



2020

Resultados del 3^{er} Trimestre

Ciudad de México, 28 de octubre de 2020

BMV: VISTA

NYSE: VIST

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. ("Vista" o la "Compañía") (NYSE: VIST, BMV: VISTA), una nueva generación de compañía de petróleo y gas pública latinoamericana.

Vista Oil & Gas: resultados del 3^{er} trimestre de 2020

28 de octubre de 2020, 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 tercer trimestre (“3T”) de 2020.

Aspectos destacados del 3T 2020:

- El tercer trimestre de 2020 estuvo marcado por una sólida recuperación trimestral de nuestras métricas operativas y financieras clave. Hemos visto una mejora en la demanda de crudo, especialmente en los mercados internacionales, hacia donde hemos reenfocado nuestros esfuerzos comerciales durante el trimestre, y mayores precios realizados.
- Nuestra producción total del 3T 2020 fue de 25,394 boe/d, un aumento del 6.6% trimestre a trimestre, mientras que la producción de petróleo aumentó 11.9% trimestre a trimestre. Ambos aumentos fueron impulsados por la reapertura de nuestros pozos de Vaca Muerta en junio y el impacto marginal del pad # 4, que se conectó a fines de septiembre. La producción total cayó 19.7% en comparación al mismo periodo del año anterior.
- En el 3T 2020, nuestros pozos de shale contribuyeron una producción de 8,407 boe/d, de los cuales 8,320 boe/d corresponden a Bajada del Palo Oeste donde, después de 147 días, el pozo promedio de nuestros primeros 12 pozos estaba rindiendo un 13% por encima de nuestra curva tipo (EUR 25 años: 1.52 MMboe).
- Los ingresos en el 3T 2020 fueron de 69.9 \$MM, 36.5% por encima de los 51.2 \$MM generados en 2T 2020, impulsados por el aumento de producción antes mencionado y la recuperación de los precios realizados de crudo. Los ingresos en 3T 2020 cayeron 33.7% respecto a los 105.4 \$MM generados en el 3T 2019, impactados tanto por menores niveles de producción como precios realizados.
- En el 3T 2020, el precio promedio realizado del crudo fue de 39.1 \$/bbl, un incremento del 47.5% comparado con el 2T 2020, empujado principalmente por la recuperación en los niveles de Brent y nuestros exitosos esfuerzos comerciales en los mercados internacionales. Por el contrario, el precio promedio realizado de crudo en 3T 2020 cayó un 19.7% respecto al precio promedio realizado en 3T 2019, impulsado por la caída en la demanda doméstica e internacional y menores niveles de Brent.
- El precio realizado del gas natural fue de 2.2 \$/MMBTU, sin variaciones trimestre a trimestre, y un 37.1% menor a 3T 2019, 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.
- El lifting cost promedio del 3T 2020 fue de 23.0 \$MM, un 19% por debajo del obtenido en el 3T 2019. La reestructuración de nuestra base de costos operativos nos permitió compensar los niveles de producción más bajos, con ahorros de costos que resultaron en un lifting cost por boe de 9.9 \$/boe en 3T 2020, un 0.9% por encima del lifting cost promedio del 3T 2019 de 9.8 \$/boe.
- El EBITDA ajustado consolidado para el 3T 2020 alcanzó 24.2 \$MM, generando un margen de EBITDA ajustado de 35%.

