



2021

Resultados del 1^{er} Trimestre

Ciudad de México, 27 de abril de 2021

NYSE: VIST

BMV: VISTA

Vista Oil & Gas: resultados del 1^{er} trimestre de 2021

27 de abril 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 31 de marzo de 2021.

Aspectos destacados del 1T 2021:

- La producción total del 1T 2021 fue de 34,067 boe/d, un aumento del 11% trimestre a trimestre y del 29% en comparación con la producción total del 1T 2020, y nuestra mayor producción en un único trimestre. La producción de petróleo aumentó 15% trimestre a trimestre, impulsada principalmente por la conexión temprana de los pads #6 y #7, de 4 pozos cada uno.
- En el 1T 2021, nuestra producción shale fue de 18,866 boe/d, de los cuales 18,794 boe/d corresponden a los pozos shale de Bajada del Palo Oeste.
- Los ingresos en el 1T 2021 fueron de 115.9 \$MM, un 46% por encima de los 79.5 \$MM generados en 4T 2020 y un 58% por encima de los 73.3 \$MM generados en 1T 2020, impulsados por el aumento de producción de petróleo antes mencionado y por un aumento de los precios promedio realizados del petróleo. En el 1T 2021, exportamos el 46% de nuestro volumen de petróleo.
- En el 1T 2021, el precio realizado del petróleo fue de 45.5 \$/bbl, un incremento de 13% comparado con el 4T 2020 y un incremento de 6% comparado con el precio realizado del petróleo de 1T 2020.
- El precio realizado del gas natural para el 1T 2021 fue de 2.0 \$/MMBTU, resultando en una disminución de 9% año a año, principalmente impactado por una caída en el precio realizado del segmento industrial. Ésta disminución fue parcialmente contrarrestada por el precio de verano del Plan Gas de 2.7 \$/MMBTU, el cual impactó el 64% de nuestro volumen de ventas de gas natural.
- Los costos operativos del 1T 2021 fueron 23.1 \$MM, un 3% por debajo del 1T 2020 y un 2% por encima del 4T 2020. El lifting cost fue 7.5 \$/boe en 1T 2021, un 24% por debajo del lifting cost por boe del 1T 2020 y un 6% por debajo del lifting cost por boe del trimestre anterior, lo que refleja menores costos incrementales en Bajada del Palo Oeste, los cuales diluyeron nuestros costos fijos.
- El EBITDA ajustado para el 1T 2021 alcanzó 58.3 \$MM, un incremento de 62% trimestre a trimestre y de 131% comparado con el 1T 2020, impulsado por el aumento en ingresos frente a costos operativos estables. Durante el 1T 2021, el margen de EBITDA ajustado fue 50%, 16p.p. y 5p.p. por encima de 1T 2020 y 4T 2020, respectivamente.
- Durante el 1T 2021, conectamos los pads #6 and #7 en Bajada del Palo Oeste, impulsados por la aceleración de las actividades de perforación con dos rigs en 4T 2020. En febrero de 2021, conectamos nuestro pad #6, de cuatro pozos. Este pad lo completamos con un total de 223 etapas,

con un costo por etapa de 120 \$M, comparado con 220 \$M por etapa en nuestro pad #1. El costo de perforación y completación en el pad #6 fue 9.9 \$MM por pozo, resultando en un ahorro del 43% comparando 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). A fines de marzo de 2021, conectamos nuestro pad #7, de cuatro pozos, en Bajada del Palo Oeste. Este pad lo completamos con un total de 181 etapas, con un costo por etapa de 111 \$M, comparado con 220 \$M por etapa en nuestro pad #1. El costo de perforación y completación en el pad #7 fue 9.5 \$MM, resultando en un ahorro del 45% comparando 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).

