

Información Financiera Trimestral

[105000] Comentarios y Análisis de la Administración	2
[110000] Información general sobre estados financieros	55
[210000] Estado de situación financiera, circulante/no circulante.....	56
[310000] Estado de resultados, resultado del periodo, por función de gasto.....	58
[410000] Estado del resultado integral, componentes ORI presentados netos de impuestos	59
[520000] Estado de flujos de efectivo, método indirecto	61
[610000] Estado de cambios en el capital contable - Acumulado Actual.....	63
[610000] Estado de cambios en el capital contable - Acumulado Anterior.....	66
[700000] Datos informativos del Estado de situación financiera	69
[700002] Datos informativos del estado de resultados	70
[700003] Datos informativos- Estado de resultados 12 meses.....	71
[800001] Anexo - Desglose de créditos.....	72
[800003] Anexo - Posición monetaria en moneda extranjera	74
[800005] Anexo - Distribución de ingresos por producto	75
[800007] Anexo - Instrumentos financieros derivados	76
[800100] Notas - Subclasificaciones de activos, pasivos y capital contable	77
[800200] Notas - Análisis de ingresos y gastos.....	81
[800500] Notas - Lista de notas	82
[800600] Notas - Lista de políticas contables	83
[813000] Notas - Información financiera intermedia de conformidad con la NIC 34	84

[105000] Comentarios y Análisis de la Administración

Comentarios de la gerencia [bloque de texto]

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. (la “Compañía”) es una sociedad anónima bursátil de capital variable constituida el 22 de marzo de 2017, de conformidad con la legislación de México. Hasta el 4 de abril de 2018, la Compañía fue una sociedad de adquisición con propósito especial, constituida con el fin de llevar a cabo una fusión, adquisición de activos, compra de acciones, intercambio de acciones, compra de participaciones, combinación, consolidación, reestructuración u otras combinaciones de negocio similares, como sea que se denominen, con uno o más negocios (la “Combinación de Negocios Inicial”). El objeto social de la Compañía es (i) adquirir, por cualesquiera medios legales, todo tipo de activos, capital, participaciones de capital o participaciones en cualquier tipo de sociedades civiles o mercantiles, asociaciones, firmas, fideicomisos u otro tipo de entidades dentro del sector energético; (ii) participar como un socio, accionista o inversionista en todos los negocios o entidades, sean mercantiles o civiles, asociaciones, fideicomisos o de cualquier otra naturaleza; (iii) emitir y colocar acciones representativas de su capital social, de manera pública o privada, en mercados bursátiles nacionales o extranjeros; (iv) emitir o colocar títulos opcionales de manera pública o privada por acciones representativas de su capital social o cualquier otro tipo de valores, en mercados bursátiles nacionales o extranjeros; y (v) emitir o colocar instrumentos negociables, instrumentos de deuda o cualquier otro valor, sea público o privado, en mercados bursátiles nacionales o extranjeros.

El 25 de julio de 2019 la Compañía realizó su oferta pública de Acciones Serie A en forma de *American Depositary Shares* (“ADSs”) a través de la Bolsa de Nueva York, en Estados Unidos y otros países distintos a México al amparo de la Ley de Valores de 1933 de los Estados Unidos (*U.S. Securities Act of 1933*; según la misma sea o haya sido modificada, de tiempo en tiempo, la “Ley de Valores de Estados Unidos”) y registrados ante la *Securities and Exchange Commission* (la “SEC”) bajo la clave de pizarra (*ticker*) “VIST”. Dicha oferta y colocación fue simultánea con una oferta pública subsecuente de Acciones Serie A en México (tanto la oferta en Estados Unidos, como la oferta en México, la “Oferta Global”). La Oferta Global fue liquidada el 30 de julio de 2019, mientras que las opciones de sobreasignación otorgadas a los intermediarios colocadores en dicha Oferta Global fueron ejercidas y liquidadas el 31 de julio de 2019.

La principal actividad de la Compañía es, a través de sus subsidiarias, la exploración y producción de petróleo y gas (*upstream*).

El domicilio de la oficina principal de la Compañía se encuentra en la Ciudad de México (México), Volcán 150, Piso 5, Lomas de Chapultepec, Miguel Hidalgo, C.P.11000.

