



2021

Resultados del 2^{do} Trimestre

Ciudad de México, 27 de julio de 2021

NYSE: VIST

BMV: VISTA

Vista Oil & Gas: resultados del 2^{do} trimestre de 2021

27 de julio de 2021, Ciudad de México, México.

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. ("Vista" o la "Compañía") (NYSE: VIST en New York Stock Exchange; BMV: VISTA en la Bolsa de Valores de México), reportó hoy los resultados financieros y operativos del periodo de tres meses finalizado el 30 de junio de 2021.

Aspectos destacados del 2T 2021:

- La producción total del 2T 2021 fue de 39,888 boe/d, un aumento del 17% trimestre a trimestre y del 67% en comparación con la producción total del 2T 2020. La producción de petróleo aumentó 19% trimestre a trimestre a 31,539 bbl/d, impulsada principalmente por el crecimiento en la producción del desarrollo de Bajada del Palo Oeste, donde conectamos el pad #7 en marzo.
- En el 2T 2021, nuestra producción shale fue de 24,662 boe/d, los cuales corresponden en su totalidad a los pozos shale de Bajada del Palo Oeste.
- Los ingresos en el 2T 2021 fueron de 165.3 \$MM, un 43% por encima de los 115.9 \$MM generados en 1T 2021 y un 223% por encima de los 51.2 \$MM generados en 2T 2020, impulsados por el aumento de producción de petróleo antes mencionado y por un aumento de los precios promedio realizados de petróleo. En el 2T 2021, exportamos el 17% de nuestro volumen de petróleo.
- En el 2T 2021, el precio realizado del petróleo fue 54.9 \$/bbl, un incremento de 21% comparado con el 1T 2021 y un incremento de 107% comparado con el precio realizado de petróleo de 2T 2020.
- El precio realizado del gas natural para el 2T 2021 fue de 3.5 \$/MMBTU, resultando en un aumento de 59% año a año, principalmente impactado por el precio de invierno del Plan Gas de 4.1 \$/MMBTU, aplicable a aproximadamente 60% del volumen de ventas de gas natural comenzando desde mayo 2021.
- El lifting cost fue 7.3 \$/boe en 2T 2021, un 15% por debajo del lifting cost por boe del 2T 2020 y un 3% por debajo del lifting cost por boe del trimestre anterior, mayormente impactado por el incremento en la producción total que continúa absorbiendo nuestra base de costos fijos.
- El EBITDA ajustado para el 2T 2021 alcanzó 102.3 \$MM, un incremento de 75% trimestre a trimestre y de 904% comparado con el 2T 2020, impulsado por el aumento en ingresos frente a costos estables. Durante el 2T 2021, el margen de EBITDA ajustado fue 62%, 42 p.p. y 12 p.p. por encima de 2T 2020 y 1T 2021, respectivamente.
- A fines de junio de 2021, conectamos el pad #8, de cuatro pozos, en Bajada del Palo Oeste. Dicho pad fue completado con un total de 214 etapas y una longitud lateral promedio de 2,611 mts. El costo de perforación y completación del pad #8 fue 9.5 \$MM por pozo, resultando en un ahorro del 45% comparado con 17.4 \$MM en el pad #1 (en ambos casos normalizado a un pozo de 2,800 metros

de longitud lateral y 47 etapas). Adicionalmente, estamos terminando de perforar el cuarto pozo de nuestro pad #9 en Bajada del Palo Oeste, el cual será completado y conectado en 3T 2021.

- En el 2T 2021, las inversiones fueron 74.6 \$MM, en línea con las proyecciones para 2021 y reflejando la completación del tercer pad del año en Bajada del Palo Oeste (pad #8).
- En el 2T 2021, logramos un free cash flow positivo de 35.5 \$MM, el flujo de efectivo de las actividades de operación fue 116.0 \$MM, mientras que el flujo de efectivo usado en inversiones alcanzó 80.5 \$MM para el trimestre. El flujo de efectivo de las actividades de financiamiento totalizó un ingreso de caja de 37.8 \$MM, el cual incluye el repago de deuda de 30.6 \$MM y emisiones por 71.4 \$MM en bonos en el mercado de capitales argentino para pre-financiar los vencimientos del 3T 2021.
- La caja al cierre del periodo de 2T 2021 fue de 236.7 \$MM. La deuda bruta al cierre del trimestre fue de 605.1 \$MM, resultando en una deuda neta de 368.4 \$MM.
- En el 2T 2021 la ganancia neta fue de 5.5 \$MM, impactada por: (i) un mayor EBITDA ajustado como se menciona anteriormente, (ii) una pérdida por resultados financieros que alcanzó 18.8 \$MM comparado con 9.2 \$MM en el 2T 2020, y (iii) un aumento en el gasto de impuestos a 26.9 \$MM comparado con 8.3 \$MM en 2T 2020.