- En 1T 2021, las inversiones fueron 78.1 \$MM, principalmente impulsadas por la actividad de perforación y completación en Bajada del Palo Oeste, habiendo completado y conectado dos pads de 4 pozos cada uno.
- En 1T 2021, mantuvimos una sólida posición financiera, con una caja al cierre del período de 163.4 \$MM. Logramos un flujo positivo de caja operativo de 36.6 \$MM. Adicionalmente, el flujo de caja usado en inversiones alcanzó 80.0 \$MM. El flujo financiero totalizó un ingreso de caja de 3.8 \$MM, el cual incluye efectos por variaciones en el tipo de cambio en el balance de caja que se mantiene en moneda extranjera por 6.2 \$MM y la variación de los bonos soberanos por (1.5) \$MM. El resultado fue una salida neta de caja de 39.5 \$MM durante el 1T 2021. La deuda bruta al cierre del trimestre fue de 549.8 \$MM, resultando en una deuda neta de 386.5 \$MM. Además, durante el trimestre emitimos bonos por 75.9 \$MM en el mercado de capitales argentino.
- En el 1T 2021 la ganancia neta fue de 4.9 \$MM, impactada por: (i) un mayor EBITDA ajustado como se mencionó anteriormente, (ii) una pérdida por resultados financieros que alcanzó 4.6 \$MM comparado con 7.3 \$MM en el 1T 2020, y (iii) un aumento en las depreciaciones, agotamiento y amortizaciones a 44.7 \$MM comparado con 33.5 \$ MM en 1T 2020.
- Publicamos nuestro primer Reporte de Sustentabilidad para el año 2020, un hito clave para la integración de los criterios de ASG en el planeamiento estratégico de la Compañía. Nos hemos comprometido a continuar los informes de la Compañía de acuerdo con estos estándares en el futuro.

Vista Oil & Gas: resultados del 1^{er} trimestre 2021

Producción

Producción total promedio diaria neta

	1T 2021	4T 2020	1T 2020	▲ y/y	▲ q/q
Total (boe/d)	34,067	30,648	26,485	29%	11%
Petróleo (bbl/d)	26,436	23,056	16,991	56%	15%
Gas Natural (MMm ³ /d)	1.14	1.12	1.41	(19)%	2%
NGL (bbl/d)	435	518	645	(33)%	(16)%

La producción promedio diaria durante el 1T 2021 fue de 34,067 boe/d, compuesta por 26,436 bbl/d de petróleo, lo que representó el 78% de la producción total, 1.14 MMm³/d de gas natural y 435 bbl/d de líquidos de gas natural.

La producción operada total durante el 1T 2021 fue de 33,658 boe/d, lo que representó el 99% de la producción total. La producción shale total fue de 18,866 boe/d, incluyendo 18,794 boe/d de producción shale operada de Bajada del Palo Oeste y 72 boe/d de producción shale no operada de Coirón Amargo Sur Oeste.

Producción neta promedio diaria por activo 1T 2021

	Interés	Petróleo (bbl/d)	Gas Natural (MMm ³ /d)	NGL (bbl/d)	Total (boe/d)	% Total promedio día
Concesiones (volúmenes a su participación)		26,436	1.14	435	34,067	100%
Entre Lomas	100%	3,315	0.19	366	4,846	14%
Bajada del Palo Este	100%	385	0.07	57	885	3%
Bajada del Palo Oeste (convencional)	100%	672	0.30	-	2,546	7%
Bajada del Palo Oeste (shale)	100%	16,613	0.35	-	18,794	55%
Agua Amarga	100%	249	0.04	12	486	1%
25 de Mayo-Medanito	100%	2,432	0.03	-	2,591	8%
Jagüel de los Machos	100%	2,318	0.13	-	3,144	9%
Coirón Amargo Norte	84.6%	261	0.00	-	265	1%
Águila Mora (shale)	90%	-	0.00	-	-	0%
Acambuco (no operado)	1.5%	22	0.02	-	163	0%
Coirón Amargo Sur Oeste (shale / no operado)	10%	67	0.00	-	72	0%
Concesiones CS-01, A-10 and TM-01 (México)	50%	103	0.03	-	274	1%

