



2019

Resultados

Anuales y del 4^{to} Trimestre

Ciudad de México, 26 de febrero de 2020

BMV: VISTA

NYSE: VIST

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

Vista Oil & Gas: resultados del año 2019 y del 4^{to} trimestre de 2019

26 de febrero de 2020, Ciudad de México, México.

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. (“Vista” o la “Compañía”) (NYSE: VIST en New York Stock Exchange, BMV: VISTA en la Bolsa de Valores de México), reportó hoy los resultados financieros y operativos del año 2019 y del cuarto trimestre (“4T”) de 2019.

Aspectos destacados del año 2019 y del 4T 2019:

- En el año 2019, la producción alcanzó un volumen promedio diario de 29,112 barriles de petróleo equivalente por día (boe/d), un 19% por encima del volumen promedio diario de 2018 de 24,470 boe/d. La producción promedio diaria estuvo compuesta por: 18,244 barriles de petróleo por día (bbl/d), que representa 63% de la producción total, 1.62 millones de metros cúbicos por día (MMm3d) de gas natural, que representa 35% de la producción total, y 700 boe/d de líquidos de gas natural (NGL).
- En el 2019, las reservas probadas se incrementaron a 101.8 millones de barriles de petróleo equivalente (MMBOE), un 77% por encima del 2018, y con un índice de reemplazo de reservas probadas del 516%.
- El EBITDA ajustado para 2019 alcanzó 170.9 millones de U.S. dólares (\$MM), generando un margen de EBITDA ajustado de 41%. El EBITDA ajustado de 2019 cayó un 12% comparado con el EBITDA ajustado del 2018, principalmente debido a menores precios realizados, que fueron parcialmente compensados por una mayor producción y menores costos operativos.
- El lifting cost promedio de 2019 fue de 10.8 U.S. dólares por barril de petróleo equivalente (\$/boe), ubicándose un 22% por debajo del lifting cost promedio de 2018.
- En 2019, el precio promedio realizado del petróleo fue de 53.0 dólares por barril (\$/bbl), 21% menos que en 2018. El precio promedio realizado del gas natural fue de 3.3 dólares por millón de British thermal unit (\$/MMBTU), 27% menos que 2018.
- En 2019, las inversiones fueron por 224.1 \$MM, de las cuales 117.7 \$MM se destinaron al desarrollo de los proyectos de petróleo *shale* operados por la Compañía, 49.0 \$MM se invirtieron en proyectos convencionales y 57.4 \$MM fueron invertidos en instalaciones y otros proyectos. Durante el 2019, se perforaron y completaron 8 pozos en el proyecto en el bloque Bajada del Palo Oeste, en Vaca Muerta. Adicionalmente, se perforaron y completaron 19 pozos convencionales.
- En el cuarto trimestre de 2019, la producción alcanzó un volumen promedio diario de 30,026 boe/d, un 21.5% mayor a la producción del 4T 2018. La producción promedio diaria estuvo compuesta por: 18,720 bbl/d de petróleo (29.4% por encima del 4T 2018); 1.69 MMm3d de gas natural (11.5% por encima del 4T 2018); y 675 boe/d de NGL. La producción operada representó el 97% de la producción total en el 4T 2019.
- La producción no convencional fue de 6,994 boe/d en el 4T 2019, representando 23% de la producción total.
- La producción convencional fue 23,032 bbl/d en el 4T 2019, un 7% por debajo de la producción del 4T 2018.
- Los ingresos netos en el 4T 2019 fueron de 96.4 \$MM, un 7.4% menores a los 104.1 \$MM generados en el 4T 2018, debido a menores precios realizados.

- En el 4T 2019, el precio promedio realizado del crudo fue de 48.1 \$/bbl, un 26.6% por debajo del precio promedio realizado 4T 2018, principalmente debido a un Decreto Presidencial que congeló el precio del crudo de referencia local.
- El precio realizado del gas natural fue de 2.2 \$/MMBTU, 45.0% menor a 4T 2018, principalmente impactado por una sobreoferta en el mercado doméstico que afectó el precio de todos los segmentos.
- El lifting cost promedio del 4T 2019 fue de 9.3 \$/boe, ubicándose un 26.2% por debajo del lifting cost promedio del 4T 2018 de 12.6 \$/boe.
- El EBITDA ajustado para el 4T 2019 alcanzó 35.7 \$MM, 12% menor al EBITDA ajustado consolidado del 4T 2018, generando un margen de EBITDA ajustado consolidado de 37%.
- En el cuarto trimestre 2019, las inversiones fueron por 28.4 \$MM, de las cuales 12.1 \$MM se destinaron al desarrollo del proyecto en Vaca Muerta en el bloque Bajada del Palo Oeste. La caída en el monto de inversiones en comparación al trimestre previo, en el cual las inversiones alcanzaron 56.1 \$MM, fue debido al paro momentáneo en la actividad de perforación y competición, que fue reanudada en 1T 2020.
- La caja y equivalentes de caja al cierre del 4T 2019 fue de 239.5 \$MM⁽¹⁾, y la deuda bruta fue de 451.4 \$MM, resultando en una deuda neta de 211.9 \$MM, y un índice de apalancamiento neto de 1.2 veces el EBITDA ajustado de los últimos doce meses (LTM).
- En el 4T 2019 la pérdida neta fue de 44.2 \$MM, principalmente generado por una suba en el valor de los Títulos del Promotor dado un mayor precio de cotización de la acción de la Compañía, y un incremento en el cargo por impuesto diferido.