- En agosto de 2020 reiniciamos las actividades de perforación y completación de pozos en Bajada del Palo Oeste, que fue posible gracias a un menor costo de desarrollo, así como a la recuperación de la demanda y el precio. Completamos y conectamos nuestro pad #4 de 4 pozos con una mejora en la eficiencia, logrando una reducción del 21% en el costo por pie lateral y una reducción del 40% en el costo de completación por etapa, en ambos casos en comparación con el pad #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 11.4 \$ MM, 3% por debajo del costo presupuestado para el nuevo diseño de pozo y 20% por debajo del costo de pozo promedio de nuestro pad inmediatamente anterior. Además, estamos completando nuestro pad #5 de 4 pozos, que esperamos conectar en diciembre 2020.
- En 3T 2020, las inversiones fueron 36.8 \$MM, principalmente impactadas por haber reactivado la actividad de perforación y completación en Bajada del Palo Oeste en agosto 2020.
- Logramos mantener una sólida posición financiera. Un flujo de caja operativo de 19.1 \$MM y las actividades de financiamiento impulsaron la generación de flujo de caja libre del período de 4.3 \$MM, contribuyendo a nuestra posición de caja y equivalentes al cierre del 3T 2020 de 225.0 \$MM. La deuda bruta al cierre del trimestre fue de 522.1 \$MM, resultando en una deuda neta de 297.1 \$MM. Además, durante el trimestre refinanciamos 75 \$MM de vencimientos de deuda próximos en 2020 y 2021, y emitimos bonos por 30 \$MM en los mercados de capitales argentinos.
- En el 3T 2020 la pérdida neta fue de 28.4 \$MM, impactado por: (a) una pérdida por resultados financieros que alcanzó 12.9 \$MM comparado con una ganancia de 14.8 \$MM en el 3T 2019; (b) un deterioro de activos de larga duración por 5.0 \$MM; y parcialmente compensado por (c) una reducción en las depreciaciones y amortizaciones a 38.9 \$MM comparado con 45.9 \$MM en el 3T 2019.

Vista Oil & Gas: resultados del 3^{er} trimestre 2020

Los montos están expresados en dólares estadounidenses, a menos que se indique otra moneda y de acuerdo a 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.

Producción

Producción total promedio diaria neta

	3T 2020	2T 2020	3T 2019	▲ anual (%)	▲ trimestral (%)
Total (boed)	25,394	23,817	31,637	(19.7)%	6.6%
Petróleo (bbld)	17,534	15,672	20,281	(13.5)%	11.9%
Gas Natural (MMm ³ /d)	1.16	1.20	1.68	(31.3)%	(3.5)%
NGL (bbld)	587	606	761	(22.9)%	(3.1)%

anual (%): representa la variación porcentual en 2T 2020 comparado con 2T 2019.

trimestral (%): representa la variación porcentual en 2T 2020 comparado con 1T 2020.

La producción promedio diaria durante el 3T 2020 fue de 25,394 boe/d, compuesta por 17,534 bbl/d de petróleo, lo que representa el 69.0% de la producción total, 1.16 MMm³/d de gas natural y 587 bbl/d de líquidos de gas natural.

La producción operada total durante el 3T 2020 fue de 24,821 boe/d, la que representó el 98% de la producción total. La producción shale total fue de 8,407 boe/d, incluyendo 8,320 boe/d de producción shale operada de Bajada del Palo Oeste y 88 boe/d de producción shale no operada de Coirón Amargo Sur Oeste (CASO).

En Bajada del Palo Oeste, a la fecha de este reporte, los 12 pozos de shale oil de nuestros primeros tres pads se estaban desempeñando un 13% por encima de nuestra curva tipo para los primeros 147 días de producción acumulada. Además, conectamos nuestro pad #4 de 4 pozos a fines de septiembre. Se aterrizaron dos pozos en La Cocina, que se completaron con 44 y 51 etapas de fractura respectivamente. Los otros dos pozos fueron aterrizados en la sección de Carbonato de Vaca Muerta, un horizonte de navegación que estamos testeando, y se completaron con 26 y 31 etapas respectivamente.

Producción neta promedio diaria por activo 3T 2020

	Interés	Petróleo (bbld)	Gas Natural (MMm ³ /d)	NGL (bbld)	Total (boe/d)	% Total promedio día
Bloques (volúmenes a su participación)		17,534	1.16	587	25,394	100%
Entre Lomas	100%	3,415	0.27	529	5,629	22%
Bajada del Palo Este	100%	353	0.07	48	830	3%
Bajada del Palo Oeste (convencional)	100%	819	0.40	-	3,327	13%
Bajada del Palo Oeste (shale)	100%	7,251	0.17	-	8,320	33%
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	100%	119	0.04	10	373	1%
25 de Mayo-Medanito	100%	2,507	0.02	-	2,663	10%
Jagüel de los Machos	100%	2,505	0.13	-	3,313	13%
Coirón Amargo Norte	55%	326	0.01	-	366	1%
Águila Mora (shale)	90%	-	0.00	-	-	0%

Acambuco (no operado)	1.5%	23	0.02	-	173	1%
Coirón Amargo Sur Oeste (shale / no operado)	10%	80	0.00	-	88	0%
Bloques CS-01, A-10 and TM-01 (México)	50%	137	0.03	-	313	1%

