción total. La producción shale total fue de 14,563 boe/d, incluyendo 14,488 boe/d de producción shale operada de Bajada del Palo Oeste y 76 boe/d de producción shale no operada de Coirón Amargo Sur Oeste.

En 4T 2020 la producción shale fue impulsada por la conexión del pad #4 en septiembre de 2020. Además, conectamos los pads #5 y #6 a fines de noviembre del 2020 y en febrero del 2021, respectivamente. En cada pad se aterrizaron dos pozos en La Cocina y otros dos pozos en Orgánico. El pad #5 se completó con 196 etapas, mientras que el pad #6 se completó con 223 etapas.

Producción neta promedio diaria por activo 4T 2020

	Interés	Petróleo (bbl/d)	Gas Natural (MMm ³ /d)	NGL (bbl/d)	Total (boe/d)	% Total promedio día
Concesiones (volúmenes a su participación)		23,056	1.12	518	30,648	100%
Entre Lomas	100%	3,434	0.21	445	5,224	17%
Bajada del Palo Este	100%	369	0.07	60	896	3%
Bajada del Palo Oeste (convencional)	100%	866	0.36	-	3,135	10%
Bajada del Palo Oeste (shale)	100%	13,022	0.23	-	14,488	47%
Agua Amarga	100%	230	0.04	13	488	2%
25 de Mayo-Medanito	100%	2,308	0.02	-	2,460	8%
Jagüel de los Machos	100%	2,344	0.12	-	3,123	10%
Coirón Amargo Norte	85%	266	0.00	-	282	1%
Águila Mora (shale)	90%	-	0.00	-	-	0%
Acambuco (no operado)	1.5%	23	0.02	-	174	1%
Coirón Amargo Sur Oeste (shale / no operado)	10%	70	0.00	-	76	0%
Concesiones CS-01, A-10 and TM-01 (México)	50%	124	0.03	-	301	1%

Durante el 4T de 2020, Entre Lomas (incluyendo Entre Lomas Neuquén y Entre Lomas Río Negro) representó el 17% de la producción total trimestral, 25 de Mayo-Medanito y Jagüel de los Machos el 18%, Bajada del Palo Oeste el 58%, Bajada del Palo Este el 3%, Agua Amarga (concesiones Jarrilla Quemada y Charco del Palenque) el 2% y Coirón Amargo Norte el 1% de la producción total trimestral. La producción en los campos en México representó el 1% de la producción diaria promedio total. El 1% restante estuvo representado por la producción no operada en Argentina de las concesiones Acambuco y Coirón Amargo Sur Oeste. Para más información, por favor véase el Anexo de "Información histórica operativa".

Ingresos

Ingresos por producto - en \$MM	4T 2020	3T 2020	4T 2019	▲ y/y	▲ q/q	2020	2019	▲ y/y
Total	79.5	69.9	96.4	(17.5)%	13.8%	273.9	416.0	(34.1)%
Petróleo	72.5	60.4	82.8	(12.5)%	19.9%	236.6	338.3	(30.1)%
Gas Natural	6.2	8.6	13.1	(52.5)%	(27.8)%	33.6	71.5	(53.1)%
NGL y otros	0.9	0.8	0.5	61.4%	5.6%	3.8	6.2	(39.0)%

Precios promedio realizados

Producto	4T 2020	3T 2020	4T 2019	▲ y/y	▲ q/q	2020	2019	▲ y/y
Petróleo (\$/bbl)	40.1	39.1	48.1	(16.6)%	2.6%	37.2	53.0	(29.8)%
Gas Natural (\$/MMBTU)	1.6	2.2	2.2	(27.3)%	(27.3)%	2.0	3.3	(39.4)%
NGL (\$/tn)	212	177	234	(9.4)%	19.5%	205	272	(24.6)%

Durante el 4T 2020, los ingresos totales fueron de 79.5\$MM, 17.5% menores a 4T 2019, pero un 13.8% por encima del anterior trimestre, impulsados por los ingresos por ventas de petróleo.