(1) Excluye la caja y equivalentes de caja de Aleph Midstream S.A. por 20 \$MM

Vista Oil & Gas: resultados del 4^{to} trimestre 2019

Los montos están expresados en dólares estadounidenses, a menos que se indique otra moneda y de acuerdo a los estándares de las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) o “International Financial Reporting Standards” (IFRS). Todos los resultados son no auditados. Los montos totales podrían no sumar debido al redondeo.

Producción

Producción total promedio diaria neta

	4T 2019	3T 2019	4T 2018	▲ anual (%)	▲ trimestral (%)
Total (boe/d)	30,026	31,637	24,718	21.5%	-5.1%
Petróleo (bbl/d)	18,720	20,281	14,468	29.4%	-7.7%
Gas Natural (MMm ³ /d)	1.69	1.68	1.52	11.5%	0.3%
NGL (bbl/d)	675	761	716	-5.7%	-11.2%

anual (%): representa la variación porcentual en 4T 2019 comparado con 4T 2018.
trimestral (%): representa la variación porcentual en 4T 2019 comparado con 3T 2019.

La producción promedio diaria durante el cuarto trimestre de 2019 fue de 30,026 boe/d, compuesta por 18,720 bbl/d de petróleo, lo que representa el 62.3% de la producción total, 1.69 MMm³/d de gas natural y 675 bbl/d de líquidos de gas natural.

La producción operada total durante el cuarto trimestre de 2019 fue de 29,266 boe/d, la que representó el 97% de la producción total. La producción total no convencional fue de 6,994 boe/d, incluyendo 6,687 boe/d de producción no convencional operada de Bajada del Palo Oeste, 147 boe/d de producción de Águila Mora y 159 boe/d de producción no convencional no operada de Coirón Amargo Sur Oeste (CASO).

Producción neta promedio diaria por activo 4T 2019

	Interés	Petróleo (bbl/d)	Gas Natural (MMm3/d)	NGL (bbl/d)	Total (boe/d)	% Total promedio día
Bloques (volúmenes a su participación)		18,720	1.69	675	30,026	100%
Entre Lomas	100%	4,244	0.44	606	7,648	25%
Bajada del Palo Este	100%	554	0.11	53	1,281	4%
Bajada del Palo Oeste convencional	100%	1,111	0.70	-	5,499	18%
Bajada del Palo Oeste shale	100%	5,862	0.13	-	6,687	22%
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	100%	268	0.05	16	621	2%
25 de Mayo-Medanito	100%	2,965	0.03	-	3,177	11%
Jagüel de los Machos	100%	3,014	0.16	-	3,991	13%
Coirón Amargo Norte	55%	184	0.00	-	214	1%
Coirón Amargo Sur Oeste (no operado)	10%	141	0.00	-	159	1%
Aguila Mora	90%	147	0.00	-	147	0%
Acambuco (no operado)	1.5%	22	0.03	-	182	1%
Bloques CS-01, A-10 and TM-01 (México)	50%	209	0.03	-	418	1%

Durante el 4T de 2019, Entre Lomas representó el 25% de la producción total, Medanito y Jagüel de los Machos el 24%, Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este el 45% (incluida la producción no convencional), Agua Amarga (campos Jarrilla Quemada y Charco del Palenque) el 2% y Coirón Amargo Norte el 1%. Todos estos bloques son operados por Vista. La producción en nuestros campos en México representó el 1% de la producción diaria promedio total. El 2% restante está representado por la producción no operada en Argentina de los bloques Acambuco y Coirón Amargo Sur Oeste. Para mayor información, por favor véase el Anexo de "Información histórica operativa".

Reservas

En 2019 las reservas probadas incrementaron ("P1") a 101.8 MMBOE, lo que representa una suba del 77% comparado con las reservas probadas de 57.8 MMBOE al cierre de 2018. Las reservas fueron certificadas por el auditor independiente de reservas de la Compañía, DeGoyler and MacNaughton. El incremento en reservas probadas es atribuido principalmente al proyecto en el bloque Bajada del Palo Oeste, en Vaca Muerta, donde se agregaron 49.2 MMBOE. El índice de reemplazo de reservas probadas total fue del 516%, mientras que el del crudo y gas fue de 633% y el de gas fue 298%.