Durante el 3T de 2020, Entre Lomas (incluyendo Entre Lomas Neuquén y Entre Lomas Río Negro) representó el 22% de la producción total, 25 de Mayo-Medanito y Jagüel de los Machos el 24%, Bajada del Palo Oeste el 46%, Bajada del Palo Este el 3%, Agua Amarga (campos Jarrilla Quemada y Charco del Palenque) el 1% y Coirón Amargo Norte el 1%. Todos estos bloques son operados por Vista. La producción en nuestros campos en México representó el 1% de la producción diaria promedio total y el 1% restante estuvo representado por la producción no operada en Argentina de los bloques Acambuco y Coirón Amargo Sur Oeste, y Águila Mora, una concesión no-conventional operada por Vista. Para mayor información, por favor véase el Anexo de "Información histórica operativa".

Ingresos

Ingresos por producto - en \$MM	3T 2020	2T 2020	3T 2019	▲ anual (%)	▲ trimestral (%)
Total	69.9	51.2	105.4	(33.7)%	36.5%
Petróleo	60.4	41.7	84.7	(28.7)%	44.8%
Gas Natural	8.6	8.6	19.2	(55.2)%	0.0%
NGL y otros	0.8	0.9	1.6	(50.0)%	(11.1)%

Precios promedio realizados

Producto	3T 2020	2T 2020	3T 2019	▲ anual (%)	▲ trimestral (%)
Petróleo (\$/bbl)	39.1	26.5	48.7	(19.7)%	47.5%
Gas Natural (\$/MMBTU)	2.2	2.2	3.5	(37.1)%	0.0%
NGL (\$/tn)	177	185	262	(32.3)%	(3.8)%

Durante el 3T 2020, los ingresos totales fueron de 69.9 \$MM, 33.7% menores a 3T 2019, pero un 36.5% más altos que el anterior trimestre, impulsados por los ingresos por ventas de petróleo.

Los ingresos por ventas de petróleo del 3T 2020 fueron de 60.4 \$MM, representando un 86.5% de los ingresos totales, 28.7% inferiores a los de 3T 2019, impactado por un menor volumen de producción y un menor precio realizado, pero un 44.8% por encima de las ventas de 2T 2020, impulsados por la recuperación en la producción y precios realizados del crudo. El precio promedio realizado fue 39.1 \$/bbl, 19.7% por debajo de 3T 2019 pero 47.5% por encima de Q2 2020.

Los ingresos por ventas de gas natural representaron un 12.3% de las ventas totales. Durante el 3T 2020, el 48% de los volúmenes se asignó a una cartera diversificada de clientes industriales a un precio promedio de 2.0 \$/MMBTU, el 49% de las ventas fueron a empresas de distribución y GNC a un precio promedio de 2.5 \$/MMBTU, y el 3% restante de ventas se realizaron al segmento de generación de energía eléctrica a un precio promedio de 2.6 \$/MMBTU. El precio promedio de las ventas de gas natural en el trimestre fue de 2.2 \$/MMBTU, un 37.1% menor al nivel de 3T 2019, 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 0.8 \$MM durante el 3T 2020, representando el 1.2% de las ventas totales. Los volúmenes de NGL se asignaron al mercado argentino a un precio promedio de 177 U.S. dólares por tonelada (\$/tn).

Costos de operación

	3T 2020	2T 2020	3T 2019	▲ anual (%)	▲ trimestral (%)
Lifting Cost (\$MM)	23.0	18.6	28.4	(19.0)%	24.1%
<i>Lifting cost (\$/boe)</i>	9.9	8.6	9.8	0.9%	15.1%

Durante el 3T 2020, los gastos operativos fueron de 23.0 \$MM, un 19.0% por debajo del 3T 2019 y un 24.1% por encima del trimestre anterior. Esto último refleja el reinicio de nuestras actividades de pulling y otros servicios de operación y mantenimiento campo a niveles anteriores al inicio del impacto del Covid-19.

El lifting cost promedio en 3T 2020 fue de 9.9 \$/boe, lo que representó un incremento del 0.9% en comparación con el 3T 2019, lo que refleja nuestra base de costos reestructurada, que nos permitió mantener un *lifting cost* estable a pesar de un menor nivel de producción.