Los ingresos por ventas de petróleo del 4T 2020 fueron de 72.5 \$MM, representando un 91.1% de los ingresos totales, 12.5% inferiores a los de 4T 2019, impactado por un menor precio realizado, pero un 19.9% por encima de las ventas de 3T 2020, principalmente impulsado por el aumento de la producción de petróleo shale. Durante el 4T 2020 exportamos un 17% del volumen total de petróleo vendido, mientras que el volumen restante fue vendido en el mercado local. El precio promedio realizado resultante fue de 40.1 \$/bbl, 16.6% por debajo de 4T 2019 pero 2.6% por encima de 3T 2020, en ambos casos impactado por las variaciones en el precio del Brent, el cual disminuyó un 27% año a año e incrementó 4% trimestre a trimestre.

Los ingresos por ventas de gas natural representaron un 7.8% de las ventas totales. Durante el 4T 2020, el 44% de los volúmenes se asignó a una cartera diversificada de clientes industriales a un precio promedio de 1.2 \$/MMBTU, el 40% de las ventas fueron a empresas de distribución y GNC a un precio promedio de 2.2 \$/MMBTU, y el 16% restante de ventas se realizaron al segmento de generación de energía eléctrica a un precio promedio de 2.1 \$/MMBTU. El precio promedio de las ventas de gas natural en el trimestre fue de 1.6 \$/MMBTU, un 27.3% menor tanto al nivel de 4T 2019 como de 3T 2020, principalmente impulsado por los menores precios promedios realizados del segmento industrial, que se vio impactado por una demanda más débil debido a menor actividad industrial por las restricciones de la cuarentena generadas por el COVID-19 y por menores precios en el segmento de distribución regulado.

Las ventas de líquidos de gas natural y otros servicios fueron de 0.9 \$MM durante el 4T 2020, representando el 1.1% de las ventas totales. Los volúmenes de NGL se asignaron al mercado argentino a un precio promedio de 212 U.S. dólares por tonelada (\$/tn).

Costos de operación

	4T 2020	3T 2020	4T 2019	▲ y/y	▲ q/q	2020	2019	▲ y/y
Costos Operativos (\$MM)	22.6	23.0	25.7	(12.2)%	(1.9)%	88.0	114.4	(23.1)%
<i>Lifting cost por boe (\$/boe)</i>	<i>8.0</i>	<i>9.9</i>	<i>9.3</i>	<i>(13.9)%</i>	<i>(18.7)%</i>	<i>9.0</i>	<i>10.8</i>	<i>(16.7)%</i>

Durante el 4T 2020, un periodo en el cual volvimos a los niveles de actividad de 4T 2019, los costos operativos totales fueron de 22.6 \$MM, un 12.2% por debajo del 4T 2019 y un 1.9% por debajo del trimestre anterior, lo que refleja los ahorros generados por la base de costos reestructurada de Vista. El lifting cost por boe promedio en 4T 2020 fue de 8.0 \$/boe, un 13.9% menor en comparación con el 4T 2019, lo que refleja la eficiencia en costos a niveles similares de producción, y un 18.7% menos en comparación con el 3T 2020, impactado por mayores niveles de producción con similares costos operativos.

EBITDA ajustado

Reconciliación de EBITDA ajustado (\$MM)	4T 2020	3T 2020	4T 2019	▲ y/y	▲ q/q	2020	2019	▲ y/y
(Pérdida) / Utilidad neta	(13.8)	(28.4)	(44.2)			(102.7)	(32.7)	
Impuesto sobre la renta	(17.4)	(5.6)	17.8			(10.1)	16.2	
Resultados financieros netos	13.4	12.9	21.2			42.9	31.1	
Resultados de inversiones	-	-	0.1			-	-	
Utilidad de Operación	(17.8)	(21.1)	(5.2)			(70.0)	14.6	
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	44.9	38.9	38.4			147.7	153.0	
Gastos de reestructuración ⁽¹⁾	(0.6)	1.5	2.5			3.5	3.2	
Deterioro de activos de larga duración	9.5	5.0	-			14.4	-	
EBITDA Ajustado⁽²⁾	35.9	24.2	35.7	0.6%	48.3%	95.6	170.9	(44.0)%
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%)⁽³⁾</i>	<i>45%</i>	<i>35%</i>	<i>37%</i>	<i>+8p.p.</i>	<i>+10p.p.</i>	<i>35%</i>	<i>41%</i>	<i>(6)p.p.</i>

(1) En 4T 2020 incluye la ganancia por Combinación de 1.4 \$MM

(2) 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

(3) Expresado como diferencia en puntos porcentuales.