Reservas probadas - en MMboe	Petróleo ⁽¹⁾	Gas Natural	Total
Reservas probadas totales			
Fin de Año 2018	34.2	23.4	57.6
(-) Producción	(6.9)	(3.7)	(10.6)
(+) Adiciones	43.8	11.1	54.8
Fin de Año 2019	71.0	30.8	101.8
Cambio FA-2018 a FA-2019	36.8	7.4	44.2
Índice de reemplazo de reservas	633%	298%	516%

(1) El índice de reemplazo de reservas de petróleo incluye petróleo crudo, condensados y NGL; NGL representa menos del 2% de las reservas totales

Como se mencionó previamente, el incremento en reservas probadas es atribuido principalmente al proyecto en el bloque Bajada del Palo Oeste, en Vaca Muerta. Durante 2019, Vista probó la calidad de su acreage en Vaca Muerta, habiendo completado y conectado sus primeros 8 pozos, los cuales tuvieron, en promedio, una producción acumulada de los primeros 180 días 28% por encima de la curva tipo. Dicho incremento de 49.2 MMBOE, fue el resultado de una suba en las reservas probadas de crudo y de gas de 41.4 MMBOE y 7.8 MMBOE, respectivamente. Las curvas tipo usada para los pozos en Bajada del Palo Oeste en el proceso de certificación de reservas acumulan entre 0.9 y 1.1 MMBOE, asumiendo una longitud lateral de 2,450 metros y 40 etapas de fractura por pozo (con una distancia de 60 metros entre cada fractura).

Las reservas fueron calculadas con un precio de crudo de 55.26 \$/bbl, un precio de NGL de 22.76 \$/boe, y un precio de gas de 3.72 dólares por miles de pies cúbicos.

La apertura de reservas por producto y concesión es la siguiente:

Reservas probadas - en MMboe	Petróleo	Gas Natural	Total
Concesión			
Bajada del Palo Oeste	45.3	17.4	62.7
<i>Bajada del Palo Oeste Convencional</i>	2.3	9.5	11.7
<i>Bajada del Palo Oeste Vaca Muerta</i>	43.0	7.9	50.9
Bajada del Palo Este	1.5	1.5	2.9
Coirón Amargo Norte	0.3	0.1	0.4
Agua Amarga	0.8	0.2	0.9
Entre Lomas Río Negro	8.0	8.1	16.2
Entre Lomas Neuquén	1.9	0.9	2.8
Jaguel de los Machos	5.2	1.5	6.7
25 de Mayo-Medanito SE	6.3	0.3	6.7
Coirón Amargo Suroeste	1.4	0.2	1.6
Acambuco	0.0	0.5	0.6
Bloques CS-01, A-10 and TM-01	0.2	0.1	0.3
Total	71.0	30.8	101.8

(1) Incluye Jarilla Quemada y Charco del Palenque

Ingresos

Ingresos por producto - en \$MM	4T 2019	3T 2019	4T 2018	▲ anual (%)	▲ trimestral (%)
Total	96.4	105.4	104.1	-7.4%	-8.5%
Petróleo	82.8	84.7	82.9	-0.1%	-2.2%
Gas Natural	13.1	19.2	19.2	-31.8%	-31.8%
NGL y otros	0.5	1.6	2.0	-75.0%	-68.8%

Precios promedio realizados

Producto	4T 2019	3T 2019	4T 2018	▲ anual (%)	▲ trimestral (%)
Petróleo (\$/bbl)	48.1	48.7	65.5	-26.6%	-1.2%
Gas Natural (\$/MMBTU)	2.2	3.5	4.0	-45.0%	-37.1%
NGL (\$/tn)	234	262	314	-25.4%	-10.6%

Durante el cuarto trimestre de 2019, los ingresos totales fueron de 96.4 \$MM, 7.4% menores a 4T 2018. Mientras los ingresos por ventas de petróleo se mantuvieron estables debido al incremento de la producción, las ventas de gas natural disminuyeron 31.8% con respecto a 4T 2018.

Los ingresos por ventas de petróleo del 4T 2019 fueron de 82.8 \$MM, 0.1% inferiores a los de 4T 2018, con un mayor volumen vendido de petróleo crudo contrarrestado por la disminución del 26.6% en el precio promedio realizado a 48.1 \$/bbl. Dicho decremento se debió fundamentalmente a un Decreto Presidencial que congeló el precio de referencia del mercado doméstico en moneda local. El petróleo crudo se vendió principalmente a los refinadores domésticos Raízen y Trafigura.

Los ingresos por ventas de gas natural fueron de 13.1 \$MM en el cuarto trimestre de 2019, y representaron un 13.6% de las ventas totales. El 53% de los volúmenes se asignaron a una cartera diversificada de clientes industriales a un precio promedio de 2.1 \$/MMBTU, el 33% de las ventas fueron a empresas de distribución y GNC a un precio promedio de 3.0 \$/MMBTU, y las ventas restantes se realizaron al segmento de generación de energía eléctrica a un precio promedio de 2.0 \$/MMBTU. El precio promedio de las ventas de gas natural en el trimestre fue de 2.2 \$/MMBTU, 45.0% menor al nivel de 4T 2018. La caída del precio promedio de venta se explica principalmente por el exceso de oferta de gas natural en Argentina.