Actividades de desarrollo del negocio:

- El 24 de junio, la provincia de Neuquén aprobó la modificación al Contrato de Unión Transitoria reflejando la venta de nuestro restante 10% de participación en la concesión Coirón Amargo Sur Oeste a Shell Argentina, correspondiente a 1,644 acres, por 21.5 \$MM, pagaderos de la siguiente forma: (i) 15 \$MM en efectivo, y (ii) 6.5 \$MM en concepto de carry para la extensión de la obra de infraestructura para captación y provisión de agua que es operada por Shell y abastece la operación de Vista. Esta transacción tendrá efectos retroactivos al 1 de abril de 2021.
- El 28 de junio, establecimos un consorcio y entramos en un acuerdo de inversión conjunta con Trafigura para el desarrollo de 5 pads de 4 pozos cada uno en Bajada del Palo Oeste. El precio de entrada es 5 \$MM por pad, por un total de 25 \$MM. Vista mantendrá la operación y el 100% de titularidad de la concesión Bajada del Palo Oeste. Vista y Trafigura poseen 80% y 20% de la participación, respectivamente, de capex y producción. Trafigura pagara a Vista una tarifa de operador para cubrir todos los costos directos e indirectos asociados con la producción.

Eventos recientes:

- Durante julio de 2021, pagamos 45 \$MM correspondientes al préstamo sindicado, tomamos 24 \$MM de líneas de crédito de bancos argentinos y anunciamos el repago de 50 \$MM correspondientes a nuestra ON clase I.

Vista Oil & Gas: resultados del 2^{do} trimestre 2021

Producción

Producción total promedio diaria neta

	2T 2021	1T 2021	2T 2020	▲ y/y	▲ q/q
Total (boe/d)	39,888	34,067	23,817	67%	17%
Petróleo (bbl/d)	31,539	26,436	15,672	101%	19%
Gas Natural (MMm ³ /d)	1.26	1.14	1.20	5%	10%
NGL (bbl/d)	419	435	606	(31)%	(4)%

La producción promedio diaria durante el 2T 2021 fue de 39,888 boe/d, compuesta por 31,539 bbl/d de petróleo, lo que representó el 79% de la producción total, 1.26 MMm³/d de gas natural y 419 boe/d de líquidos de gas natural.

La producción operada total durante el 2T 2021 fue de 39,563 boe/d, lo que representó el 99% de la producción total. La producción shale total fue de 24,662 boe/d, correspondientes en su totalidad a los pozos shale de Bajada del Palo Oeste.

Producción neta promedio diaria por activo 2T 2021

	Interés	Petróleo (bbl/d)	Gas Natural (MMm ³ /d)	NGL (bbl/d)	Total (boe/d)	% Total promedio día
Concesiones (volúmenes a su participación)		31,539	1.26	419	39,888	100%
Entre Lomas	100%	3,361	0.20	365	5,014	13%
Bajada del Palo Este	100%	419	0.07	45	876	2%
Bajada del Palo Oeste (convencional)	100%	642	0.25	-	2,244	6%
Bajada del Palo Oeste (shale)	100%	21,553	0.49	-	24,662	62%
Agua Amarga	100%	254	0.03	9	458	1%
25 de Mayo-Medanito	100%	2,492	0.04	-	2,769	7%
Jagüel de los Machos	100%	2,346	0.12	-	3,098	8%
Coirón Amargo Norte	84.6%	283	0.00	-	288	1%
Águila Mora (shale)	90%	-	0.00	-	-	0%
Acambuco (no operado)	1.5%	18	0.02	-	157	0%
Coirón Amargo Sur Oeste (shale / no operado)	10%	0	0.00	-	0	0%
Concesiones CS-01, A-10 and TM-01 (México)	50%	169	0.02	-	323	1%

Durante el 2T de 2021, Entre Lomas (incluyendo Entre Lomas Neuquén y Entre Lomas Río Negro) representó el 13% de la producción total trimestral, 25 de Mayo-Medanito y Jagüel de los Machos el 15%, Bajada del Palo Oeste el 67%, Bajada del Palo Este el 2%, Agua Amarga (concesiones Jarilla Quemada y Charco del Palenque) el 1% y Coirón Amargo Norte el 1% de la producción total trimestral. La producción en los campos en México representó el 1% de la producción diaria promedio total. El restante estuvo representado por la producción

no operada en Argentina de la concesión Acambuco. Para más información, por favor véase el Anexo de "Información histórica operativa".