La reducción del lifting cost interanual fue impulsada por la renegociación de la mayoría de nuestros contratos y una mejora del 32% en el índice de falla de nuestros campos maduros, que permitió una reducción interanual del 36% en las intervenciones de pozos.

EBITDA ajustado

Reconciliación de EBITDA ajustado (\$MM)	3T 2020	2T 2020	3T 2019	▲ anual (%)	▲ trimestral (%)
(Pérdida) / Utilidad neta	(28.4)	(39.2)	21.5		
Impuesto sobre la renta	(5.6)	8.3	(6.0)		
Resultados financieros netos	12.9	9.2	(14.8)		
Resultados de inversiones	-	-	(0.1)		
Utilidad de Operación	(21.1)	(21.7)	0.6		
Depreciaciones	38.9	30.4	45.9		
Gastos de reestructuración	1.5	1.4	0.0		
Deterioro de activos de larga duración	5.0	-	-		
EBITDA Ajustado⁽¹⁾	24.2	10.2	46.6	(48.0)%	137.7%
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%)</i>	35%	20%	44%	(9)% p.p.	15% p.p.

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

(2) Expresado como diferencia en puntos porcentuales.

Nota: las cifras podrían no sumar por el efecto del redondeo

El EBITDA ajustado en el 3T 2020 fue 24.2 \$MM, 48.1% menor al EBITDA ajustado 3T 2019, pero 137.7% por encima del EBITDA ajustado 2T 2020, impulsado por un recupero en el precio realizado de crudo y en la producción de crudo. El margen de EBITDA ajustado fue un 35%, 15 puntos porcentuales por encima del 2T 2020.

Utilidad / Pérdida neta

En el 3T 2020 la pérdida neta fue de 28.4 \$MM, impactado por: (a) una pérdida por resultados financieros que alcanzó 12.9 \$MM comparado con una ganancia de 14.8 \$MM en el 3T 2019; (b) un impairment por 5.0 \$MM; y parcialmente compensado por (c) una reducción en las depreciaciones y amortizaciones a 38.9 \$MM comparado con 45.9 \$MM en el 3T 2019.

A septiembre de 2020, Vista realizó un test de deterioro de activos de larga duración que resultó en una pérdida de 5.0 \$MM, impulsado por los precios del petróleo, gas natural y GLP, y los cambios en la tasa de descuento

Los resultados financieros en 3T 2020 alcanzaron una pérdida por 12.9 \$MM. Comparados a la ganancia de 14.8 \$MM en 3T 2019, la pérdida fue principalmente impactada por mayores intereses debido a un mayor nivel de deuda financiera promedio, junto con la ganancia por la valuación de los títulos opcionales.

Inversiones

Las inversiones totales de Vista (“capex”) fueron de 36.8 \$MM según el criterio de lo devengado, reflejando el incremento en la actividad que se llevó a cabo a partir de agosto 2020. Durante el trimestre, invertimos 33.2 \$MM en nuestro proyecto de Vaca Muerta en Bajada del Palo Oeste, de los cuales 30.3 \$MM corresponden a la perforación y completación de pozos, 2.6 \$MM al desarrollo de instalaciones y 0.2 \$MM al reacondicionamiento de pozos. Adicionalmente, las inversiones en nuestros activos convencionales, activos no operados, otras instalaciones, proyectos de TI y estudios G&G totalizaron los remanentes 3.6 \$MM

Resumen financiero

Durante el 3T 2020, logramos mantener un sólido balance, incrementando nuestra posición de caja a 225.0 \$MM al 30 de septiembre de 2020. Nuestra deuda financiera alcanzó 522.1 \$MM, resultando en una deuda neta de 297.1 \$MM

En julio 2020, completamos una serie de acuerdos para refinanciar pagos de deuda por 75 \$MM en vencimientos correspondientes a 2020 y 2021.