Las ventas de líquidos de gas natural y otros servicios fueron de 0.5 \$MM durante el cuarto trimestre de 2019, representando el 0.6% de las ventas totales. Los volúmenes de NGL se asignaron al mercado argentino a un precio promedio de 234 U.S. dólares por tonelada (\$/tn).

Costos de operación

	4T 2019	3T 2019	4T 2018	▲ anual (%)
Costos operativos (\$MM)	25.7	28.4	28.6	-10.1%
<i>Lifting cost (\$/boe)</i>	9.3	9.8	12.6	-26.2%

Durante el cuarto trimestre de 2019, los gastos operativos fueron de 25.7 \$MM, un 10.1% por debajo del cuarto trimestre de 2018, y el *lifting cost* promedio en el cuarto trimestre de 2019 fue de 9.3 \$/boe, lo que representó una disminución del 26.2% en comparación con el cuarto trimestre de 2018. Esta caída fue el resultado del crecimiento de la producción no convencional con mínimo costo incremental.

EBITDA ajustado

Reconciliación de EBITDA ajustado (\$MM)	4T 2019	3T 2019	4T 2018	▲ anual (%)
(Pérdida) / Utilidad neta	(44.2)	21.5	42.4	
Impuesto sobre la renta	17.8	(6.0)	(12.2)	
Resultados financieros netos	21.2	(14.8)	(2.6)	
Resultados de inversiones	0.1	(0.1)	-	
Utilidad de Operación	(5.2)	0.6	27.5	
Depreciaciones	38.4	45.9	11.5	
Gastos de reestructuración	2.5	0.0	1.3	
Otros ajustes ⁽²⁾	-	-	-	
EBITDA Ajustado⁽¹⁾	35.7	46.6	40.4	-11.5%
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%)</i>	<i>37%</i>	<i>44%</i>	<i>39%</i>	<i>-2% p.p.</i>

(1) EBITDA ajustado = (Pérdida) / Utilidad neta + Impuesto sobre la renta + Resultados financieros netos + depreciaciones + otros ajustes.

(2) Expresado como diferencia en puntos porcentuales.

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

El EBITDA ajustado fue 35.7 \$MM en el 4T 2019, 11.5% menor al EBITDA ajustado 4T 2018, incluyendo (1.36) \$MM de EBITDA ajustado por la consolidación de Aleph Midstream, y generando un margen EBITDA ajustado de 37% para el 4T 2019.

Utilidad / Pérdida neta

Vista registró una pérdida neta de 44.2 \$MM en el 4T 2019, principalmente generado por una suba en el valor de los Títulos del Promotor dado un mayor precio de cotización de la acción de la Compañía, y un incremento en los impuestos diferidos.

Actividad operativa

Las inversiones totales de Vista (Capex) en el cuarto trimestre de 2019 fueron de 28.4 \$MM. El Capex incluyó 7.3 \$MM en actividad convencional para la perforación de 1 pozo, la completación de 2 pozos en el bloque Bajada del Palo Oeste, y un workover en el bloque CS-01 en México.

Las inversiones en desarrollo no convencional fueron de 7.6 \$MM, de los cuales 5.6 \$MM se asignaron al proyecto de desarrollo en el bloque Bajada del Palo Oeste, y 2.0 \$MM fueron destinados al pago a la Provincia del Neuquén del bono por la conversión del bloque Águila Mora en una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos.

Las inversiones en infraestructura y otras inversiones fueron de 13.5 \$MM en el 4T de 2019.

Resumen financiero

Durante el 4T de 2019 se logró mantener un sólido balance en un contexto de menores precios realizados de crudo y volatilidad cambiaria. El efectivo y equivalentes al cierre del 4T de 2019 fue de 239.5 \$MM⁽¹⁾, la deuda bruta fue de 451.4 \$MM, resultando en una deuda neta de 211.9 \$MM. El índice de apalancamiento neto fue 1.2 veces el EBITDA ajustado LTM. Durante 4T 2019, el flujo de caja operativo fue de 50.9⁽²⁾ \$MM.

(1) Excluye la caja y equivalentes de caja de Aleph Midstream S.A. por 20 \$MM

(2) Excluye el flujo de caja operativo de Aleph Midstream S.A. por 4.3 \$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 ⁽¹⁾	Vista Oil & Gas Argentina S.A.U.	21/2/2020	21/2/2024	50	Bullet a su vencimiento	3.50%	USD	BCBA Argentina

(1) ON clase III fue emitida durante Q1 2020

Aleph Midstream

Desde el 31 de diciembre de 2019, Vista está expuesta a riesgo o retornos variables por su participación en la entidad, por lo tanto, la Compañía ha evaluado que tiene control sobre Aleph y consolida los estados financieros de dicha subsidiaria desde el 31 de diciembre de 2019. Para más información sobre los datos consolidados, por favor ver el Anexo "Aleph Midstream".