Ingresos

Ingresos totales

Ingresos por producto - en \$MM	2T 2021	1T 2021	2T 2020	▲ y/y	▲ q/q
Total	165.3	115.9	51.2	223%	43%
Petróleo	149.9	107.2	41.7	259%	40%
Gas Natural	14.5	7.9	8.6	68%	84%
NGL	0.93	0.82	0.87	7%	14%

Precios promedio realizados

Producto	2T 2021	1T 2021	2T 2020	▲ y/y	▲ q/q
Petróleo (\$/bbl)	54.9	45.5	26.5	107%	21%
Gas Natural (\$/MMBTU)	3.5	2.0	2.2	59%	75%
NGL (\$/tn)	314	244	185	70%	28%

Durante el 2T 2021, los ingresos totales fueron de 165.3 \$MM, 223% por encima de 2T 2020 y 43% por encima del trimestre anterior, impulsados por el aumento en la producción de petróleo y en el precio realizado de petróleo.

Los ingresos por ventas de petróleo del 2T 2021 fueron de 149.9 \$MM, representando un 90.7% de los ingresos totales, 259% por encima de 2T 2020 y 40% por encima comparado con 1T 2021, en ambos casos impulsados principalmente por el aumento de la producción de petróleo shale de Bajada del Palo Oeste. Durante el 2T 2021 exportamos el 17% del volumen total de petróleo vendido, mientras que el 83% restante fue vendido a refinerías locales en Argentina. El volumen total de ventas de petróleo durante 2T 2021 fue 2,731 Mbbl. Nuestro precio promedio realizado fue de 54.9 \$/bbl, 107% por encima de 2T 2020 y 21% por encima de 1T 2021.

Los ingresos por ventas de gas natural representaron un 8.8% de los ingresos totales. Durante el 2T 2021, el 30% de las ventas se realizaron a clientes industriales a un precio promedio de 3.2 \$/MMBTU, el 40% a empresas de distribución y GNC a un precio promedio de 3.7 \$/MMBTU, mientras que el 30% de las ventas restantes se realizaron al segmento de generación de energía eléctrica a un precio promedio de 3.6 \$/MMBTU. El precio promedio de las ventas de gas natural en el trimestre fue de 3.5 \$/MMBTU, un 59% mayor al 2T 2020, incluyendo el impacto del precio de invierno del Plan Gas de 4.1 \$/MMBTU, aplicable a aproximadamente 60% del volumen de ventas de gas natural comenzando desde mayo 2021.

Las ventas de líquidos de gas natural y otros servicios fueron de 0.9 \$MM durante el 2T 2021, representando el 0.6% de las ventas totales. Los volúmenes de NGL se asignaron al mercado argentino a un precio promedio de 314 \$/tn.

Costos de operación

	2T 2021	1T 2021	2T 2020	▲ y/y	▲ q/q
Costos Operativos (\$MM)	26.5	23.1	18.6	43%	14%
<i>Lifting cost por boe (\$/boe)</i>	<i>7.3</i>	<i>7.5</i>	<i>8.6</i>	<i>(15)%</i>	<i>(3)%</i>

Los costos operativos durante el 2T 2021 fueron de 26.5 \$MM, un 43% por encima año a año y un 14% por encima del trimestre anterior, parcialmente impulsado por el aumento de las actividades en yacimientos, pero también impactadas por la apreciación real del Peso argentino en nuestros contratos operativos denominados en Pesos.

El lifting cost por boe fue de 7.3 \$/boe, un 15% menor en comparación con el 2T 2020 y un 3% menor en comparación con el 1T 2021, en ambos casos debido al aumento de la producción en Bajada del Palo Oeste, la cual continúa absorbiendo la base de costos fijos.

EBITDA ajustado

Reconciliación de EBITDA ajustado (\$MM)	2T 2021	1T 2021	2T 2020	▲ y/y	▲ q/q
(Pérdida) / Utilidad neta	5.5	4.9	(39.2)		
Impuesto sobre la renta	26.9	3.8	8.3		
Resultados financieros netos	18.8	4.6	9.2		
Utilidad de Operación	51.2	13.2	(21.7)		
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	51.0	44.7	30.4		
Gastos de reestructuración y reorganización y otros	0.1	0.4	1.4		
EBITDA Ajustado⁽¹⁾	102.3	58.3	10.2	904%	75%
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%)⁽²⁾</i>	<i>62%</i>	<i>50%</i>	<i>20%</i>	<i>+42p.p.</i>	<i>+12p.p.</i>

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

(2) Expresado como diferencia en puntos porcentuales.

El EBITDA Ajustado fue de 102.3 \$MM en 2T 2021, un incremento del 904% en comparación al 2T 2020. El EBITDA ajustado fue impulsado por los mayores ingresos a niveles de costos estables, así como por el

impacto neto de 4.5 \$MM en otros ingresos operativos por el primer pad del acuerdo con Trafigura, llevando a un aumento del 75% trimestre a trimestre.

El margen de EBITDA ajustado fue de 62%, una mejora de 12 p.p. trimestre a trimestre y 42 p.p. año a año. Este aumento en el margen de EBITDA ajustado refleja los mayores ingresos y nuestros exitosos esfuerzos para optimizar costos.