Durante el 1T de 2021, Entre Lomas (incluyendo Entre Lomas Neuquén y Entre Lomas Río Negro) representó el 14% de la producción total trimestral, 25 de Mayo-Medanito y Jagüel de los Machos el 17%, Bajada del Palo Oeste el 63%, Bajada del Palo Este el 3%, Agua Amarga (concesiones Jarrilla 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 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	1T 2021	4T 2020	1T 2020	▲ y/y	▲ q/q
Total	115.9	79.5	73.3	58%	46%
Petróleo	107.2	72.5	62.0	73%	48%
Gas Natural	7.9	6.2	10.1	(22)%	27%
NGL	0.8	0.9	1.2	(33)%	(5)%

Precios promedio realizados

Producto	1T 2021	4T 2020	1T 2020	▲ y/y	▲ q/q
Petróleo (\$/bbl)	45.5	40.1	43.0	6%	13%
Gas Natural (\$/MMBTU)	2.0	1.6	2.2	(9)%	25%
NGL (\$/tn)	244	212	245	(0)%	15%

Durante el 1T 2021, los ingresos totales fueron de 115.9\$MM, 58% por encima de 1T 2020 y 46% por encima del trimestre anterior, impulsados por el aumento en los ingresos por ventas de petróleo.

Los ingresos por ventas de petróleo del 1T 2021 fueron de 107.2 \$MM, representando un 92% de los ingresos totales, 73% por encima los de 1T 2020 y 48% por encima comparado con 4T 2020, en ambos casos impulsados principalmente por el aumento de la producción de petróleo shale de Bajada del Palo Oeste. Durante el 1T 2021 exportamos el 46% del volumen total de petróleo vendido, mientras que el volumen restante fue vendido en el mercado local. El volumen total de ventas de petróleo durante 1T 2021 fue 2,357 Mbbl. Nuestro precio promedio realizado fue de 45.5 \$/bbl, 6% por encima de 1T 2020 y 13% por encima de 4T 2020, impulsado por la recuperación de la demanda de petróleo tanto en el mercado internacional como en el mercado doméstico.

Los ingresos por ventas de gas natural representaron un 7% de los ingresos totales. Durante el 1T 2021, el 25% de las ventas se realizaron a clientes industriales a un precio promedio de 1.2 \$/MMBTU, el 25% de las ventas fueron a empresas de distribución y GNC a un precio promedio de 2.4 \$/MMBTU, mientras que el 50% de las ventas restantes 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 2.0 \$/MMBTU, un 9% menor comparado al 1T 2020, principalmente impactado por los menores precios en el segmento industrial. Esto fue parcialmente contrarrestado por el precio de verano del Plan Gas de 2.7 \$MMBTU, el cual impactó positivamente en el 64% de nuestro volumen de gas natural.

Las ventas de líquidos de gas natural y otros servicios fueron de 0.8 \$MM durante el 1T 2021, representando el 1% de las ventas totales. Los volúmenes de NGL se asignaron al mercado argentino a un precio promedio de 244 \$/tn.

Costos de operación

	1T 2021	4T 2020	1T 2020	▲ y/y	▲ q/q
Costos Operativos (\$MM)	23.1	22.6	23.8	(3)%	2%
<i>Lifting cost por boe (\$/boe)</i>	<i>7.5</i>	<i>8.0</i>	<i>9.9</i>	<i>(24)%</i>	<i>(6)%</i>

Durante el 1T 2021, los costos operativos fueron de 23.1 \$MM, un 3% por debajo año a año y un 2% por encima del trimestre anterior. El lifting cost por boe fue de 7.5 \$/boe, un 24% menor en comparación con el 1T 2020 y un 6% menor en comparación con el 4T 2020, en ambos casos debido a la dilución de costos fijos por la producción en Bajada del Palo Oeste con menores costos incrementales operativos.