Información a revelar sobre la naturaleza del negocio [bloque de texto]

Las operaciones de upstream que posee la Compañía son las siguientes:

En Argentina

En la cuenca Neuquina:

- i. 100% en las concesiones de explotación convencionales 25 de Mayo - Medanito SE; Jagüel de los Machos; Entre Lomas Neuquén; Entre Lomas Río Negro; Agua Amarga (operadas);
- ii. 100% en las concesiones de explotación no convencionales Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este (operadas);
- iii. 55% de la concesión de explotación de Coirón Amargo Norte (operada);
- iv. 90% de la concesión de explotación no convencional Águila Mora (operada);
- v. 10% de la concesión de explotación no convencional Coirón Amargo Sur Oeste (no operada).

En la cuenca del Golfo San Jorge:

- i. 16.9% de la concesión de explotación Sur Río Deseado Este (no operada); y

En la cuenca Noroeste:

- i. 1.5% de la concesión de explotación en Acambuco (no operada).

En México

- i. 50% del bloque CS-01 (no operado);
- ii. 50% del bloque A-10 (no operado) y
- iii. 50% del bloque TM-01 (no operado).

La producción diaria promedio del cuarto trimestre 2019 fue 30,026 barriles de petróleo equivalente por día (boed), compuesta por 18,720 barriles de petróleo por día (bbld), 1.69 millones de metros cúbicos por día (MMm3d) de gas natural, y 675 boed de NGL. La producción operada representó el 97% de la producción total.

Durante el cuarto trimestre 2019 el precio promedio realizado del petróleo crudo fue de 48.1 dólares estadounidenses ("US") por barril de petróleo (US/bbl), y el precio promedio realizado del gas natural de 2.2 US/MMBTU.

La Compañía continúa ejecutando su proyecto de desarrollo en Bajada del Palo Oeste (Argentina), con la formación Vaca Muerta como objetivo, donde ya finalizó la perforación y completación de los dos primeros pads de 4 pozos, y finalizó la perforación de su tercer pad de 4 pozos en el mes de agosto. Nuestro desarrollo de Vaca Muerta en el bloque Bajada del Palo ha superado las expectativas, obteniendo excelentes resultados en la productividad de nuestro segundo pad, el que se encuentra produciendo 34% por encima de nuestra curva tipo. Durante el mes de agosto Vista se convirtió en el segundo productor de petróleo shale en la formación Vaca Muerta.

El efectivo y equivalentes al cierre del cuarto trimestre 2019 fue de US 260 millones, con un flujo generado por las actividades operativas de US 46,5 millones.

Información a revelar sobre los objetivos de la gerencia y sus estrategias para alcanzar esos objetivos [bloque de texto]

Objetivo de la gerencia

Nuestro objetivo es que la Compañía se pueda beneficiar de un Equipo de Administración activo y con amplia experiencia operativa en el sector energético, y que represente una oportunidad para generar, bajo la dirección de nuestro Equipo de Administración, nuevos proyectos con rendimientos atractivos ajustados por riesgo.

Buscamos generar rendimientos atractivos y crear valor para nuestros accionistas mediante la implementación de una estrategia disciplinada y la gestión de cambios en la Compañía, para impulsar y maximizar su valor potencial.

Estrategia de Negocio

Nuestra estrategia de creación de valor consiste en desarrollar y operar una Compañía pública líder en el sector de exploración y producción de petróleo y gas en Latinoamérica que se convierta en el socio local de preferencia en la región para los participantes de la industria e inversionistas. Para ello, aprovecharemos la experiencia, conocimiento y relaciones de nuestro Equipo de Administración, así como de su conocimiento y experiencia en la industria energética para transformar positivamente y/o expandir los negocios o activos existentes de la Compañía, y así mejorar su propuesta de valor en general.

Nuestra principal estrategia de negocios consiste en incrementar el valor para nuestros accionistas mediante la implementación de las siguientes medidas:

Sólida generación de flujo de caja.

La generación de flujo de caja operativa proveniente de nuestras actividades de producción convencional constituye una de las piedras angulares de nuestra estrategia para financiar el desarrollo del acreage de *shale*. Esperamos que la ejecución de nuestro plan de desarrollo en Vaca Muerta, y el continuo foco en la maximización de la eficiencia de nuestra producción convencional, constituirán la principal fuente de generación de flujo de caja y de crecimiento del retorno para nuestros accionistas.

Enfoque en el desarrollo de nuestro acreage en Vaca Muerta.