El 26 de febrero de 2020, el consejo de administración de Vista aprobó ciertos cambios en la participación de la Compañía en la estructura de capital de Aleph Midstream S.A. La Compañía ha llegado a un acuerdo con las filiales de Riverstone y Southern Cross Group (los "Patrocinadores") para adquirir la participación en el capital suscrito y en circulación de dichos Patrocinadores en Aleph Midstream, a un precio total de compra de US\$37.5 millones (cantidad equivalente a la totalidad del capital efectivamente aportado a Aleph Midstream por los Patrocinadores).

Como resultado de dicha operación, Aleph Midstream, el primer participante de midstream enfocado en la prestación de servicios de recolección, procesamiento y evacuación para la producción de petróleo y gas en la Cuenca de Neuquina, se convertirá en una subsidiaria de propiedad absoluta de Vista, dirigida por un equipo de gestión dedicado y experimentado, con un enfoque multi-clientelar para perseguir las crecientes oportunidades de negocio en Vaca Muerta.

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

Producción diaria promedio trimestral por bloque y producto

	4T 2019	3T 2019	2T 2019	1T 2019	4T 2018
Producción total por bloque (Mboe/d)	30,026	31,637	29,016	25,693	24,718
Entre Lomas	7,648	8,618	8,644	8,855	8,253
Bajada del Palo Este	1,281	1,349	1,439	1,443	1,439
Bajada del Palo Oeste convencional	5,499	4,944	4,076	4,786	4,962
Bajada del Palo Oeste shale	6,687	7,501	4,823	582	
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	621	657	671	748	845
25 de Mayo-Medanito	3,177	3,370	3,701	3,899	4,433
Jagüel de los Machos	3,991	4,224	4,551	4,463	4,230
Coirón Amargo Norte	214	236	313	266	279
Coirón Amargo Sur Oeste	159	186	198	200	63
Águila Mora	147	-	-	-	-
Acambuco	182	165	308	69	213
Bloques CS-01, A-10 y TM-01	418	388	293	382	
Producción de petróleo crudo por bloque (Mboe/d)⁽²⁾	18,720	20,281	18,825	15,087	14,468
Entre Lomas	4,244	4,715	4,773	4,973	4,771
Bajada del Palo Este	554	574	618	586	610
Bajada del Palo Oeste convencional	1,111	988	1,011	1,121	1,184
Bajada del Palo Oeste shale	5,862	6,733	4,425	507	
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	268	303	336	376	407
25 de Mayo-Medanito	2,965	3,213	3,509	3,671	3,942
Jagüel de los Machos	3,014	3,176	3,443	3,380	3,212
Coirón Amargo Norte	184	217	264	226	264
Coirón Amargo Sur Oeste	141	22	27	23	56
Águila Mora	147	-	-	-	-
Acambuco	22	147	274	61	22
Bloques CS-01, A-10 y TM-01	209	194	144	162	
Producción de gas natural por bloque (Mboe/d)⁽³⁾	10,631	10,594	9,450	9,983	9,534
Entre Lomas	2,799	3,221	3,207	3,318	2,841
Bajada del Palo Este	673	715	762	808	819
Bajada del Palo Oeste convencional	4,388	3,956	3,066	3,665	3,730
Bajada del Palo Oeste shale	825	768	397	75	
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	336	334	317	360	421
25 de Mayo-Medanito	212	157	192	227	492
Jagüel de los Machos	978	1,048	1,108	1,084	1,018
Coirón Amargo Norte	31	20	49	40	15
Coirón Amargo Sur Oeste	19	164	171	177	7
Águila Mora	-	-	-	-	-
Acambuco	161	18	33	8	191
Bloques CS-01, A-10 y TM-01	210	194	148	220	
Producción de NGL por bloque (boe/d)	675	761	741	623	716
Entre Lomas	606	682	665	564	641
Bajada del Palo Este	53	59	59	48	10
Bajada del Palo Oeste convencional	-	-	-	-	47
Bajada del Palo Oeste shale	-	-	-	-	
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	16	20	18	12	18

Notas:

⁽¹⁾ Hasta 2018, Bajada del Palo era una única concesión.

⁽²⁾ Acambuco incluye condensado.

⁽³⁾ Excluye gas natural consumido, venteado o reinyectado.

Concesiones de petróleo y gas	WI (%)	Operado / No Operado	Objetivo	Cuenca	País
Entre Lomas Neuquén	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Entre Lomas Río Negro	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Bajada del Palo Oeste / Este	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Bajada del Palo Oeste no convencional	100%	Operado	Shale	Neuquina	Argentina
Agua Amarga (Jarilla Quemada, Charco del Palenque)	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
25 de Mayo-Medanito	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Jagüel de los Machos	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Coirón Amargo Norte	55%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Coirón Amargo Sur Oeste	10%	No operado	Shale	Neuquina	Argentina
Águila Mora	90%	Operado	Shale	Neuquina	Argentina
Acambuco	1.5%	No operado	Convencional	Noroeste	Argentina
Bloque CS-01	50%	No operado	Convencional	Del Sureste	México
Bloque A-10	50%	No operado	Convencional	Del Sureste	México