Adicionalmente, emitimos dos series de bonos por 30 \$MM en el mercado de capitales argentino con la siguiente estructura:

- 10 \$MM en pesos, 18 meses bullet, a una tasa variable con un spread de 137 puntos básicos
- 20 \$MM en bonos dólar-linked, 36 meses bullet, con tasa cero

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	Vista Oil & Gas Argentina S.A.U.	7/8/2020	7/8/2023	20	Bullet a su vencimiento	Tasa cero	ARS en USD-linked	BCBA Argentina

Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V. Información Histórica Operativa

Producción diaria promedio trimestral por bloque y producto

	3T 2020	2T 2020	1T 2020	4T 2019	3T 2019
Producción total por bloque (Mboe/d)	25,394	23,817	26,485	30,026	31,637
Entre Lomas	5,629	6,289	6,804	7,648	8,618
Bajada del Palo Este	830	1,036	1,122	1,281	1,349
Bajada del Palo Oeste (convencional)	3,327	3,679	4,661	5,499	4,944
Bajada del Palo Oeste (shale)	8,320	5,065	5,599	6,687	7,501
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	373	476	596	621	657
25 de Mayo-Medanito	2,663	2,881	2,879	3,177	3,370
Jagüel de los Machos	3,313	3,525	3,705	3,991	4,224
Coirón Amargo Norte	366	268	260	214	236
Águila Mora (shale)	-	-	197	147	-
Acambuco	173	178	180	182	186
Coirón Amargo Sur Oeste (shale)	88	102	113	159	165
Bloques CS-01, A-10 y TM-01	313	318	368	418	388
Producción de petróleo crudo por bloque (Mboe/d)⁽¹⁾	17,534	15,672	16,991	18,720	20,281
Entre Lomas	3,415	3,716	4,043	4,244	4,715
Bajada del Palo Este	353	463	553	554	574
Bajada del Palo Oeste (convencional)	819	916	1,051	1,111	988
Bajada del Palo Oeste (shale)	7,251	4,508	4,900	5,862	6,733
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	119	182	242	268	303
25 de Mayo-Medanito	2,507	2,741	2,701	2,965	3,213
Jagüel de los Machos	2,505	2,645	2,775	3,014	3,176
Coirón Amargo Norte	326	222	218	184	217
Águila Mora (shale)	-	-	197	147	-
Acambuco	23	25	24	22	22
Coirón Amargo Sur Oeste (shale)	80	92	96	141	147
Bloques CS-01, A-10 y TM-01	137	163	192	209	194
Producción de gas natural por bloque (Mboe/d)⁽²⁾	7,273	7,539	8,848	10,631	10,594
Entre Lomas	1,685	2,018	2,180	2,799	3,221
Bajada del Palo Este	430	533	522	673	715
Bajada del Palo Oeste (convencional)	2,508	2,763	3,610	4,388	3,956
Bajada del Palo Oeste (shale)	1,069	557	699	825	768
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	244	284	337	336	334
25 de Mayo-Medanito	156	140	178	212	157
Jagüel de los Machos	807	879	930	978	1,048
Coirón Amargo Norte	40	46	42	31	20
Águila Mora (shale)	-	-	-	-	-
Acambuco	150	154	156	161	164
Coirón Amargo Sur Oeste (shale)	7	10	17	19	18
Bloques CS-01, A-10 y TM-01	176	155	177	210	194
Producción de NGL por bloque (boe/d)	587	606	645	675	761
Entre Lomas	529	555	582	606	682
Bajada del Palo Este	48	41	47	53	59
Bajada del Palo Oeste (convencional)	-	-	-	-	-
Bajada del Palo Oeste (shale)	-	-	-	-	-
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	10	10	17	16	20

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 (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	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	55% ⁽¹⁾	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
Bloque CS-01	50%	No operado	Convencional	Del Sureste	México
Bloque A-10	50%	No operado	Convencional	Del Sureste	México

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

(1) El 7 de julio de 2020, como consecuencia del incumplimiento en los pagos por parte del socio Madalena Energy Argentina S.R.L. ("Madalena") y de conformidad con el Acuerdo de Operación Conjunta Coirón Amargo Norte ("Acuerdo de OC"), Vista Argentina en conjunto con su socio Gas y Petróleo del Neuquén ("GyP") procedió a excluir a Madalena del Acuerdo de OC.

En consecuencia, la Compañía a través de su subsidiaria Vista Argentina, incrementó su participación en el Acuerdo de OC mencionado de 55% a 84.62%.

Según la disposición del Acuerdo de OC, Vista tiene derecho a reclamar los pagos adeudados por parte de Madalena.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros intermedios condensados consolidados, la adenda al Acuerdo de OC se encuentra pendiente de aprobación por parte del Poder Ejecutivo de la Provincia de Neuquén; la cual tendrá efectos retroactivos al 7 de julio de 2020.