El EBITDA Ajustado fue de 35.9 \$MM en 4T 2020, un incremento del 0.6% en comparación al 4T 2019. El EBITDA ajustado fue impulsado fuertemente por la mayor producción de petróleo con niveles de costos operativos similares, llevando a un aumento del 48% trimestre a trimestre. El margen de EBITDA ajustado fue de 45%, una mejora de 10p.p trimestre a trimestre y 8p.p. año a año. Este margen de EBITDA ajustado se logró con un precio del petróleo de 40.1 \$/bbl, es decir 17% menor año contra año.

Utilidad / Pérdida neta

En el 4T 2020 la pérdida neta fue de 13.8 \$MM, impactado por: (a) una pérdida por resultados financieros que alcanzó 13.4 \$MM; (b) un impairment por 9.5 \$MM; y (c) un aumento en las depreciaciones, agotamiento y amortizaciones a 44.9 \$MM comparado con 38.4 \$MM en el 4T 2019.

A diciembre de 2020, Vista realizó un test de deterioro de activos de larga duración que resultó en una pérdida de 9.5 \$MM, impulsado por los precios del petróleo, gas natural y GLP, y los aumentos en la tasa de descuento

Los resultados financieros en 4T 2020 alcanzaron una pérdida por 13.4 \$MM, comparado con la pérdida de 21.2 \$MM en 4T 2019. Este cambio se dio principalmente por la pérdida por valuación de los títulos opcionales.

Inversiones

Las inversiones totales de Vista (CAPEX) fueron de 97.5 \$MM, reflejando el incremento en la actividad del desarrollo de Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste. Durante el trimestre, invertimos 82.5 \$MM en el proyecto de Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste, de los cuales 75.3 \$MM corresponden a la perforación y completación de pozos, 7.2 \$MM al desarrollo de instalaciones y menos de 0.1 \$MM al reacondicionamiento de pozos. Adicionalmente, las inversiones en los activos convencionales, activos no operados, otras instalaciones, proyectos de TI y estudios G&G totalizaron los 15.0 \$MM remanentes.

Resumen financiero

Durante el 4T 2020, logramos mantener un sólido balance en un contexto de demanda y precios bajos, con una posición de caja a al cierre del trimestre de 202.9 \$MM. A su vez, alcanzamos un flujo de caja operativo de 27.0 \$MM, un incremento de 41% trimestre a trimestre. Adicionalmente, el flujo de caja por inversión fue de 55.9 \$MM (mientras que el CAPEX fue 97.5 \$MM según se detalló anteriormente). La deuda financiera bruta alcanzó 539.8 \$MM, resultando en una deuda neta de 336.8 \$MM

Adicionalmente en 4T 2020, emitimos dos series de bonos por 20 \$MM en el mercado de capitales argentino con la siguiente estructura:

- Reapertura de la ON Clase V por 10 \$MM en bonos dólar-linked, 32 meses bullet, a tasa cero, a un precio de \$ 0.9685
- ON clase VI: 10 \$MM en bonos dólar-linked, 48 meses bullet, a una tasa de 3.24% trimestral.

En enero de 2021, repagamos el vencimiento de una cuota del term loan de 45 \$MM, de los cuales 27 \$MM fueron refinanciados por 18 meses en un préstamo en pesos argentinos acordado en 3T 2020, y 3 \$MM fueron extendidos por 18 meses con las mismas condiciones del term loan. Adicionalmente, durante el 1T 2021 acordamos refinanciar el pago de 38 \$MM que corresponden a los vencimientos del term loan de julio 2021, con un nuevo préstamo a 18 meses en pesos argentinos. Los restantes 7 \$MM serán pagados en julio de 2021.