EBITDA ajustado

Reconciliación de EBITDA ajustado (\$MM)	1T 2021	4T 2020	1T 2020	▲ y/y	▲ q/q
(Pérdida) / Utilidad neta	4.9	(13.8)	(21.3)		
Impuesto sobre la renta	3.8	(17.4)	4.6		
Resultados financieros netos	4.6	13.4	7.3		
Utilidad de Operación	13.2	(17.8)	(9.4)		
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	44.7	44.9	33.5		
Gastos de reestructuración y reorganización ⁽¹⁾	0.4	(0.6)	1.2		
Deterioro de activos de larga duración	-	9.5	-		
EBITDA Ajustado ⁽²⁾	58.3	35.9	25.3	131%	62%
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%) ⁽³⁾</i>	<i>50%</i>	<i>45%</i>	<i>34%</i>	<i>+16p.p.</i>	<i>+5p.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 58.3 \$MM en 1T 2021, un incremento del 131% en comparación al 1T 2020. El EBITDA ajustado fue impulsado por los mayores ingresos con niveles de costos operativos estables, llevando a un aumento del 62% trimestre a trimestre. El margen de EBITDA ajustado fue de 50%, una mejora de 5p.p

trimestre a trimestre y 16p.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 1T 2021 la ganancia neta fue de 4.9 \$MM, impactada por: (i) el EBITDA ajustado mencionado anteriormente, (ii) una pérdida por resultados financieros que alcanzó 4.6 \$MM, y (iii) un aumento en las depreciaciones, agotamiento y amortizaciones a 44.7 \$MM comparado con 33.5 \$MM en el 1T 2020.

Los resultados financieros en 1T 2021 alcanzaron una pérdida por 4.6 \$MM, comparado con la pérdida de 7.3 \$MM en 1T 2020. Este cambio fue impulsado principalmente por la ganancia por diferencia de tipo de cambio de las monedas extranjeras.

Inversiones

Las inversiones totales de Vista (CAPEX) durante 1T 2021 fueron de 78.1 \$MM. Invertimos 68.0 \$MM en Bajada del Palo Oeste, de los cuales 58.9 \$MM corresponden a la perforación y completación de pozos y 9.0 \$MM al desarrollo de instalaciones, estudios de G&G y otros. Adicionalmente, las inversiones en los activos convencionales, activos no operados, otras instalaciones, proyectos de TI y estudios G&G totalizaron los 10.1 \$MM remanentes.

Resumen financiero

Durante el 1T 2021, logramos mantener un sólido balance, con una posición de caja al cierre del trimestre de 163.4 \$MM. Alcanzamos un flujo de caja operativo de 36.6 \$MM, un incremento del 35% trimestre a trimestre y del 74% año a año. Adicionalmente, el flujo de caja por inversión tuvo un egreso de 80.0 \$MM, con un CAPEX de 78.1 \$MM según se detalló anteriormente. El flujo de caja por actividades financieras totalizó un ingreso de caja de 3.8 \$MM. La deuda financiera bruta alcanzó 549.8 \$MM, resultando en una deuda neta de 386.5 \$MM

En 1T 2021, emitimos dos series de bonos por 75.9 \$MM en el mercado de capitales argentino con la siguiente estructura:

- ON clase VII: 42.4 \$MM en bonos dólar-linked, 36 meses bullet, a una tasa de 4.25% trimestral.
- ON clase VIII⁽¹⁾: 33.5 \$MM en Pesos argentinos, 42 meses bullet, a una tasa de 2.73 % trimestral.

(1) 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

Lo recaudado por estas emisiones fue utilizado para reemplazar prestamos con plazo de vencimiento más cortos, extendiendo la vida promedio de la deuda financiera de 1.8 a 2.2 años.

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

(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

Ambiental, Social y Gobernanza (ASG)

Consideramos que la sustentabilidad es vital para nuestra estrategia de negocios y buscamos promover un crecimiento rentable, un medioambiente saludable y un impacto positivo en la sociedad, generando así valor a largo plazo para nuestros accionistas y otras partes interesadas.

Nuestra estrategia de sustentabilidad es liderada por nuestro Equipo de Administración, con la supervisión del Consejo de Administración a través del Comité de Prácticas Corporativas.