Al ser la única formación de *shale* de gran escala desarrollada comercialmente fuera de Norteamérica, Vaca Muerta ha atraído inversiones significativas por parte de empresas internacionales tales como Chevron, Shell, ExxonMobil, Total, Equinor, Petronas, Schlumberger, Dow, BP y CNOOC. Para nuestro acreage en Vaca Muerta, hemos definido un plan de desarrollo con foco en el crecimiento que incluye la perforación de aproximadamente 130 pozos horizontales en el bloque Bajada del Palo Oeste hasta 2022.

Nuestro segundo pad de 4 pozos fue conectado en julio, impulsando nuestra producción no convencional de Bajada del Palo Oeste en Vaca Muerta, la cual alcanzó 10,113 boe/d a mediados de agosto y una producción promedio día en el tercer trimestre 2019 de 7,501 boe/d. Nuestro segundo pad logró una excelente productividad, y alcanzó un pico de 7,221 boe/d (11% por encima del pico de producción reportado en el primer pad). En el tercer trimestre 2019 nuestra producción no convencional representó el 24.2% de nuestra producción total. La implementación del modelo de contratación de One Team Contracts, que alinea los intereses de los principales contratistas y de Vista detrás de los mismos objetivos, compartiendo métricas de desempeño y compensación, junto con la implementación de mejores prácticas en términos de logística, nos permitió lograr resultados de ejecución sobresalientes cuando se comparan con los de otros operadores de la cuenca. Creemos que este *pad* representa un evento fundacional para nosotros, destacando la pericia técnica de Vista, su foco en la eficiencia, la calidad de la infraestructura y su calidad de clase mundial como operador.

Nuestro plan de desarrollo completo para el bloque Bajada del Palo Oeste, para el que se obtuvo una concesión de explotación no convencional por 35 años, incluye la perforación de más de 400 pozos horizontales con una longitud lateral de entre 2,500 metros y 3,000 metros utilizando tres equipos de perforación móviles (*walking rigs*). En el bloque Bajada del Palo Este, para el que también recientemente obtuvimos una concesión de explotación no convencional, nos hemos comprometido con la Provincia del Neuquén a perforar y terminar cinco pozos horizontales para finales de 2021 que contribuirán a definir el plan de desarrollo completo del bloque. Adicionalmente, hemos obtenido una concesión de explotación no convencional por 35 años en el bloque Águila Mora.

Una posición de liderazgo como operador.

Aspiramos a convertirnos en un operador líder en la formación no convencional Vaca Muerta consiguiendo los niveles de costos de desarrollo y operación más bajos, logrando el máximo valor para nuestros accionistas, alcanzando el máximo retorno de nuestra producción convencional mediante la continua reducción de nuestros costos operativos, y sosteniendo los niveles de producción con recuperación primaria, secundaria y terciaria de forma rentable. Creemos que la experiencia y el conocimiento de nuestro Equipo de Administración y nuestro equipo de profesionales especializado en Vaca Muerta mejorarán nuestra habilidad de reducir los costos de desarrollo y operación a mayor velocidad que otras empresas que operan en esta formación. Hemos implementado un novedoso modelo de servicios en campo que nos permite maximizar la eficiencia y mejorar la rentabilidad, y tenemos la intención de seguir introduciendo innovaciones en nuestro modelo operativo.

Durante el mes de agosto finalizamos la perforación de nuestro tercer pad de 4 pozos, con excelentes resultados en términos de eficiencia, ya que mejoramos la velocidad de perforación en un 55% y redujimos el costo por pie en un 20% respecto de nuestro primer pad perforado. En términos de producción nuestro segundo pad obtuvo mejores resultados que los resultados obtenidos en el primer pad, con un pico IP30 de más de 1,600 boe/d promedio, lo que representa una mejora respecto de nuestra curva tipo de un 34%, en promedio estimada.