Nota: No se exponen bloques sin producción Sur Río Deseado Este y TM-01

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

Métricas de resultados

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

Métricas de resultados - en \$M	4T 2019	3T 2019	2T 2019	1T 2019	4T 2018
Ingresos totales	96,445	105,443	120,361	93,727	104,103
Petróleo	82,833	84,668	97,500	73,271	82,910
Gas Natural	13,078	19,200	20,171	19,075	19,176
NGL y otros	534	1,575	2,690	1,381	2,017
Costo de ventas	-78,064	-91,415	-92,938	-65,713	-57,623
Costo de la operación	-25,716	-28,427	-32,519	-27,769	-28,556
Fluctuación del inventario del crudo	-698	-2,365	2,047	1,326	(1,241)
Depreciaciones	-38,361	-45,895	-44,274	-24,471	-11,473
Regalías	-13,289	-14,728	-18,192	-14,799	-16,353
Utilidad bruta	18,381	14,028	27,423	28,014	46,480
Gastos comerciales	-6,745	-6,851	-7,847	-5,695	-8,133
Gastos de administración	-13,248	-8,278	-12,169	-8,705	-7,492
Gastos de exploración	-65	333	-818	-126	-457
Otros ingresos operativos	907	948	1,123	627	(238)
Otros gastos operativos, netos	-4,426	455	-531	-2,118	-2,615
Utilidad (pérdida) de la operación	-5,196	635	7,181	11,997	27,545

Reconciliación de EBITDA Ajustado (\$M)	3T 2019	3T 2019	2T 2019	1T 2019	4T 2018
(Pérdida) / Utilidad neta	(44,248)	21,499	3,702	(13,678)	42,379
(+) Impuesto sobre la renta	17,797	(5,961)	(1,305)	5,705	(12,198)
(+) Resultados financieros netos	21,172	(14,819)	4,784	19,970	(2,636)
(+) Resultados de inversiones	84	(84)	-	-	-
Utilidad (pérdida) de Operación	(5,196)	635	7,181	11,997	27,545
(+) Depreciaciones	38,361	45,895	44,274	24,471	11,473
(+) Gastos de reestructuración	2,542	35	-	667	1,336
(+) Otros ajustes ⁽²⁾	-	-	-	-	-
EBITDA Ajustado⁽¹⁾	35,707	46,565	51,455	37,135	40,354
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%)</i>	<i>37%</i>	<i>44%</i>	<i>43%</i>	<i>40%</i>	<i>39%</i>

	4T 2019	3T 2019	2T 2019	1T 2019	4T 2018
Costos operativos (\$MM)	25.7	28.4	32.5	27.8	28.6
<i>Lifting cost (\$/boe)</i>	<i>9.3</i>	<i>9.8</i>	<i>12.3</i>	<i>12.0</i>	<i>12.6</i>

(1) Costos de la operación en 3T 2018 incluyen 0.3 \$MM fluctuación del inventario de crudo.

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

Balance Consolidado

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Propiedad, planta y equipos	917,066	820,722
Crédito Mercantil	28,484	28,484
Otros activos intangibles	34,029	31,600
Activos por derecho de uso	16,624	0
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	15,883	20,191
Activos por impuestos diferidos	476	0
Total Activo No Corriente	1,012,562	900,997
Inventarios	19,106	18,187
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	93,437	86,050
Caja, bancos e inversiones corrientes	260,028	80,908
Total Activo Corriente	372,571	185,145
Total Activo	1,385,133	1,086,142
Pasivos por impuestos diferidos	147,019	133,757
Pasivos por arrendamientos	9,372	0
Provisiones	21,146	16,186
Préstamos	389,096	294,415
Títulos opcionales	16,860	23,700
Beneficios a empleados	4,469	3,302
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	419	1,007
Total Pasivo No Corriente	588,381	472,367
Provisiones	3,423	4,140
Pasivos por arrendamientos	7,395	0
Préstamos	62,317	10,352
Salarios y contribuciones sociales	12,553	6,348
Impuesto sobre la renta por pagar	3,039	22,429
Otros impuestos y regalías por pagar	6,040	6,515
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	98,269	84,334
Total pasivo corriente	193,036	134,118
Total Pasivo	781,417	606,485
Total Capital Contable	603,716	479,657
Total Capital Contable y Pasivo	1,385,133	1,086,142

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

	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2019	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2018
Ingreso por ventas a clientes	96,445	104,103
Ingresos por ventas de petróleo crudo	82,833	82,910
Ingresos por ventas de gas natural	13,078	19,175
Ingresos por ventas de GLP	534	2,018
Costo de ventas	(78,064)	(57,623)
Costos de operación	(25,716)	(28,556)
Fluctuación del inventario de crudo	(698)	(1,241)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(38,361)	(11,473)
Regalías	(13,289)	(16,353)
Utilidad bruta	18,381	46,480
Gastos de ventas	(6,745)	(8,133)
Gastos generales y de administración	(13,248)	(7,492)
Gastos de exploración	(65)	(457)
Otros ingresos operativos	907	(238)
Otros gastos operativos	(4,426)	(2,615)
Utilidad (pérdida) de operación	(5,196)	27,545
Inversión en asociadas	(84)	
Ingresos por intereses	3,073	2,151
Gastos por intereses	(13,854)	(4,622)
Otros resultados financieros	(10,391)	5,107
Resultados financieros netos	(21,172)	2,636
Utilidad (pérdida) antes de impuesto	(26,452)	30,181
(Gasto) Impuesto sobre la renta corriente	(3,473)	(6,026)
(Gasto)/ Beneficio Impuesto sobre la renta diferido	(14,324)	18,224
(Gasto) / Beneficio de impuesto	(17,797)	12,198
Utilidad (pérdida) neta del período	(44,249)	42,379
Otros resultados integrales	(1,163)	(4,412)
Total (pérdida) / utilidad integral del período	(45,412)	37,967