Utilidad / Pérdida neta

En el 2T 2021 la ganancia neta fue de 5.5 \$MM, impactada por: (a) el mayor EBITDA ajustado mencionado anteriormente, (b) una pérdida por resultados financieros que alcanzó 18.8 \$MM, comparado con una pérdida de 9.2 \$MM en 2T 2020, y (c) un aumento en el gasto de impuestos a 26.9 \$MM comparado con 8.3 \$MM en el 2T 2020, mayormente relacionado con: (i) el aumento en la tasa del impuesto sobre la renta en Argentina de 25% a 35%, (ii) la depreciación nominal del peso argentino respecto al dólar estadounidense que impacta sobre las deducciones del impuesto a los activos no monetarios de la compañía y la generación de pérdidas impositivas, y (iii) la aplicación del ajuste por inflación impositivo en Argentina.

Inversiones

Las inversiones totales de Vista (CAPEX) durante 2T 2021 fueron de 74.6 \$MM. Invertimos 61.0 \$MM en Bajada del Palo Oeste, de los cuales 51.0 \$MM corresponden a la perforación y completación de pozos y 10.0 \$MM al desarrollo de instalaciones, estudios de G&G y otros. Adicionalmente, las inversiones en los activos convencionales, activos no operados, otras instalaciones, y estudios G&G totalizaron los 13.6 \$MM remanentes.

Resumen financiero

Durante el 2T 2021, logramos mantener un sólido balance, con una posición de caja al cierre del trimestre de 236.7 \$MM. Alcanzamos un flujo de efectivo de las actividades operativas de 116.0 \$MM, un incremento del 217% trimestre a trimestre y del 336% año a año. Adicionalmente, el flujo de efectivo de las actividades de inversión tuvo un egreso de 80.5 \$MM, con un CAPEX de 74.6 \$MM según se detalló anteriormente. Esto resultó en un free cash flow positivo de 35.5 \$MM para el periodo ⁽¹⁾.

El flujo de efectivo de las actividades de financiamiento totalizó un ingreso de caja de 37.8 \$MM, el cual incluye el repago de deudas por 30.6 \$MM. Además, en 2T 2021 recaudamos 71.4 \$MM mediante la emisión de dos series de bonos en el mercado de capitales argentino con la siguiente estructura:

- ON clase IX: emitimos un bono por 38.8 \$MM en Pesos argentinos, dólar-linked, 24 meses bullet, a una tasa de 4.00% trimestral.
- ON clase X: emitimos un bono por 32.6 \$MM en Pesos argentinos, ajustado por inflación, 45 meses bullet, a una tasa de 4.00% trimestral.

(1) Free cash flow se calcula como la suma del flujo de efectivo de las actividades operativas y el flujo de efectivo de las actividades de inversión.

La deuda financiera bruta alcanzó 605.1 \$MM al final del trimestre, resultando en una deuda neta de 368.4 \$MM

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 en USD-linked	BCBA Argentina
ON clase VII	Vista Oil & Gas Argentina S.A.U.	10/3/2021	10/3/2024	42.4	Bullet a su vencimiento	4.25%	ARS en USD-linked	BCBA Argentina
ON clase VIII ⁽²⁾	Vista Oil & Gas Argentina S.A.U.	10/3/2021	10/9/2024	33.5	Bullet a su vencimiento	2.73%	ARS	BCBA Argentina
ON clase IX	Vista Oil & Gas Argentina S.A.U.	18/6/2021	18/6/2023	38.8	Bullet a su vencimiento	4.00%	ARS en USD-linked	BCBA Argentina
ON clase X ⁽³⁾	Vista Oil & Gas Argentina S.A.U.	18/6/2021	18/3/2025	32.6	Bullet a su vencimiento	4.00%	ARS	BCBA Argentina

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

(2) 7.2 \$MM fueron emitidos el 10 de marzo de 2021, equivalentes a 9,323,430 UVAs a un precio de 1.0000 Pesos Argentinos por UVA, y 26.3 \$MM fueron emitidos el 26 de marzo de 2021, equivalentes a 33,966,570 UVAs a un precio de 0.9923 Pesos Argentinos por UVA

(3) 32.6 \$MM fueron emitidos el 18 de junio de 2021, equivalentes a 39,093,997 UVAs a un precio de 1.0000 Pesos Argentinos por UVA

Ambiental, Social y Gobernanza (ASG)

Durante el 1T 2021, terminamos el estudio de base para determinar las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de alcance 1 & 2 producidos por nuestras operaciones en 2019 y 2020. Este estudio provee granularidad a nivel de los activos e identifica las mayores fuentes de emisión, permitiendo generar un plan de acción de reducción. Apalancados por este estudio, definimos un plan para ser ejecutado en la segunda mitad del 2021 con el fin de reducir el 100% de las emisiones generadas por la producción incremental derivada de nuestro programa de inversiones 2021. Basados en dicho plan, esperamos una reducción de la

intensidad de las emisiones a aproximadamente 29 kg CO₂e por boe en 2021, lo cual implica una reducción de 30% año a año.