Como operadores, hemos terminado de perforar y completar nuestros primeros dos *pads* de 4 pozos en Bajada del Palo Oeste, en la formación Vaca Muerta. El primer *pad* de 4 pozos fue conectado en febrero de 2019 y el segundo en agosto de 2019. En el mes de agosto finalizamos la perforación de nuestro tercer pad de 4 pozos. En cada uno de estos tres *pads* de 4 pozos, aterrizamos dos pozos en el horizonte de navegación La Cocina y dos en Orgánico, con una longitud promedio horizontal de la rama lateral de aproximadamente 8,366 pies horizontales (2,550 metros) en el primer *pad*, 6,946 pies horizontales (2,117 metros) en el segundo y 9,210 pies (2,808 metros) en el tercero. Los primeros dos pad ya completados con 10 clústers por etapa de fractura, y con 34 y 36 etapas de fractura promedio por pozo en el primer y segundo *pad*, respectivamente, con un espacio de fractura de 246 pies (75 metros) en el primer *pad* y 197 pies (60 metros) en el segundo. Durante la perforación de nuestro tercer *pad*, logramos mejorar la velocidad de perforación a un promedio de 741 pies diarios, un 55% más eficiente con respecto a un promedio de 477 pies diarios en nuestro primer *pad*. Adicionalmente, también mejoramos nuestra eficiencia de completación al aumentar nuestras etapas promedio de fracturas diarias de nuestro segundo pad a 7.6 fracturas diarias con respecto a las 5.0 en nuestro primer *pad*, lo que representa un incremento del 52%. El costo de perforación, medido en US por pie lateral se redujo de 753 US/pie en el primer pad a 601 US/pie en el tercer pad, representando una eficiencia de 20%. En cuanto al costo total de perforación y completación de los primeros dos pads, el costo promedio por pozo se redujo de US13,8 millones a US12,6 millones, resultando en ahorros de aproximadamente 8.7%, los cuales fueron impulsados principalmente por la reducción en los costos por fractura de US 0,22 millones, en el primer *pad*, a US 0,20 millones en el segundo *pad*.

Nuestro plan sigue un enfoque de desarrollo en cubos que se centra en maximizar la productividad de los pozos y las reservas del bloque. Creemos que nuestro desempeño en la perforación y completación en nuestros dos primeros *pads* remarca nuestra capacidad como un operador de primera categoría.

Desde nuestro primer día de operaciones, hemos adoptado un enfoque sostenible para desarrollar nuestro acreage en Vaca Muerta, lo cual involucra soluciones a largo plazo que son clave para minimizar el costo de desarrollo y el impacto de nuestra operación en el medio ambiente. Instalamos 22 kilómetros de manguera flexible para transferir agua a nuestros tanques de agua temporales, y usamos cajas para transportar y almacenar el 100% de la arena en la locación, lo cual garantiza el suministro de agua y arena durante la terminación de nuestros *pads*, y adicionalmente resulta en un menor costo de completación. Esto nos evita el uso de aproximadamente 7,500 viajes en camiones por *pad*. El uso de cajas de arena proporciona una operación más eficiente en costos y un ambiente más

seguro para nuestro personal a través de una reducción significativa de polvillo de arena en el aire. También diseñamos nuestra primera planta de producción temprana con el fin de evitar la quema de gases y el transporte de líquidos por camiones.

Conservar nuestra flexibilidad financiera.

Tenemos intención de mantener un balance sólido, con bajo nivel de apalancamiento, mediante la generación de sólido flujo de caja de efectivo con bajo riesgo tanto de nuestros activos convencionales como de los no convencionales. Buscamos desarrollar nuestra extensión de acreage en Vaca Muerta a un ritmo que nos permita mantener una sana posición financiera.

Búsqueda de oportunidades de crecimiento rentables en América Latina.

Creemos que existen oportunidades para adquirir activos que nos permitan crecer en el sector de exploración y producción en América Latina, región rica en recursos que no ha contado con suficiente inversión históricamente y se encuentra cada vez más abierta a los inversionistas. Recientemente celebramos un convenio de operación conjunta de servicios de operación en tres bloques de hidrocarburos en México, de los cuales operaremos dos, sujeto a la aprobación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos de México (“CNH”). Esto nos proporciona una plataforma operativa para seguir buscando oportunidades de crecimiento en México. Nuestro Equipo de Administración tiene experiencia operativa y directiva relevante en América Latina, y posee todas las aptitudes necesarias para identificar atractivas oportunidades de crecimiento. Nuestra estrategia de largo plazo está enfocada en el desarrollo de una cartera de activos convencionales y no convencionales de alta calidad con diversidad geográfica en América Latina, incluyendo Argentina, Brasil, Colombia y México.