Obligaciones negociables

Instrumento	Emisor	Fecha de emisión	Vencimiento	Monto bruto (\$MM)	Tipo	Tasa (%)	Moneda	Mercado
ON clase I	Vista Oil & Gas Argentina S.A.U.	31/7/2019	31/7/2021	50	Bullet a su vencimiento	7.88%	USD	BCBA Argentina
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 in 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

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

Información Histórica Operativa

Producción diaria promedio trimestral por concesión, total y por producto

	4T 2020	3T 2020	2T 2020	1T 2020	4T 2019	2020	2019
Producción total por concesión (boe/d)	30,648	25,394	23,816.98	26,485	30,026	26,594	29,112
Entre Lomas	5,224	5,629	6,289	6,804	7,648	5,984	8,438
Bajada del Palo Este	896	830	1,036	1,122	1,281	971	1,377
Bajada del Palo Oeste (convencional)	3,135	3,327	3,679	4,661	5,499	3,698	4,828
Bajada del Palo Oeste (shale)	14,488	8,320	5,065	5,599	6,687	8,385	4,922
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	488	373	476	596	621	483	674
25 de Mayo-Medanito	2,460	2,663	2,881	2,879	3,177	2,720	3,534
Jagüel de los Machos	3,123	3,313	3,525	3,705	3,991	3,415	4,306
Coirón Amargo Norte	282	366	268	260	214	294	257
Águila Mora (shale)	0	0	0	197	147	49	37
Acambuco	174	173	178	180	182	176	191
Coirón Amargo Sur Oeste (shale)	76	88	102	113	159	94	175
CS-01	127	140	163	166	210	149	190
A-10	174	173	152	173	189	168	175
TM-01	0	0	4	29	19	8	5
Producción de petróleo crudo por concesión (boe/d)⁽¹⁾	23,056	17,534	15,672.17	16,991	18,720	18,324	18,244
Entre Lomas	3,434	3,415	3,716	4,043	4,244	3,651	4,674
Bajada del Palo Este	369	353	463	553	554	434	583
Bajada del Palo Oeste (convencional)	866	819	916	1,051	1,111	913	1,057
Bajada del Palo Oeste (shale)	13,022	7,251	4,508	4,900	5,862	7,435	4,403
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	230	119	182	242	268	193	321
25 de Mayo-Medanito	2,308	2,507	2,741	2,701	2,965	2,563	3,337
Jagüel de los Machos	2,344	2,505	2,645	2,775	3,014	2,567	3,252
Coirón Amargo Norte	266	326	222	218	184	258	223
Águila Mora (shale)	0	0	0	197	147	49	37
Acambuco	23	23	25	24	22	23	23
Coirón Amargo Sur Oeste (shale)	70	80	92	96	141	84	156
CS-01	124	137	159	162	190	124	172
A-10	0	0	0	0	0	0	0
TM-01	0	0	4	29	19	0	5
Producción de gas natural por concesión (boe/d)⁽²⁾	6,899	7,273	7,539.21	8,848	10,631	7,681	10,167
Entre Lomas	1,345	1,685	2,018	2,180	2,799	1,805	3,135
Bajada del Palo Este	468	430	533	522	673	488	739
Bajada del Palo Oeste (convencional)	2,269	2,508	2,763	3,610	4,388	2,786	3,771
Bajada del Palo Oeste (shale)	1,466	1,069	557	699	825	949	519
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	245	244	284	337	336	278	337
25 de Mayo-Medanito	151	156	140	178	212	156	197
Jagüel de los Machos	779	807	879	930	978	849	1,054
Coirón Amargo Norte	16	40	46	42	31	36	35
Águila Mora (shale)	0	0	0	0	0	0	0
Acambuco	151	150	154	156	161	153	168
Coirón Amargo Sur Oeste (shale)	6	7	10	17	19	10	19

CS-01	3	3	4	4	20	3	18
A-10	174	173	152	173	189	174	175
TM-01	0	0	0	0	0	0	0
Producción de NGL por concesión (boe/d)	518	587	605.60	645	675	589	700
Entre Lomas	445	529	555	582	606	528	629
Bajada del Palo Este	60	48	41	47	53	49	55
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)	13	10	10	17	16	12	16

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 / Este	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Bajada del Palo Oeste	100%	Operado	Shale	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	85%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Coirón Amargo Sur Oeste	10%	No operado	Shale	Neuquina	Argentina
Águila Mora	90%	Operado	Shale	Neuquina	Argentina
Acambuco	1.5%	No operado	Convencional	Noroeste	Argentina
Concesiones CS-01	50%	Operado	Convencional	Del Sureste	México
Concesiones A-10	50%	No operado	Convencional	Del Sureste	México

Nota: No se exponen concesiones sin producción, Bajada del Palo Este (shale) Sur Río Deseado Este y TM-01

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

Información Histórica Operativa

Detalles de pozos shale

Nombre del pozo	Numero de pad	Nivel de aterrizaje	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