Además, estamos desarrollando un plan de acción plurianual de reducción de emisiones de GEI y definir objetivos corporativos de reducción de corto, mediano y largo plazo, consistentes con el acuerdo de París de 2015. Estos objetivos serán presentados en nuestro próximo reporte de sustentabilidad.

Otros aspectos destacados de ASG para 2T 2021:

- En los dos primeros trimestres del año, 58% de las nuevas contrataciones fueron mujeres, incrementando la proporción de mujeres de 14% al final del 2020 a 17% al 2T 2021.
- Continuamos apoyando las inversiones sociales en el pueblo de Catriel, Río Negro. En 2T 2021 asignamos instalaciones de la compañía para ser utilizadas como centro de vacunación contra el Covid-19.
- En Catriel, también completamos la primera fase de un proyecto para construir una bicisenda de 8 km. La inversión total de este proyecto se estima en 120 \$M, de los cuales ya ejecutamos aproximadamente un 40%.

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

Información Histórica Operativa

Producción diaria promedio trimestral por concesión, total y por producto

	2T 2021	1T 2021	4T 2020	3T 2020	2T 2020
Producción total por concesión (boe/d)	39,888	34,067	30,648	25,394	23,817
Entre Lomas	5,014	4,846	5,224	5,629	6,289
Bajada del Palo Este	876	885	896	830	1,036
Bajada del Palo Oeste (convencional)	2,244	2,546	3,135	3,327	3,679
Bajada del Palo Oeste (shale)	24,662	18,794	14,488	8,320	5,065
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	458	486	488	373	476
25 de Mayo-Medanito	2,769	2,591	2,460	2,663	2,881
Jagüel de los Machos	3,098	3,144	3,123	3,313	3,525
Coirón Amargo Norte	288	265	282	366	268
Águila Mora (shale)	0	0	0	0	0
Acambuco	157	163	174	173	178
Coirón Amargo Sur Oeste (shale) ⁽¹⁾	0	72	76	88	102
CS-01	155	100	127	140	163
A-10	151	168	174	173	152
TM-01	17	6	0	0	4
Producción de petróleo crudo por concesión (boe/d)⁽²⁾	31,539	26,436	23,056	17,534	15,672
Entre Lomas	3,361	3,315	3,434	3,415	3,716
Bajada del Palo Este	419	385	369	353	463
Bajada del Palo Oeste (convencional)	642	672	866	819	916
Bajada del Palo Oeste (shale)	21,553	16,613	13,022	7,251	4,508
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	254	249	230	119	182
25 de Mayo-Medanito	2,492	2,432	2,308	2,507	2,741
Jagüel de los Machos	2,346	2,318	2,344	2,505	2,645
Coirón Amargo Norte	283	261	266	326	222
Águila Mora (shale)	0	0	0	0	0
Acambuco	18	22	23	23	25
Coirón Amargo Sur Oeste (shale)	0	67	70	80	92
CS-01	153	98	124	137	159
A-10	0	0	0	0	0
TM-01	17	6	0	0	4
Producción de gas natural por concesión (boe/d)⁽³⁾	7,930	7,196	6,899	7,273	7,539
Entre Lomas	1,288	1,166	1,345	1,685	2,018
Bajada del Palo Este	412	442	468	430	533
Bajada del Palo Oeste (convencional)	1,601	1,874	2,269	2,508	2,763
Bajada del Palo Oeste (shale)	3,109	2,181	1,466	1,069	557
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	194	225	245	244	284
25 de Mayo-Medanito	277	159	151	156	140
Jagüel de los Machos	752	826	779	807	879
Coirón Amargo Norte	4	4	16	40	46
Águila Mora (shale)	0	0	0	0	0
Acambuco	140	141	151	150	154
Coirón Amargo Sur Oeste (shale)	0	6	6	7	10
CS-01	3	2	3	3	4
A-10	151	168	174	173	152

TM-01	0	0	0	0	0
Producción de NGL por concesión (boe/d)	419	435	518	587	606
Entre Lomas	365	366	445	529	555
Bajada del Palo Este	45	57	60	48	41
Bajada del Palo Oeste (convencional)	0	0	0	0	0
Bajada del Palo Oeste (shale)	0	0	0	0	0
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	9	12	13	10	10

Notas:

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

(2) Acambuco incluye condensado.