Información a revelar sobre los recursos, riesgos y relaciones más significativos de la entidad [bloque de texto]

Factores de riesgo más relevantes al 31 de diciembre de 2019

Riesgos relacionados con nuestro negocio e industria

La industria de petróleo y gas está sujeta a riesgos económicos y operacionales particulares

Las actividades de exploración y producción (“E&P”) de petróleo y gas están sujetas a riesgos operativos específicos y/o económicos de la industria, algunos de los cuales están fuera de nuestro control, como los riesgos de producción, equipo y transporte, así como los desastres naturales y otras incertidumbres, incluyendo los relacionados con las características físicas de los yacimientos de petróleo o de gas natural. Nuestras operaciones pueden ser restringidas, retrasadas o canceladas debido a condiciones climáticas adversas, dificultades mecánicas, escasez o retrasos en la entrega de equipos, cumplimiento de las regulaciones gubernamentales, incendios, explosiones, estallidos, fallas en tuberías, formaciones presurizadas anormalmente y riesgos medioambientales, tales como derrames de petróleo, fugas de gas, rupturas o descargas de gases tóxicos.

Además, operamos en áreas políticamente sensibles donde la población local u otras partes tienen intereses que de vez en cuando pueden entrar en conflicto con nuestros objetivos de producción o desarrollo. Si estos riesgos se materializan, podríamos sufrir pérdidas operacionales sustanciales, interrupciones en nuestras operaciones y/o daños a nuestra reputación. Además, si ocurre algún incidente operativo que afecte a las comunidades locales y a las comunidades étnicas en áreas cercanas, necesitaremos incurrir en costos y gastos adicionales para remediar las áreas afectadas y/o para compensar cualquier daño que podamos causar. Estos costos adicionales podrían tener un impacto negativo en la rentabilidad de los proyectos que decidamos emprender.

Adicionalmente, la perforación puede no ser rentable, no sólo con respecto a los pozos secos, sino también con respecto a los pozos que son productivos pero que no producen suficientes ingresos para generar ganancias después de que se consideren los costos de perforación, operación y otros.

Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones en los precios internacionales del petróleo y el gas.

Los precios internacionales del petróleo y del gas han fluctuado significativamente en los últimos años y se espera que sigan fluctuando en el futuro. Por ejemplo, el precio del índice de referencia de Brent ha fluctuado significativamente durante 2015, 2016 y 2017, con precios promedio de 53.50 US/bbl, 45.13 US/bbl y 54.75 US/bbl, respectivamente. Durante el año finalizado el 31 de diciembre del 2018, el precio promedio fue de 72.18 US/bbl. Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2019, el precio promedio fue de 64.16 US/bbl.

Los factores que afectan los precios internacionales del petróleo crudo y productos derivados incluyen: los acontecimientos políticos en las regiones productoras de petróleo crudo, en particular en Medio Oriente; la capacidad de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (la “OPEP”) y de otras naciones productoras de petróleo crudo para fijar y mantener los niveles de producción y precios; la oferta y la demanda mundial y regional de petróleo crudo, gas y productos afines; la competencia de otras fuentes de energía; las reglamentaciones de los gobiernos nacionales y extranjeros; las condiciones meteorológicas y los conflictos mundiales y locales o actos de terrorismo.

Qatar dejó la OPEP el 1 de enero de 2019 y ha aumentado significativamente su capacidad de producción de gas natural en los últimos meses. No podemos predecir cómo influirán estas decisiones en los precios del petróleo y de los productos derivados del mismo ya que no tenemos control sobre estos factores. La volatilidad de los precios restringe la capacidad de los participantes de la industria para adoptar decisiones de inversión a largo plazo, dado que el rendimiento de las inversiones se vuelve impredecible.

Además, nuestro precio realizado del crudo depende de varios factores, tales como; los precios internacionales del crudo; los márgenes de refinación internacionales; los costos de procesamiento y distribución; los precios de los biocombustibles; la fluctuación de divisas; la oferta y la demanda locales; los márgenes nacionales en la refinación; la competencia; los inventarios; los impuestos locales y los márgenes nacionales para nuestros productos; entre otros.

Una caída sustancial o prolongada en los precios internacionales del petróleo crudo y sus derivados, podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio, resultados operativos y condición financiera; así como, en el valor de nuestras reservas y en el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A.

La volatilidad de los precios del petróleo y del gas podría perjudicar nuestros proyectos de inversión y planes de desarrollo.

En términos de inversiones, presupuestamos los gastos de capital relacionados con la exploración y desarrollo considerando, entre otros, los precios actuales y esperados del mercado local e internacional de nuestros productos de hidrocarburos.