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 2020	3T 2020	2T 2020	1T 2020	4T 2019	2020	2019
Ingresos totales	79,536	69,863	51,219	73,320	96,445	273,938	415,976
Petróleo	72,461	60,438	41,712	61,985	82,833	236,596	338,272
Gas Natural	6,213	8,609	8,640	10,113	13,078	33,575	71,524
NGL y otros	862	816	867	1,222	534	3,767	6,180
Costo de ventas	(73,952)	(70,934)	(58,623)	(67,996)	(78,064)	(271,505)	(328,130)
Costo de la operación	(22,589)	(23,032)	(18,564)	(23,833)	(25,716)	(88,018)	(114,431)
Fluctuación del inventario del crudo	5,529	598	(3,481)	449	(698)	3,095	310
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(44,883)	(38,876)	(30,447)	(33,467)	(38,361)	(147,674)	(153,001)
Regalías	(12,009)	(9,624)	(6,131)	(11,145)	(13,289)	(38,908)	(61,008)
Utilidad bruta	5,584	(1,071)	(7,404)	5,324	18,381	2,433	87,846
Gastos comerciales	(6,137)	(5,434)	(6,300)	(6,152)	(6,745)	(24,023)	(27,138)
Gastos de administración	(7,259)	(9,063)	(8,229)	(9,367)	(13,248)	(33,918)	(42,400)
Gastos de exploración	(106)	(241)	(168)	(131)	(65)	(646)	(676)
Otros ingresos operativos	342	1,380	1,698	2,153	907	5,573	3,165
Otros gastos operativos, netos	(761)	(1,690)	(1,285)	(1,253)	(4,426)	(4,989)	(6,180)
Deterioro de activos de larga duración	(9,484)	(4,954)	-	-	-	(14,438)	-
Utilidad (pérdida) de la operación	(17,821)	(21,073)	(21,688)	(9,426)	(5,196)	(70,008)	14,617
Reconciliación de EBITDA Ajustado (\$M)	4T 2020	3T 2020	2T 2020	1T 2020	4T 2019	2020	2019
(Pérdida) / Utilidad neta	(13,812)	(28,402)	(39,203)	(21,332)	(44,248)	(102,749)	(32,723)
(+) Impuesto sobre la renta	(17,435)	(5,552)	8,304	4,571	17,797	(10,113)	16,232
(+) Resultados financieros netos	13,426	12,881	9,211	7,335	21,172	42,854	31,108
(+) Resultados de inversiones	-	-	-	-	84	-	-
Utilidad (pérdida) de Operación	(17,821)	(21,073)	(21,688)	(9,426)	(5,196)	(70,008)	14,617
(+) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	44,883	38,876	30,447	33,467	38,361	147,674	153,001
(+) Gastos de reestructuración	(636)	1,465	1,430	1,244	2,542	3,503	3,244
(+) Deterioro de activos de larga duración	9,484	4,954	-	-	-	14,438	-
EBITDA Ajustado⁽¹⁾	35,910	24,222	10,189	25,285	35,707	95,607	170,862
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%)</i>	<i>45%</i>	<i>35%</i>	<i>20%</i>	<i>34%</i>	<i>37%</i>	<i>35%</i>	<i>41%</i>
	4T 2020	3T 2020	2T 2020	1T 2020	4T 2019	2020	2019
Costos operativos (\$MM)	22.6	23.0	18.6	23.8	25.7	88.0	114.4
<i>Lifting cost por boe (\$/boe)</i>	<i>8.0</i>	<i>9.9</i>	<i>8.6</i>	<i>9.9</i>	<i>9.3</i>	<i>9.0</i>	<i>10.8</i>