Publicamos nuestro primer Reporte de Sustentabilidad para el año 2020, un hito clave para la Compañía. El reporte está alineado con las expectativas y pautas impuestas por Global Reporting Initiative ("GRI") y Sustainability Accounting Standards Board ("SASB"). Nos apoyamos principalmente en los estándares de GRI para la cobertura integral de los factores de ASG y en SASB para asuntos de ASG específicos de la industria, que son relevantes para el rendimiento financiero y la creación de valor a largo plazo.

Para este propósito, hemos identificado 8 de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible ("ODS") para el año 2030 de las Naciones Unidas que están alineados con los aspectos relevantes de nuestro Negocio y a través

de los cuales podemos generar el mayor impacto. Estos incluyen: #3 Salud y Bienestar, #5 Igualdad de Género, #7 Energía Asequible y No Contaminante, #8 Trabajo Decente y Crecimiento Económico, #12 Producción y Consumo Responsable, #13 Acción por el Clima, #15 Vida de Ecosistemas Terrestres, y #16 Paz, Justicia e Instituciones Sólidas.

Los aspectos destacados seleccionados de ASG incluyen:

- **Seguridad:** Cumplimos con la meta de alcanzar un TRIR < 1 en línea con el rendimiento de compañías Tier-1 a nivel internacional, logrado mediante una reducción del 90% desde que tomamos control de las operaciones en 2018 y el refuerzo de los procesos y herramientas de seguridad. El TRIR para el año 2020 fue 0.38. Además, tuvimos cero fatalidades.
- **Acción por el Clima:** Apuntamos a convertirnos en una Compañía con costos bajos y bajas emisiones de carbono, tomando un rol de liderazgo en la transición energética. En 2020, cumplimos un hito clave al determinar la base de referencia para la emisión de gases de efecto invernadero (Alcance 1 y 2), en los cuales nos basaremos en 2021 para fijar las metas de reducción corporativa: Además diseñaremos un plan de acción plurianual destinado a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero directas e indirectas en nuestras operaciones, a presentarse en el próximo reporte de sustentabilidad. Nuestras emisiones de gases de efecto invernadero de Alcance 1 y Alcance 2 durante 2020 fueron 416,700 toneladas de CO₂e.
- **Derechos Humanos:** En 2020, anunciamos nuestro respaldo de los Diez Principios del Pacto Mundial de las Naciones Unidas en derechos humanos, trabajo, medioambiente, y anticorrupción, como se refleja en nuestro Código de Ética y Conducta.
- **Diversidad:** Nuestra fuerte política de diversidad apoya los principios de equidad e inclusión de 2020 en nuestra fuerza de trabajo al buscar crear un ambiente de trabajo donde todos puedan tener éxito.
- **Igualdad de Género:** Mientras las mujeres representaban un 14% del total de nuestros empleados y un 17% del Consejo de Administración, el 50% de las nuevas contrataciones del 2020 fueron mujeres.
- **Compensación:** 100% de nuestros empleados recibe una compensación de incentivo a corto plazo que tiene en cuenta los objetivos de ASG de la Compañía.
- **Independencia de Directivos:** 67% de los miembros del Consejo de Administración son independientes. Los tres comités del Consejo están compuestos en su totalidad por miembros independientes y se reúnen, por lo menos, trimestralmente.

Para leer el reporte visite nuestro sitio web: <http://www.vistaoilandgas.com/sustentabilidad/>. Información contenida en, o accesible por, este sitio web no esta incorporada por referencia en, y no será parte de, este reporte.