Las caídas sustanciales o prolongadas en los precios internacionales del petróleo crudo o sus derivados pueden tener un impacto en nuestros planes de inversión. Asimismo, si los precios del crudo en el mercado interno bajan durante un periodo prolongado (o si los precios de ciertos productos no coinciden con los aumentos de costos), podríamos sufrir una disminución en la viabilidad económica de nuestros proyectos de perforación.

Adicionalmente, las caídas significativas en los precios del petróleo crudo y sus derivados podrían obligarnos a incurrir en gastos futuros por deterioro, reducir o alterar el plazo de nuestras inversiones de capital, lo cual podría afectar nuestras proyecciones de producción en el mediano plazo y nuestra estimación de reservas hacia el futuro.

Estos factores también podrían llevar a cambios en nuestros planes de desarrollo, lo que podría ocasionar una pérdida de reservas probadas desarrolladas y reservas probadas no desarrolladas, y, adicionalmente, podría afectar negativamente nuestra capacidad para mejorar nuestras tasas de recuperación de hidrocarburos; encontrar nuevas reservas; desarrollar recursos no convencionales y; llevar a cabo algunos de nuestros otros planes de gastos de capital. A su vez, dicho cambio en las condiciones podría tener un efecto adverso en nuestra condición financiera y en los resultados de operación. Adicionalmente, podría tener un impacto en nuestras hipótesis y estimaciones operativas y, como resultado, afectar el valor de recuperación de ciertos activos.

Estamos expuestos a los efectos de las fluctuaciones y regulaciones en los precios internos del petróleo y el gas.

La mayor parte de nuestros ingresos en Argentina y en México se derivan de las ventas de petróleo crudo y gas natural, en donde el precio interno del petróleo crudo ha fluctuado en el pasado no sólo debido a los precios internacionales, sino también a los impuestos locales; las condiciones macroeconómicas y; los márgenes de refinación.

Aunque la fluctuación en los precios del petróleo en Argentina y en México no ha reflejado perfectamente los cambios al alza o a la baja del precio internacional del petróleo, tales fluctuaciones han tenido un impacto en los precios locales para la comercialización del petróleo crudo. En caso de que el precio de referencia del crudo internacional descienda, y esto se refleje sustancialmente en el precio del mercado local del petróleo, lo cual está fuera de nuestro control, podría afectarse la viabilidad económica de nuestros proyectos, generando una pérdida de reservas como resultado de cambios en nuestros planes de desarrollo, nuestras hipótesis y estimaciones, y consecuentemente afectar el valor de recuperación de ciertos activos.

Adicionalmente, los precios que podemos fijar a nuestros productos de hidrocarburos se ven afectados por las regulaciones internas, tal como se describe en el apartado siguiente.

En caso de que los precios internos de ciertos productos disminuyan, se mantengan y/o se impongan limitaciones a las exportaciones, nuestra capacidad para mejorar las tasas de recuperación en hidrocarburos; encontrar nuevas reservas y; llevar a cabo otros planes de gastos de capital podría verse afectada negativamente, lo que a su vez podría tener un efecto adverso en nuestros resultados de operación.

No obstante que nuestra expectativa es mantener sustancialmente nuestros precios internos con respecto a los que prevalecen en los mercados internacionales, no podemos asegurar que otros factores que también son considerados en la determinación de nuestros precios, como los mencionados anteriormente, provoquen que nuestros precios locales no reflejen completamente los precios internacionales, afectando así nuestro negocio, resultados de operación y condición financiera.

Nuestros resultados de operación podrían verse afectados por las limitaciones en nuestra capacidad para aumentar los precios del petróleo y el gas.

Anteriormente, como resultado del desarrollo económico, político y regulatorio, los precios del petróleo crudo, y otros combustibles en Argentina han diferido significativamente de los mercados internacionales y regionales, y se ha puesto en duda la capacidad de aumentar o mantener dichos precios para ajustarse a las normas internacionales. Los precios internacionales del petróleo crudo y sus derivados han experimentado un descenso significativo desde la segunda mitad del año 2014.