(3) Excluye gas natural consumido, venteado o reinyectado

Resumen de las concesiones

Concesiones de petróleo y gas	WI (%)	Operado / No Operado	Objetivo	Cuenca	País
Entre Lomas Neuquén	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Entre Lomas Río Negro	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Bajada del Palo Oeste	100%	Operado	Shale / Convencional	Neuquina	Argentina
Bajada del Palo Este	100%	Operado	Shale / Convencional	Neuquina	Argentina
Agua Amarga	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
25 de Mayo-Medanito	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Jagüel de los Machos	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Coirón Amargo Norte	84.6%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Águila Mora	90%	Operado	Shale	Neuquina	Argentina
Acambuco	1.5%	No operado	Convencional	Noroeste	Argentina
CS-01	50%	Operado	Convencional	Del Sureste	México
A-10	50%	No operado	Convencional	Del Sureste	México
TM-01	50%	No operado	Convencional	Tampico-Misantla	México

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

Información Operativa de Bajada del Palo Oeste

Detalles de pozos shale

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

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

Métricas de resultados

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

Métricas de resultados - en \$M	2T 2021	1T 2021	4T 2020	3T 2020	2T 2020
Ingresos totales	165,277	115,901	79,536	69,863	51,219
Petróleo	149,862	107,202	72,461	60,438	41,712
Gas Natural	14,486	7,884	6,213	8,609	8,640
NGL y otros	929	815	862	816	867
Costo de ventas	(97,464)	(85,856)	(73,952)	(70,934)	(58,623)
Costo de la operación	(26,468)	(23,140)	(22,589)	(23,032)	(18,564)
Fluctuación del inventario del crudo	1,760	(3,100)	5,529	598	(3,481)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(51,016)	(44,730)	(44,883)	(38,876)	(30,447)
Regalías	(21,740)	(14,886)	(12,009)	(9,624)	(6,131)
Utilidad bruta	67,813	30,045	5,584	(1,071)	(7,404)
Gastos comerciales	(10,990)	(7,412)	(6,137)	(5,434)	(6,300)
Gastos de administración	(11,070)	(8,851)	(7,259)	(9,063)	(8,229)
Gastos de exploración	(125)	(159)	(106)	(241)	(168)
Otros ingresos operativos	5,865	649	342	1,380	1,698
Otros gastos operativos	(294)	(1,049)	(761)	(1,690)	(1,285)
Deterioro de activos de larga duración	-	-	(9,484)	(4,954)	-
Utilidad (pérdida) de la operación	51,199	13,223	(17,821)	(21,073)	(21,688)

Reconciliación de EBITDA Ajustado (\$M)	2T 2021	1T 2021	4T 2020	3T 2020	2T 2020
(Pérdida) / Utilidad neta	5,505	4,858	(13,812)	(28,402)	(39,203)
(+) Impuesto sobre la renta	26,903	3,758	(17,435)	(5,552)	8,304
(+) Resultados financieros netos	18,791	4,607	13,426	12,881	9,211
Utilidad (pérdida) de Operación	51,199	13,223	(17,821)	(21,073)	(21,688)
(+) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	51,016	44,730	44,883	38,876	30,447
(+) Gastos de reestructuración y reorganización y otros	128	387	(636)	1,465	1,430
(+) Deterioro de activos de larga duración	-	-	9,484	4,954	-
EBITDA Ajustado⁽¹⁾	102,343	58,340	35,910	24,222	10,189
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%)</i>	<i>62%</i>	<i>50%</i>	<i>45%</i>	<i>35%</i>	<i>20%</i>

	2T 2021	1T 2021	4T 2020	3T 2020	2T 2020
Costos operativos (\$MM)	26.5	23.1	22.6	23.0	18.6
<i>Lifting cost por boe (\$/boe)</i>	<i>7.3</i>	<i>7.5</i>	<i>8.0</i>	<i>9.9</i>	<i>8.6</i>

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

Balance Consolidado

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 30 de junio de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Propiedad, planta y equipos	1,047,694	1,002,258
Crédito Mercantil	28,450	28,484
Otros activos intangibles	20,227	21,081
Activos por derecho de uso	20,745	22,578
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	11,254	29,810
Activos por impuestos diferidos	80	565
Total Activo No Corriente	1,128,450	1,104,776
Inventarios	13,138	13,870
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	67,026	51,019
Caja, bancos e inversiones corrientes	236,671	202,947
Total Activo Corriente	316,835	267,836
Activo disponible para la venta	12,891	-
Total Activo	1,458,176	1,372,612
Pasivos por impuestos diferidos	146,384	135,567
Pasivos por arrendamientos	14,725	17,498
Provisiones	22,044	23,909
Préstamos	425,720	349,559
Títulos opcionales	1,714	362
Beneficios a empleados	5,887	3,461
Total Pasivo No Corriente	616,474	530,356
Provisiones	1,747	2,084
Pasivos por arrendamientos	7,334	6,183
Préstamos	179,367	190,227
Salarios y contribuciones sociales	8,697	11,508
Impuesto sobre la renta por pagar	3,635	-
Otros impuestos y regalías por pagar	8,359	5,117
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	109,091	118,619
Total pasivo corriente	318,230	333,738
Pasivos atribuibles a activos disponibles para la venta	1,715	-
Total Pasivo	936,419	864,094
Total Capital Contable	521,757	508,518
Total Capital Contable y Pasivo	1,458,176	1,372,612