Vista Oil & Gas S.A.B. de C.V.
Estado del Flujo de Fondos

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2019	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2018
Utilidad/(Pérdida) neta del período	(44,249)	42,379
	-	-
Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo provenientes de las actividades de operación:	-	-
<u>Partidas que no afectan efectivo:</u>	-	-
(Reversión) / Constitución de reserva por pérdidas crediticias esperadas	284	536
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	1,600	(15,630)
Descuento de obligación por taponamiento de pozos	514	394
Incremento neto en provisiones	718	1,270
Gastos por intereses de arrendamiento	821	-
	-	-
Descuento de activos y pasivos a valor presente	(849)	2,743
Pagos basados en acciones	3,123	1,471
Beneficios a empleados	(345)	-
Impuesto sobre la renta	17,797	(12,198)
	-	-
<u>Partidas relacionadas con actividades de inversión:</u>	-	-
Depreciaciones y agotamientos	37,798	11,074
Amortización de activos intangibles	563	399
Ingresos por intereses	(3,073)	(2,151)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	(6,131)	17
Inversión en asociadas	84	-
	-	-
<u>Partidas relacionadas con actividades de financiamiento</u>	-	-
Gastos por intereses	13,854	4,622
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales	14,278	5,787
Costo por cancelación de préstamos y costo amortizado	607	1,216
	-	-
Cambios en activos y pasivos operativos:	-	-
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	12,834	(13,038)
Inventarios	277	364
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	(6,073)	27,398
Beneficios a empleados	(181)	(368)
Salarios y contribuciones sociales	4,660	1,238
Otros impuestos y regalías por pagar	(703)	7,015
Provisiones	(429)	(3,266)
Pago de impuesto sobre la renta	(1,235)	(6,573)
Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas	46,544	54,699
	-	-
Flujos de efectivo de las actividades de inversión	-	-
Adquisiciones de propiedad, planta y equipos	(49,968)	(64,476)

Adquisiciones de otros activos intangibles	(1,156)	(31,562)
Recursos provenientes de otros activos financieros	1,073	-
Recursos procedentes de intereses cobrados	3,073	-
Flujos netos de efectivo (aplicados) en actividades de inversión	(46,978)	(96,038)
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento	-	-
Emisión de acciones Serie A netas de costos de emisión	(760)	(688)
Préstamos recibidos	59,729	-
Pago de costos de emisión de préstamos	-	-
Pago de préstamos – capital	(62,233)	-
Pago de préstamos – intereses	(8,319)	-
Pago de arrendamientos	(7,619)	-
Procedente de otros pasivos financieros, neto de efectivo y equivalentes de efectivo restringido	16,993	-
Flujos netos de efectivo generados en actividades de financiamiento	(2,209)	(688)
	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2019	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2018
Incremento/(Disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo	(2,643)	(42,027)
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del período	236,367	105,523
Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera	506	2,551
Incremento/(Disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo	(2,643)	(42,027)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	234,230	66,047

(1) Incluye 13,087 correspondiente al impuesto sobre la renta determinado por el período finalizado el 31 de diciembre de 2018.

(2) Incluye 14,347 y 4,243 de adquisiciones de propiedad, planta y equipo netas, pendientes de pago por el período de nueve y tres meses terminado el 30 de septiembre de 2019, respectivamente.

Aleph Midstream S.A.

Balance

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

Al 31 de diciembre de 2019

Propiedad, planta y equipos	10,192
Crédito Mercantil	0
Otros activos intangibles	98
Activos por derecho de uso	463
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	18
Activos por impuestos diferidos	374
Total Activo No Corriente	11,145
Inventarios	0
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	8,049
Caja, bancos e inversiones corrientes	20,498
Total Activo Corriente	28,547
Total Activo	39,692
Pasivos por impuestos diferidos	0
Pasivos por arrendamientos	338
Provisiones	0
Préstamos	0
Títulos opcionales	0
Beneficios a empleados	0
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	1
Total Pasivo No Corriente	339
Provisiones	0
Pasivos por arrendamientos	119
Préstamos	0
Salarios y contribuciones sociales	402
Impuesto sobre la renta por pagar	2,876
Otros impuestos y regalías por pagar	226
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	38,605
Total pasivo corriente	42,228
Total Pasivo	42,567
Total Capital Contable	-2,875
Total Capital Contable y Pasivo	39,692