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 2020	2T 2020	1T 2020	4T 2019	3T 2019
Ingresos totales	69,863	51,219	73,320	96,445	105,443
Petróleo	60,438	41,712	61,985	82,833	84,668
Gas Natural	8,609	8,640	10,113	13,078	19,200
NGL y otros	816	867	1,222	534	1,575
Costo de ventas	(70,934)	(58,623)	(67,996)	(78,064)	(91,415)
Costo de la operación	(23,032)	(18,564)	(23,833)	(25,716)	(28,427)
Fluctuación del inventario del crudo	598	(3,481)	449	(698)	(2,365)
Depreciaciones	(38,876)	(30,447)	(33,467)	(38,361)	(45,895)
Regalías	(9,624)	(6,131)	(11,145)	(13,289)	(14,728)
Utilidad bruta	(1,071)	(7,404)	5,324	18,381	14,028
Gastos comerciales	(5,434)	(6,300)	(6,152)	(6,745)	(6,851)
Gastos de administración	(9,063)	(8,229)	(9,367)	(13,248)	(8,278)
Gastos de exploración	(241)	(168)	(131)	(65)	333
Otros ingresos operativos	1,380	1,698	2,153	907	948
Otros gastos operativos, netos	(1,690)	(1,285)	(1,253)	(4,426)	455
Deterioro de activos de larga duración	(4,954)	-	-	-	-
Utilidad (pérdida) de la operación	(21,073)	(21,688)	(9,426)	(5,196)	635

Reconciliación de EBITDA Ajustado (\$M)	3T 2020	2T 2020	1T 2020	4T 2019	3T 2019
(Pérdida) / Utilidad neta	(28,402)	(39,203)	(21,332)	(44,248)	21,499
(+) Impuesto sobre la renta	(5,552)	8,304	4,571	17,797	(5,961)
(+) Resultados financieros netos	12,881	9,211	7,335	21,172	(14,819)
(+) Resultados de inversiones	-	-	-	84	(84)
Utilidad (pérdida) de Operación	(21,073)	(21,688)	(9,426)	(5,196)	635
(+) Depreciaciones	38,876	30,447	33,467	38,361	45,895
(+) Gastos de reestructuración	1,465	1,430	1,244	2,542	35
(+) Deterioro de activos de larga duración	4,954	-	-	-	-
EBITDA Ajustado⁽¹⁾	24,222	10,189	25,285	35,707	46,565
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%)</i>	<i>35%</i>	<i>20%</i>	<i>34%</i>	<i>37%</i>	<i>44%</i>

	3T 2020	2T 2020	1T 2020	4T 2019	3T 2019
Costos operativos (\$MM)	23.0	18.6	23.8	25.7	28.4
<i>Lifting cost (\$/boe)</i>	<i>9.9</i>	<i>8.6</i>	<i>9.9</i>	<i>9.3</i>	<i>9.8</i>

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

Balance Consolidado

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 30 de septiembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019
Propiedad, planta y equipos	941,885	917,066
Crédito Mercantil	25,048	28,484
Otros activos intangibles	34,909	34,029
Activos por derecho de uso	26,102	16,624
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	31,703	15,883
Activos por impuestos diferidos	493	476
Total Activo No Corriente	1,060,140	1,012,562
Inventarios	12,292	19,106
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	41,632	93,437
Caja, bancos e inversiones corrientes	224,950	260,028
Total Activo Corriente	278,874	372,571
Total Activo	1,339,014	1,385,133
Total Capital Contable	520,900	603,716
Pasivos por impuestos diferidos	154,259	147,019
Pasivos por arrendamientos	19,107	9,372
Provisiones	21,290	21,146
Préstamos	332,423	389,096
Títulos opcionales	255	16,860
Beneficios a empleados	3,636	4,469
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	-	419
Total Pasivo No Corriente	530,970	588,381
Provisiones	1,592	3,423
Pasivos por arrendamientos	7,284	7,395
Préstamos	189,632	62,317
Salarios y contribuciones sociales	9,343	12,553
Impuesto sobre la renta por pagar	0	3,039
Otros impuestos y regalías por pagar	3,472	6,040
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	75,821	98,269
Total pasivo corriente	287,144	193,036
Total Pasivo	818,114	781,417
Total Capital Contable y Pasivo	1,339,014	1,385,133

Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V.
Estado de Resultados Consolidado
(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Periodo entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2020	Periodo entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2019
Ingreso por ventas a clientes	69,863	105,443
Ingresos por ventas de petróleo crudo	60,438	84,668
Ingresos por ventas de gas natural	8,609	19,200
Ingresos por ventas de GLP	816	1,575
Costo de ventas	(70,934)	(91,415)
Costos de operación	(23,032)	(28,427)
Fluctuación del inventario de crudo	598	(2,365)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(38,876)	(45,895)
Regalías	(9,624)	(14,728)
Utilidad bruta	(1,071)	14,028
Gastos de ventas	(5,434)	(6,851)
Gastos generales y de administración	(9,063)	(8,278)
Gastos de exploración	(241)	333
Otros ingresos operativos	1,380	948
Otros gastos operativos	(1,690)	455
Deterioro de activos de larga duración	(4,954)	-
(Pérdida)/ Utilidad de operación	(21,073)	635
Inversiones en asociadas	-	
Ingresos por intereses	37	382
Gastos por intereses	(12,979)	(7,984)
Otros resultados financieros	61	22,420
Resultados financieros netos	(12,881)	14,818
Utilidad (pérdida) antes de impuesto	(33,954)	15,537
(Gasto) Impuesto sobre la renta corriente	62	5,054
(Gasto)/ Beneficio Impuesto sobre la renta diferido	5,490	911
(Gasto) / Beneficio de impuesto	5,552	5,965
(Pérdida)/ utilidad neta del período	(28,402)	21,502
Otros resultados integrales	503	745
Total (pérdida) / utilidad integral del período	(27,899)	22,247

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 2020	Periodo entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2019
Utilidad/(Pérdida) neta del período	(28,402)	21,502
Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo provenientes de las actividades de operación:		
<u>Partidas que no afectan efectivo:</u>		
(Reversión) / Constitución de reserva por pérdidas crediticias esperadas	(8)	(222)
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	(2,229)	3,325
Descuento de obligación por taponamiento de pozos	573	407
Incremento neto en provisiones	225	(490)
Gastos por intereses de arrendamiento	312	300
Descuento de activos y pasivos a valor presente	1,055	433
Pagos basados en acciones	2,713	2,778
Beneficios a empleados	61	453
Impuesto sobre la renta	(5,552)	(5,965)
<u>Partidas relacionadas con actividades de inversión:</u>		
Depreciaciones y agotamientos	38,194	45,523
Amortización de activos intangibles	682	372
Deterioro de activos de larga duración	4,954	-
Ingresos por intereses	(37)	(382)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	(363)	5,336
Inversiones en asociadas	-	(84)
<u>Partidas relacionadas con actividades de financiamiento</u>		
Gastos por intereses	12,979	7,984
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales	(1,765)	(33,145)
Costo amortizado	774	552
Cambios en activos y pasivos operativos:		
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	(4,875)	6,821
Inventarios	(598)	2,488
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	213	3,455
Pagos de beneficios a empleados	(197)	(197)
Salarios y contribuciones sociales	2,695	654
Otros impuestos y regalías por pagar	(72)	4,694
Provisiones	(445)	(1,010)
Pago de impuesto sobre la renta	(1,745)	(2,723)
Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas	19,142	62,859
Flujos de efectivo de las actividades de inversión		
Pagos por adquisiciones de propiedad, planta y equipos	(21,726)	(57,934)
Pagos por adquisiciones de otros activos intangibles	(1,579)	(1,879)
Cobros procedentes de otros activos financieros	-	(962)
Cobros procedentes de intereses cobrados	37	382
Flujos netos de efectivo (aplicados) en actividades de inversión	(23,268)	(60,393)

Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento

Emisión de acciones Serie A netas de costos de emisión	-	92,761
Préstamos recibidos	77,137	115,000
Pago de costos de emisión de préstamos	(1,480)	(1,275)
Pago de capital de los préstamos	(47,737)	(28,000)
Pago de intereses de los préstamos	(16,331)	(12,352)
Pago de arrendamientos	(1,684)	-
Flujos netos de efectivo generados en actividades de financiamiento	9,905	166,134

	Periodo entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2020	Periodo entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2019
Incremento/(Disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo	5,779	168,600
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del período	218,316	65,197
Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera	(1,729)	2,570
Incremento/(Disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo	5,779	168,600
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	222,366	236,367

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 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