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

Información Histórica Operativa

Producción diaria promedio trimestral por concesión, total y por producto

	1T 2021	4T 2020	3T 2020	2T 2020	1T 2020
Producción total por concesión (boe/d)	34,067	30,648	25,394	23816.98	26,485
Entre Lomas	4,846	5,224	5,629	6,289	6,804
Bajada del Palo Este	885	896	830	1,036	1,122
Bajada del Palo Oeste (convencional)	2,546	3,135	3,327	3,679	4,661
Bajada del Palo Oeste (shale)	18,794	14,488	8,320	5,065	5,599
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	486	488	373	476	596
25 de Mayo-Medanito	2,591	2,460	2,663	2,881	2,879
Jagüel de los Machos	3,144	3,123	3,313	3,525	3,705
Coirón Amargo Norte	265	282	366	268	260
Águila Mora (shale)	0	0	0	0	197
Acambuco	163	174	173	178	180
Coirón Amargo Sur Oeste (shale)	72	76	88	102	113
CS-01	100	127	140	163	166
A-10	168	174	173	152	173
TM-01	6	0	0	4	29
Producción de petróleo crudo por concesión (boe/d)⁽¹⁾	26,436	23,056	17,534	15672.17	16,991
Entre Lomas	3,315	3,434	3,415	3,716	4,043
Bajada del Palo Este	385	369	353	463	553
Bajada del Palo Oeste (convencional)	672	866	819	916	1,051
Bajada del Palo Oeste (shale)	16,613	13,022	7,251	4,508	4,900
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	249	230	119	182	242
25 de Mayo-Medanito	2,432	2,308	2,507	2,741	2,701
Jagüel de los Machos	2,318	2,344	2,505	2,645	2,775
Coirón Amargo Norte	261	266	326	222	218
Águila Mora (shale)	0	0	0	0	197
Acambuco	22	23	23	25	24
Coirón Amargo Sur Oeste (shale)	67	70	80	92	96
CS-01	98	124	137	159	162
A-10	0	0	0	0	0
TM-01	6	0	0	4	29
Producción de gas natural por concesión (boe/d)⁽²⁾	7,196	6,899	7,273	7539.21	8,848
Entre Lomas	1,166	1,345	1,685	2,018	2,180
Bajada del Palo Este	442	468	430	533	522
Bajada del Palo Oeste (convencional)	1,874	2,269	2,508	2,763	3,610
Bajada del Palo Oeste (shale)	2,181	1,466	1,069	557	699
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	225	245	244	284	337
25 de Mayo-Medanito	159	151	156	140	178
Jagüel de los Machos	826	779	807	879	930
Coirón Amargo Norte	4	16	40	46	42
Águila Mora (shale)	0	0	0	0	0
Acambuco	141	151	150	154	156
Coirón Amargo Sur Oeste (shale)	6	6	7	10	17

CS-01	2	3	3	4	4
A-10	168	174	173	152	173
TM-01	0	0	0	0	0
Producción de NGL por concesión (boe/d)	435	518	587	605.60	645
Entre Lomas	366	445	529	555	582
Bajada del Palo Este	57	60	48	41	47
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)	12	13	10	10	17

Notas:

(1) Acambuco incluye condensado.

(2) Excluye gas natural consumido, venteado o reinyectado

Concesiones de petróleo y gas	WI (%)	Operado / No Operado	Objetivo	Cuenca	País
Entre Lomas Neuquén	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Entre Lomas Río Negro	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Bajada del Palo Oeste	100%	Operado	Shale / Convencional	Neuquina	Argentina
Bajada del Palo Este	100%	Operado	Shale / Convencional	Neuquina	Argentina
Agua Amarga	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
25 de Mayo-Medanito	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Jagüel de los Machos	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Coirón Amargo Norte	84.6%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
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
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 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
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