Aleph Midstream S.A. Estado de Resultados

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

Periodo entre el 1 de
octubre y el 31 de
diciembre de 2019

Ingreso por ventas a clientes	-
Ingresos por ventas de petróleo crudo	-
Ingresos por ventas de gas natural	-
Ingresos por ventas de GLP	-
Costo de ventas	(165)
Costos de operación	-
Fluctuación del inventario de crudo	-
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(165)
Regalías	-
Utilidad bruta	(165)
Gastos de ventas	-
Gastos generales y de administración	(1,359)
Gastos de exploración	-
Otros ingresos operativos	-
Otros gastos operativos	(1,178)
Utilidad (pérdida) de operación	(2,702)
Inversión en asociadas	-
Ingresos por intereses	2,314
Gastos por intereses	-
Otros resultados financieros	15
Resultados financieros netos	2,329
Utilidad (pérdida) antes de impuesto	(373)
(Gasto) Impuesto sobre la renta corriente	(2,876)
(Gasto)/ Beneficio Impuesto sobre la renta diferido	374
(Gasto) / Beneficio de impuesto	(2,502)
Utilidad (pérdida) neta del período	(2,875)
Otros resultados integrales	-
Total (pérdida) / utilidad integral del período	(2,875)

Aleph Midstream S.A. Estado del Flujo de Fondos

(Montos expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2019
Utilidad/(Pérdida) neta del período	(2,875)
	-
Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo provenientes de las actividades de operación:	-
<u>Partidas que no afectan efectivo:</u>	-
(Reversión) / Constitución de reserva por pérdidas crediticias esperadas	-
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	(28)
Descuento de obligación por taponamiento de pozos	-
Incremento neto en provisiones	-
Gastos por intereses de arrendamiento	13
Descuento de activos y pasivos a valor presente	-
Pagos basados en acciones	-
Beneficios a empleados	-
Impuesto sobre la renta	2,502
<u>Partidas relacionadas con actividades de inversión:</u>	-
Depreciaciones y agotamientos	165
Amortización de activos intangibles	-
Ingresos por intereses	(2,314)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	-
Inversión en asociadas	-
	-
<u>Partidas relacionadas con actividades de financiamiento</u>	-
Gastos por intereses	-
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales	-
Costo por cancelación de préstamos y costo amortizado	-
Cambios en activos y pasivos operativos:	-
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	(2,317)
Inventarios	-
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	730
Beneficios a empleados	-
Salarios y contribuciones sociales	(434)
Otros impuestos y regalías por pagar	226
Provisiones	-

Pago de impuesto sobre la renta	-
Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas	(4,333)
Flujos de efectivo de las actividades de inversión	-
Adquisiciones de propiedad, planta y equipos	(10,192)
Adquisiciones de otros activos intangibles	(98)
Recursos provenientes de otros activos financieros	(4,687)
Recursos procedentes de intereses cobrados	2,314
Flujos netos de efectivo (aplicados) en actividades de inversión	(12,663)
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento	-
Emisión de acciones Serie A netas de costos de emisión	-
Préstamos recibidos	-
Pago de costos de emisión de préstamos	-
Pago de préstamos – capital	-
Pago de préstamos – intereses	-
Pago de arrendamientos	-
Procedente de otros pasivos financieros, neto de efectivo y equivalentes de efectivo restringido	16,996
Flujos netos de efectivo generados en actividades de financiamiento	16,996
	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2019
Incremento/(Disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo	-
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del período	-
Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera	-
Incremento/(Disminución) neta de efectivo y equivalente de efectivo	-
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	-

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 para "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 se 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. 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 Argentina y México, en particular las elecciones presidenciales en Argentina y las elecciones al 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

cambiarlos 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; 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).

Esta presentación también incluye ciertas estimaciones financieras que no han sido objeto de una auditoría financiera respecto de ningún período. Las estimaciones financieras que se presentan en esta presentación se basan en supuestos y en la información de que disponíamos en el momento en que se prepararon. No podemos determinar si tales suposiciones resultarían ser correctas. Si uno o más de estos supuestos resultan inexactos o si los resultados futuros difieren de los resultados esperados, entonces nuestros resultados futuros reales podrían ser menos favorables, y podrían ser materialmente menos favorables, que las proyecciones antes mencionadas. Cualquiera de estas estimaciones, o todas ellas, pueden no realizarse necesariamente. Tales estimaciones pueden verse afectadas adversamente por suposiciones inexactas o por riesgos e incertidumbres conocidos o desconocidos, muchos de los cuales están fuera de nuestro control. Muchos factores serán importantes para determinar nuestros resultados futuros. Como resultado de estas contingencias, los resultados futuros reales pueden variar significativamente de nuestras estimaciones. En vista de estas incertidumbres, la inclusión de nuestras estimaciones financieras en esta presentación no es ni debe ser vista como una representación de que los resultados proyectados serán alcanzados.]

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

Otra información

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

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

CONTACTO:

ir@vistaoilandgas.com

Argentina +54.11.3754.8532

México +52.55.1167.8250