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

Balance Consolidado

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Propiedad, planta y equipos	1,002,258	917,066
Crédito Mercantil	28,484	28,484
Otros activos intangibles	21,081	34,029
Activos por derecho de uso	22,578	16,624
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	29,810	15,883
Activos por impuestos diferidos	565	476
Total Activo No Corriente	1,104,776	1,012,562
Inventarios	13,870	19,106
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	51,019	93,437
Caja, bancos e inversiones corrientes	202,947	260,028
Total Activo Corriente	267,836	372,571
Total Activo	1,372,612	1,385,133
Pasivos por impuestos diferidos	135,567	147,019
Pasivos por arrendamientos	17,498	9,372
Provisiones	23,909	21,146
Préstamos	349,559	389,096
Títulos opcionales	362	16,860
Beneficios a empleados	3,461	4,469
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	-	419
Total Pasivo No Corriente	530,356	588,381
Provisiones	2,084	3,423
Pasivos por arrendamientos	6,183	7,395
Préstamos	190,227	62,317
Salarios y contribuciones sociales	11,508	12,553
Impuesto sobre la renta por pagar	-	3,039
Otros impuestos y regalías por pagar	5,117	6,040
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	118,619	98,269
Total pasivo corriente	333,738	193,036
Total Pasivo	864,094	781,417
Total Capital Contable	508,518	603,716
Total Capital Contable y Pasivo	1,372,612	1,385,133

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 2020	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2019	Para el año 2020	Para el año 2019
Ingreso por ventas a clientes	79,536	96,445	273,938	415,976
Ingresos por ventas de petróleo crudo	72,461	82,833	236,596	338,272
Ingresos por ventas de gas natural	6,213	13,078	33,575	71,524
Ingresos por ventas de GLP	862	534	3,767	6,180
Costo de ventas	(73,952)	(78,064)	(271,505)	(328,130)
Costos de operación	(22,589)	(25,716)	(88,018)	(114,431)
Fluctuación del inventario de crudo	5,529	(698)	3,095	310
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(44,883)	(38,361)	(147,674)	(153,001)
Regalías	(12,009)	(13,289)	(38,908)	(61,008)
Utilidad bruta	5,584	18,381	2,433	87,846
Gastos de ventas	(6,137)	(6,745)	(24,023)	(27,138)
Gastos generales y de administración	(7,259)	(13,248)	(33,918)	(42,400)
Gastos de exploración	(106)	(65)	(646)	(676)
Otros ingresos operativos	342	907	5,573	3,165
Otros gastos operativos	(761)	(4,426)	(4,989)	(6,180)
Deterioro de activos de larga duración	(9,484)	-	(14,438)	-
(Pérdida)/ Utilidad de operación	(17,821)	(5,196)	(70,008)	14,617
Inversiones en asociadas	-	(84)	-	-
Ingresos por intereses	19	3,073	822	3,770
Gastos por intereses	(14,224)	(13,854)	(47,923)	(34,163)
Otros resultados financieros	779	(10,391)	4,247	(715)
Resultados financieros netos	(13,426)	(21,172)	(42,854)	(31,108)
Utilidad (pérdida) antes de impuesto	(31,247)	(26,452)	(112,862)	(16,491)
(Gasto) Impuesto sobre la renta corriente	25	(3,473)	(184)	(1,886)
(Gasto)/ Beneficio Impuesto sobre la renta diferido	17,410	(14,324)	10,297	(14,346)
(Gasto) / Beneficio de impuesto	17,435	(17,797)	10,113	(16,232)
(Pérdida)/ utilidad neta del período	(13,812)	(44,249)	(102,749)	(32,723)
Otros resultados integrales	11	(1,163)	346	(1,183)
Total (pérdida) / utilidad integral del período	(13,801)	(45,412)	(102,403)	(33,906)

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 2020	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2019	Para el año 2020	Para el año 2019
Utilidad/(Pérdida) neta del período	(13,812)	(44,249)	(102,749)	(32,723)
Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo provenientes de las actividades de operación:				
Partidas que no afectan efectivo:				
(Reversión) / Constitución de reserva por pérdidas crediticias esperadas	-	284	(22)	(118)
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	(4,146)	1,600	(3,068)	2,991
Descuento de obligación por taponamiento de pozos	621	514	2,584	1,723
Incremento neto en provisiones	14	718	103	2,210
Gastos por intereses de arrendamiento	533	821	1,641	1,561
Descuento de activos y pasivos a valor presente	1,406	(849)	3,432	10
Pagos basados en acciones	2,751	3,123	10,494	10,655
Ganancia por combinación de negocios	(1,383)	-	(1,383)	-
Beneficios a empleados	46	(345)	250	220
Impuesto sobre la renta	(17,435)	17,797	(10,113)	16,232
Partidas relacionadas con actividades de inversión:				
Depreciaciones y agotamientos	44,142	37,798	145,106	151,483
Amortización de activos intangibles	741	563	2,568	1,518
Deterioro de activos de larga duración	9,484	-	14,438	-
Ingresos por intereses	(19)	(3,073)	(822)	(3,770)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	475	(6,131)	645	(873)
Inversiones en asociadas	-	84	-	-
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento				
Gastos por intereses	14,224	13,854	47,923	34,163
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales	107	14,278	(16,498)	(6,840)
Costo amortizado	838	607	2,811	2,076
Deterioro de activos financieros	-	-	4,839	-
Cambios en activos y pasivos operativos:				
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	(13,328)	12,834	3,915	(2,073)
Inventarios	(5,197)	277	(2,861)	(609)
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	6,326	(6,073)	2,397	(22,105)
Pagos de beneficios a empleados	(206)	(181)	(798)	(631)