El 11 de enero de 2017, la Secretaría de Energía de Argentina (“SE”), los productores y refinerías argentinas firmaron el “Acuerdo para la Transición a Precios Internacionales de la Industria Hidrocarburífera Argentina”, estableciendo un cronograma de precios con el objetivo de que el barril de petróleo producido en Argentina alcance paridad con los precios internacionales durante el transcurso del año 2017. Este acuerdo (bajo el cual se estableció un sistema de determinación y revisión de precios para 2017) mantuvo su vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017, habiendo logrado, con anterioridad a esa fecha, la convergencia de precios previamente mencionada. Por lo tanto, el entonces Ministerio de Energía y Minería de Argentina notificó a las partes del acuerdo que, de conformidad con el Art. 9 de dicho acuerdo y a partir del 1 de octubre de 2017, los compromisos asumidos a través de dicho acuerdo serían suspendidos. A la fecha de este reporte, los precios internos del crudo y combustible refinado en Argentina están determinados por las reglas de oferta y demanda.

Sin embargo, la inestabilidad macroeconómica a la que se enfrentan los mercados emergentes y, en particular, Argentina, ha afectado al sector del petróleo y el gas. El hecho de que los precios de los combustibles derivados del petróleo crudo al consumidor final en el mercado interno se fijen en moneda local y que las empresas refinadoras no hayan podido, en cierta medida, trasladar la devaluación del Peso Argentino (“ARS”) a los distribuidores, han dado lugar a una reducción de los precios del petróleo crudo denominados en US. Del mismo modo, si bien los precios del gas natural en Argentina están denominados en US, las tarifas de los servicios pagados por los usuarios finales están denominadas en ARS, lo cual ha dado lugar a una reducción de los precios del gas natural denominado en US, al no poder trasladarse el impacto de la devaluación del ARS al usuario final.

Adicionalmente, entre el 1 de mayo de 2018 y el 1 de octubre de 2018, el precio del Brent aumentó de aproximadamente US 73.1 a US 85.0 por barril. El 3 de septiembre de 2018, de conformidad con el Decreto N°793/2018, el Gobierno argentino introdujo un derecho de exportación del 12% estableciendo que tal derecho de exportación no podrá exceder de 4 ARS/US, reduciendo así la paridad de las exportaciones y afectando los precios del petróleo crudo en el mercado interno. Si bien los productores de petróleo han podido mantener los precios en US relativamente estables durante el segundo, tercero y cuarto trimestre de 2018, no percibieron beneficios relativos en virtud del aumento en el precio del Brent, en el segundo y tercer trimestre de 2018 ni se han visto afectados por su disminución en el cuarto trimestre de 2018.

Asimismo, en el marco de una abrupta variación del tipo de cambio, el Gobierno argentino emitió el Decreto de Necesidad y Urgencia N°566/2019 (el “Decreto 566”). Dicho Decreto dispuso el congelamiento de los precios para las entregas de petróleo crudo en el mercado local, a la vez que fijó un tope al precio de naftas y gasoil comercializados, en todas sus calidades, por empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas, en todos los canales de venta, por un plazo de noventa días corridos desde el 16 de agosto de 2019.

Sin perjuicio de ello, a finales de agosto de 2019, el Gobierno argentino modificó el Decreto 566, a través del Decreto de Necesidad y Urgencia N°601/2019 (el “Decreto 601”) a los efectos de (i) excluir del alcance de lo dispuesto en el Decreto 566 a las transacciones comerciales que no tengan como destino final el abastecimiento de combustibles por pico de surtidor en bocas de expendio (“estaciones de servicio”) y; (ii) aumentar el tipo de cambio de referencia contemplado para el cálculo del precio al cual deben cancelarse las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local (aumentando un 3.3% el tipo de cambio de referencia a 46.69 ARS/US y un precio de referencia Brent de 59US/bbl).

A mediados de septiembre de 2019, la SE dictó la Resolución N°557/2019 originada a partir del incremento de precios de referencia internacionales y tendiente a amortiguar los eventuales impactos futuros de traslado a precios en estaciones de servicio, de las variaciones del tipo de cambio y de precios del crudo. La Resolución N°557/2019, por su parte, determina que durante el plazo de vigencia establecido por el Decreto 601, el tipo de cambio de referencia a ser aplicado para el cálculo del precio será de 49.30 ARS/US, equivalente a un 5.58% de incremento sobre el valor de referencia vigente, y un precio de referencia Brent de 59 US/bbl, y asimismo, que los precios de naftas y gasoil comercializados en todas sus calidades que tengan como destino final el abastecimiento de combustibles en estaciones de servicio, podrán incrementarse en hasta 4% respecto de los precios vigentes al 9 de agosto de 2019.