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

Estado de Resultados

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Periodo entre el 1 de abril y el 30 de junio de 2021	Periodo entre el 1 de abril y el 30 de junio de 2020
Ingreso por ventas a clientes	165,277	51,219
Ingresos por ventas de petróleo crudo	149,862	41,712
Ingresos por ventas de gas natural	14,486	8,640
Ingresos por ventas de GLP	929	867
Costo de ventas	(97,464)	(58,623)
Costos de operación	(26,468)	(18,564)
Fluctuación del inventario de crudo	1,760	(3,481)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(51,016)	(30,448)
Regalías	(21,740)	(6,130)
Utilidad bruta	67,813	(7,404)
Gastos de ventas	(10,990)	(6,300)
Gastos generales y de administración	(11,070)	(8,229)
Gastos de exploración	(125)	(168)
Otros ingresos operativos	5,865	1,698
Otros gastos operativos	(294)	(1,285)
Utilidad/(Pérdida) de operación	51,199	(21,688)
Ingresos por intereses	4	142
Gastos por intereses	(12,399)	(9,569)
Otros resultados financieros	(6,396)	215
Resultados financieros netos	(18,791)	(9,212)
Utilidad (pérdida) antes de impuesto	32,408	(30,900)
(Gasto) sobre la renta corriente	(16,224)	(271)
(Gasto) Impuesto sobre la renta diferido	(10,679)	(8,032)
(Gasto) de impuesto	(26,903)	(8,303)
Utilidad/(Pérdida) neta del período	5,505	(39,203)
Otros resultados integrales	(1,162)	(168)
Total utilidad/(pérdida) integral del período	4,343	(39,371)

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 abril y el 30 de junio de 2021	Periodo entre el 1 de abril y el 30 de junio de 2020
Utilidad/(Pérdida) neta del período	5,505	(39,203)
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	29	(36)
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	(1,411)	2,696
Descuento de obligación por taponamiento de pozos	613	811
Incremento neto en provisiones	153	(143)
Gastos por intereses de arrendamiento	234	354
Descuento de activos y pasivos a valor presente	390	1,165
Pagos basados en acciones	2,627	2,464
Beneficios a empleados	43	90
Impuesto sobre la renta	26,903	8,303
Partidas relacionadas con actividades de inversión:		
Depreciaciones y agotamientos	50,187	29,880
Amortización de activos intangibles	829	568
Ganancia por acuerdo de farmout	(4,525)	
Ingresos por intereses	(4)	(142)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	(141)	(1,632)
Inversiones en asociadas		
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento		
Gastos por intereses	12,399	9,569
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales	1,283	(4,071)
Costo amortizado	705	606
Revaluación de préstamos	4,927	-
Cambios en activos y pasivos operativos:		
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	26,161	13,789
Inventarios	(1,761)	4,018
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	3,197	(1,955)
Pagos de beneficios a empleados	(68)	(198)
Salarios y contribuciones sociales	1,529	1,803
Otros impuestos y regalías por pagar	(11,483)	(4)
Provisiones	(689)	(370)
Pago de impuesto sobre la renta	(1,642)	(1,735)
Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas	115,990	26,627

Flujos de efectivo de las actividades de inversión

Pagos por adquisiciones de propiedad, planta y equipos	(84,898)	(24,902)
Pagos por adquisiciones de otros activos intangibles	(650)	(143)
Pagos recibidos por acuerdo de farmout	5,000	-
Cobros procedentes de intereses cobrados	4	142
Flujos netos de efectivo (aplicados) en actividades de inversión	(80,544)	(24,903)

Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento

Préstamos recibidos	78,254	16,828
Pago de costos de emisión de préstamos	(747)	(12)
Pago de capital de los préstamos	(30,556)	-
Pago de intereses de los préstamos	(5,834)	(2,389)
Pago de arrendamientos	(2,138)	(1,557)
Pago de otros pasivos financieros, neto de efectivo y equivalentes de efectivo restringido	-	-
Flujos netos de efectivo generados en actividades de financiamiento	38,979	12,870

	Periodo entre el 1 de abril y el 31 de junio de 2021	Periodo entre el 1 de abril y el 31 de junio de 2020
Incremento/(Disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo	74,425	14,594
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del período	163,237	202,122
Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera	(1,152)	1,600
Incremento/(Disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo	74,425	14,594
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	236,510	218,316

Glosario, monedas y definiciones:

- Nota: Los montos están expresados en dólares estadounidenses, a menos que se indique otra moneda y de acuerdo con los estándares de las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") o "International Financial Reporting Standards" (IFRS). Todos los resultados son no auditados. Los montos totales podrían no sumar debido al redondeo.
- Conversion de métricas:
 - 1 metro cubico de petróleo = 6.2898 barriles de petróleo
 - 1,000 metros cúbicos de gas = 6.2898 barriles de petróleo equivalentes
- ▲ q/q : Representa la variación porcentual trimestre a trimestre.
- ▲ y/y: Representa la variación porcentual año a año.
- #T: 1,2,3 o 4 seguido por una "T" representa el trimestre correspondiente de cierto año
- \$MM: Millones de dólares estadounidenses
- \$M: Miles de dólares estadounidenses
- \$/bbl: dólares estadounidenses por barril de petróleo
- \$/boe: dólares estadounidenses por barril de petróleo equivalente
- \$/MMbtu: dólares estadounidenses por millón de unidad térmica británica (BTU por sus siglas British thermal unit en inglés)
- \$/tn: dólares estadounidenses por tonelada
- ASG: Ambiental, social y gobernanza
- Boe: Barriles de petróleo equivalentes (ver conversión de métrica previamente mencionada)
- Boe/d: Barriles de petróleo equivalentes por día
- Bbl/d: Barriles de petróleo por día
- CO2e: equivalente de dióxido de carbono
- Free cash flow se calcula como la suma del flujo de efectivo de las actividades operativas y el flujo de efectivo de las actividades de inversión.
- GNC: Gas natural comprimido
- GEI: Gases de efecto invernadero
- TRIR: Índice Total de Incidentes Registrables (por sus siglas en inglés)
- MMboe: Millones de barriles de petróleo equivalentes.
- MMm3/d: Millones de metros cúbicos por día
- Mts: metros
- Costos operativos: incluye producción, transporte, tratamiento y servicios de apoyo en campo; excluye fluctuaciones en inventarios de crudo, depreciaciones, regalías, impuestos directos, comercial, exploración y costos de G&A.
- EBITDA ajustado = (Pérdida) / Utilidad neta + Impuesto sobre la renta + Resultados financieros netos + Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones + Gastos de reestructuración y reorganización + Deterioro de activos de larga duración + Otros ajustes
- Lifting cost por boe: costos operativos dividido por la producción total en barriles de petróleo equivalente
- Margen de EBITDA ajustado: El EBITDA ajustado dividido por los ingresos totales.
- Plan Gas: se refiere a la regulación impuesta por la Resolución No. 391/2020 mediante la cual Vista fue allocada un volumen de 0.86 MMm3/d sobre un volumen total de 67.4 MMm3/d a un precio promedio anual de 3.29 \$/MMBTU por un periodo de cuatro años comenzado el 1 de enero de 2021.

- UVA: unidad de valor adquisitivo

DISCLAIMER

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

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

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

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

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

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

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

Esta presentación incluye "estimaciones futuras" relativas a expectativas del futuro. Palabras como "cree", "espera", "anticipa", "pretende", "debería", "busca", "estima", "futuro" o expresiones similares se incluyen con la intención de identificar declaraciones sobre el futuro. Hemos basado estas estimaciones futuras en numerosas suposiciones, incluyendo nuestras creencias, expectativas y proyecciones actuales sobre eventos presentes y futuros y tendencias financieras que afectan nuestro negocio. Aunque nuestro equipo de administración considera que las hipótesis y estimaciones en que se basan las declaraciones futuras son razonables y se basan en la mejor información disponible actualmente, dichas declaraciones futuras se basan en hipótesis que están sujetas a importantes incertidumbres y contingencias, muchas de las cuales están fuera de nuestro control. Habrá diferencias entre los resultados reales y los proyectados, y los resultados reales pueden ser mayores o menores a los contenidos en las proyecciones. Las

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

competencia en el mercado en los sectores de la energía en Argentina y México; y los posibles cambios en la regulación y en los acuerdos de libre comercio como resultado de las condiciones políticas de Estados Unidos, México u otras naciones latinoamericanas.

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

Usted no deberá considerar ninguna declaración con respecto a las tendencias o actividades pasadas como una garantía de que las tendencias o actividades continuarán hacia el futuro. Por consiguiente, usted no deberá basarse en las declaraciones. Esta presentación no pretende constituir, y no debe ser interpretada como un consejo de inversión.

Otra información

Vista publica de forma continua información de importancia para los inversores en la sección de apoyo de Relaciones con los Inversionistas en su sitio web, www.vistaoilandgas.com. Vista podría, de tiempo en tiempo, utilizar su sitio web como un canal de distribución de información material. Por lo tanto, los inversionistas deben monitorear el sitio web de Relaciones con los Inversionistas de Vista, además de seguir los comunicados de prensa de Vista, las presentaciones ante la SEC, la CNBV, las conferencias telefónicas públicas y las transmisiones por Internet.

Información adicional sobre Vista Oil & Gas puede encontrarse en la sección "Inversionistas" del website en www.vistaoilandgas.com.

CONTACTO:

ir@vistaoilandgas.com

Argentina: +54.11.3754.8500

México: +52.55.4166.9000