Salarios y contribuciones sociales	2,309	4,660	(2,570)	5,406
Otros impuestos y regalías por pagar	(312)	(703)	(2,080)	2,377
Provisiones	(622)	(429)	(1,672)	(2,298)
Pago de impuesto sobre la renta	(544)	(1,235)	(4,731)	(26,327)
Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas	27,013	46,544	93,779	134,258
Flujos de efectivo de las actividades de inversión				
Pagos por adquisiciones de propiedad, planta y equipos	(54,914)	(49,968)	(153,257)	(240,315)
Pagos por adquisiciones de otros activos intangibles	(957)	(1,156)	(3,664)	(4,225)
Cobros procedentes de otros activos financieros	-	1,073	-	5,761
Cobros procedentes de intereses cobrados	19	3,073	822	3,770
Flujos netos de efectivo (aplicados) en actividades de inversión	(55,852)	(46,978)	(156,099)	(235,010)
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento				
Emisión de acciones Serie A netas de costos de emisión	-	(760)	-	146,144
Préstamos recibidos	27,763	59,729	201,728	234,728
Pago de costos de emisión de préstamos	(187)	-	(2,259)	(1,274)
Pago de capital de los préstamos	(8,389)	(62,233)	(98,761)	(90,233)
Pago de intereses de los préstamos	(8,100)	(8,319)	(43,756)	(32,438)
Pago de arrendamientos	(2,261)	(7,619)	(9,067)	(7,619)
Pago de otros pasivos financieros, neto de efectivo y equivalentes de efectivo restringido	-	16,993	(16,993)	16,993
Flujos netos de efectivo generados en actividades de financiamiento	8,826	(2,209)	30,892	266,301

	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2020	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2019	Para el año 2020	Para el año 2019
Incremento/(Disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo	(20,013)	(2,643)	(31,428)	165,549
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del período	222,365	236,367	234,230	66,047
Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera	(1,038)	506	(1,488)	2,634
Incremento/(Disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo	(20,013)	(2,643)	(31,428)	165,549
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	201,314	234,230	201,314	234,230

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)
- Boe/d: Barriles de petróleo equivalentes por día
- GNC: Gas natural comprimido
- MMboe: Millones de barriles de petróleo equivalentes.
- MMm3/d: Millones de metros cúbicos por día
- 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
- 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 2020. Las estimaciones de Reservas Probadas se derivan del reporte de fecha 1 de febrero de 2020 preparado por DeGolyer and MacNaughton Corp. ("D&M"), para nuestros bloques ubicados en Argentina, y el reporte de fecha 5 de febrero de 2020 preparado por Netherland Sewell International, S. de R.L. de C.V. ("NSI") para nuestros bloques ubicados en México (conjuntamente, los "Reportes de Reservas 2019"). El Reporte de Reservas de 2020 preparado por D&M se realizó con base en la información proporcionada por nosotros y presenta una valuación al 31 de diciembre de 2020 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, Coirón Amargo Sur Oeste, Acambuco, Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito en Argentina. El Reporte de Reservas de 2020 preparado por NSI se realizó con base en la información proporcionada por nosotros y presenta una valuación al 31 de diciembre de 2020 de nuestras de petróleo y gas ubicadas en los bloques CS-01 y A-10 en México.

- Índice de reemplazo de reservas: calculado como las reservas probadas dividido la producción anual de 2020
- Índice de vida de las reservas: calculado como las adiciones dividido la producción anual 2020

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 +54.11.3754.8532

México +52.55.1167.8250