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

Métricas de resultados

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

Métricas de resultados - en \$M	1T 2021	4T 2020	3T 2020	2T 2020	1T 2020
Ingresos totales	115,901	79,536	69,863	51,219	73,320
Petróleo	107,202	72,461	60,438	41,712	61,985
Gas Natural	7,884	6,213	8,609	8,640	10,113
NGL y otros	815	862	816	867	1,222
Costo de ventas	(85,856)	(73,952)	(70,934)	(58,623)	(67,996)
Costo de la operación	(23,140)	(22,589)	(23,032)	(18,564)	(23,833)
Fluctuación del inventario del crudo	(3,100)	5,529	598	(3,481)	449
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(44,730)	(44,883)	(38,876)	(30,447)	(33,467)
Regalías	(14,886)	(12,009)	(9,624)	(6,131)	(11,145)
Utilidad bruta	30,045	5,584	(1,071)	(7,404)	5,324
Gastos comerciales	(7,412)	(6,137)	(5,434)	(6,300)	(6,152)
Gastos de administración	(8,851)	(7,259)	(9,063)	(8,229)	(9,367)
Gastos de exploración	(159)	(106)	(241)	(168)	(131)
Otros ingresos operativos	649	342	1,380	1,698	2,153
Otros gastos operativos	(1,049)	(761)	(1,690)	(1,285)	(1,253)
Deterioro de activos de larga duración	-	(9,484)	(4,954)	-	-
Utilidad (pérdida) de la operación	13,223	(17,821)	(21,073)	(21,688)	(9,426)
Reconciliación de EBITDA Ajustado (\$M)	1T 2021	4T 2020	3T 2020	2T 2020	1T 2020
(Pérdida) / Utilidad neta	4,858	(13,812)	(28,402)	(39,203)	(21,332)
(+) Impuesto sobre la renta	3,758	(17,435)	(5,552)	8,304	4,571
(+) Resultados financieros netos	4,607	13,426	12,881	9,211	7,335
Utilidad (pérdida) de Operación	13,223	(17,821)	(21,073)	(21,688)	(9,426)
(+) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	44,730	44,883	38,876	30,447	33,467
(+) Gastos de reestructuración y reorganización	387	(636)	1,465	1,430	1,244
(+) Deterioro de activos de larga duración	-	9,484	4,954	-	-
EBITDA Ajustado⁽¹⁾	58,340	35,910	24,222	10,189	25,285
Margen de EBITDA Ajustado (%)	50%	45%	35%	20%	34%
	1T 2021	4T 2020	3T 2020	2T 2020	1T 2020
Costos operativos (\$MM)	23.1	22.6	23.0	18.6	23.8
Lifting cost por boe (\$/boe)	7.5	8.0	9.9	8.6	9.9

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

Balance Consolidado

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 31 de marzo de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Propiedad, planta y equipos	1,035,486	1,002,258
Crédito Mercantil	28,484	28,484
Otros activos intangibles	20,406	21,081
Activos por derecho de uso	21,037	22,578
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	33,087	29,810
Activos por impuestos diferidos	80	565
Total Activo No Corriente	1,138,580	1,104,776
Inventarios	10,491	13,870
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	74,501	51,019
Caja, bancos e inversiones corrientes	163,387	202,947
Total Activo Corriente	248,379	267,836
Total Activo	1,386,959	1,372,612
Pasivos por impuestos diferidos	137,067	135,567
Pasivos por arrendamientos	15,994	17,498
Provisiones	22,780	23,909
Impuesto sobre la renta por pagar	1,750	
Préstamos	352,656	349,559
Títulos opcionales	431	362
Beneficios a empleados	3,389	3,461
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	-	-
Total Pasivo No Corriente	534,067	530,356
Provisiones	2,022	2,084
Pasivos por arrendamientos	6,524	6,183
Préstamos	197,185	190,227
Salarios y contribuciones sociales	6,537	11,508
Impuesto sobre la renta por pagar	-	-
Otros impuestos y regalías por pagar	7,243	5,117
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	117,911	118,619
Total pasivo corriente	337,422	333,738
Total Pasivo	871,489	864,094
Total Capital Contable	515,470	508,518
Total Capital Contable y Pasivo	1,386,959	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 enero y el 31 de marzo de 2021	Periodo entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2020
Ingreso por ventas a clientes	115,901	73,320
Ingresos por ventas de petróleo crudo	107,202	61,985
Ingresos por ventas de gas natural	7,884	10,113
Ingresos por ventas de GLP	815	1,222
Costo de ventas	(85,856)	(67,996)
Costos de operación	(23,140)	(23,833)
Fluctuación del inventario de crudo	(3,100)	449
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(44,730)	(33,467)
Regalías	(14,886)	(11,145)
Utilidad bruta	30,045	5,324
Gastos de ventas	(7,412)	(6,152)
Gastos generales y de administración	(8,851)	(9,367)
Gastos de exploración	(159)	(131)
Otros ingresos operativos	649	2,153
Otros gastos operativos	(1,049)	(1,253)
Deterioro de activos de larga duración	-	-
Utilidad/(Pérdida) de operación	13,223	(9,426)
Inversiones en asociadas	-	-
Ingresos por intereses	4	624
Gastos por intereses	(17,398)	(11,151)
Otros resultados financieros	12,787	3,192
Resultados financieros netos	(4,607)	(7,335)
Utilidad (pérdida) antes de impuesto	8,616	(16,761)
(Gasto) sobre la renta corriente	(1,748)	-
(Gasto) Impuesto sobre la renta diferido	(2,010)	(4,571)
(Gasto) de impuesto	(3,758)	(4,571)
Utilidad/(Pérdida) neta del período	4,858	(21,332)
Otros resultados integrales	(73)	-
Total utilidad/(pérdida) integral del período	4,785	(21,332)

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 enero y el 31 de marzo de 2021	Periodo entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2020
Utilidad/(Pérdida) neta del período	4,858	(21,332)
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	-	22
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	(7,404)	611
Descuento de obligación por taponamiento de pozos	561	579
Incremento neto en provisiones	662	7
Gastos por intereses de arrendamiento	300	442
Descuento de activos y pasivos a valor presente	(3,105)	(194)
Pagos basados en acciones	3,014	2,566
Ganancia por combinación de negocios	-	-
Beneficios a empleados	43	53
Impuesto sobre la renta	3,758	4,571
Partidas relacionadas con actividades de inversión:		
Depreciaciones y agotamientos	43,944	32,890
Amortización de activos intangibles	786	577
Deterioro de activos de larga duración	-	-
Ingresos por intereses	(4)	(624)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	(7,074)	2,165
Inversiones en asociadas	-	-
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento		
Gastos por intereses	17,398	11,151
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales	69	(10,769)
Costo amortizado	2,218	593
Deterioro de activos financieros	-	4,839
Cambios en activos y pasivos operativos:		
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	(30,343)	8,329
Inventarios	3,105	(1,084)
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	7,736	(2,187)
Pagos de beneficios a empleados	(212)	(197)
Salarios y contribuciones sociales	(5,722)	(9,377)

Otros impuestos y regalías por pagar	3,273	(1,692)
Provisiones	(114)	(235)
Pago de impuesto sobre la renta	(1,146)	(707)
Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas	36,601	20,997
Flujos de efectivo de las actividades de inversión		
Pagos por adquisiciones de propiedad, planta y equipos	(79,856)	(51,714)
Pagos por adquisiciones de otros activos intangibles	(111)	(985)
Cobros procedentes de otros activos financieros	-	-
Cobros procedentes de intereses cobrados	4	624
Flujos netos de efectivo (aplicados) en actividades de inversión	(79,963)	(52,075)
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento		
Emisión de acciones Serie A netas de costos de emisión	-	-
Préstamos recibidos	121,444	80,000
Pago de costos de emisión de préstamos	(1,964)	(580)
Pago de capital de los préstamos	(98,937)	(42,635)
Pago de intereses de los préstamos	(19,558)	(16,936)
Pago de arrendamientos	(1,852)	(3,565)
Pago de otros pasivos financieros, neto de efectivo y equivalentes de efectivo restringido	-	(16,993)
Flujos netos de efectivo generados en actividades de financiamiento	(867)	(709)
	Periodo entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2021	Periodo entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2020
Incremento/(Disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo	(44,229)	(31,787)
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del período	201,314	234,230
Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera	6,152	(321)
Incremento/(Disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo	(44,229)	(31,787)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	163,237	202,122

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
- GNC: Gas natural comprimido
- 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
- 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 amotizaciones + 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.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