Finalmente Vista informó que el día 20 de agosto de 2019 se presentó en los tribunales federales contencioso administrativos competentes para demandar la anulación de los efectos del Decreto 566, solicitando en forma cautelar la inmediata suspensión de los artículos que impusieron precios máximos a la venta de petróleo crudo en el mercado argentino y la obligación de abastecerlo, todo ello con el objeto de evitar que se consumen los perjuicios que dicho decreto tendría sobre las operaciones y los resultados financieros de Vista. Con fecha 3 diciembre de 2019, la Compañía desistió de la medida cautelar.

A la fecha ha finalizado el período de vigencia del Decreto 566, Decreto 601 y la Resolución 557.

Anteriormente, el Gobierno mexicano ha impuesto controles de precios en las ventas de gas natural, líquidos del gas natural, gasolina, diésel, gasóleo para uso interno, petróleo, fuelóleo y otros productos. Aunque a la fecha de este reporte los precios de venta de la gasolina y el diésel son determinados por el libre mercado, el Gobierno mexicano podría imponer controles adicionales de precios en el mercado interno en el futuro. No podemos asegurar que podremos mantener o aumentar el precio nacional de nuestros productos, y nuestra incapacidad para hacerlo podría afectar adversamente nuestras operaciones, flujos de caja y/o expectativas.

Nuestras operaciones están sujetas a una extensa y cambiante regulación en los países en los que operamos.

La industria del petróleo y el gas está sujeta a una amplia regulación y control por parte de los gobiernos en los que compañías como la nuestra realizan operaciones, incluyendo leyes, reglamentos y normas promulgadas por los gobiernos federales, estatales, provinciales y locales. Estas regulaciones se refieren a la adjudicación de áreas de exploración y desarrollo; controles de producción y exportación; requisitos de inversión; impuestos; controles de precios y aspectos ambientales; entre otros. En consecuencia, nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones regulatorias y políticas prevalecientes en los países en los que operamos y de nuestros resultados de operación.

No podemos asegurar que los cambios en las leyes y en la regulación aplicable, o las interpretaciones judiciales o administrativas de dichas leyes y regulaciones, no afectarán adversamente nuestros resultados de operación. Del mismo modo, no podemos asegurar que las futuras políticas gubernamentales no afectarán negativamente a la industria del petróleo y el gas.

Tampoco podemos asegurar que las concesiones se extenderán en el futuro como resultado de la revisión por parte de las entidades controladoras de los planes de inversión presentados para su análisis o que no se impondrán requisitos adicionales para obtener prórrogas de permisos y/o concesiones.

Además, no se puede garantizar que las regulaciones o impuestos (incluyendo las regalías) promulgados por las Provincias o estados en los que operamos no entren en conflicto con las leyes y/o cualquier otra norma federal, y que dichos impuestos o regulaciones no afecten negativamente nuestros resultados de operación o nuestra condición financiera.

Argentina

La industria de hidrocarburos en Argentina está ampliamente regulada a nivel nacional, local y municipal en materias que incluyen el otorgamiento de permisos de exploración y concesiones de explotación; inversiones; regalías; controles de precios; restricciones a la exportación y; obligaciones de suministro en el mercado interno.

El Gobierno argentino está facultado para diseñar e implementar la política energética federal, y ha utilizado estos poderes antes para establecer restricciones a la exportación sobre la libre disposición de hidrocarburos y los ingresos de exportación e imponer aranceles a las exportaciones, para inducir a las empresas privadas a celebrar acuerdos de precios con el gobierno o, más recientemente, para

imponer acuerdos de precios entre productores y refinerías o crear programas de incentivos fiscales para promover el aumento de la producción.

Las controversias jurisdiccionales entre el gobierno federal y local no son poco comunes. Dichas controversias, restricciones a la exportación u otras medidas impuestas por las autoridades argentinas podrían tener un efecto material adverso en nuestros negocios futuros, situación financiera, resultados de operación, flujos de caja y/o prospectos y, como consecuencia, el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A.

México

Nuestras licencias de E&P son válidas por 30 años y pueden renovarse por hasta dos períodos adicionales de hasta 5 años cada uno, sujeto a los términos y condiciones establecidos en los contratos respectivos. El poder y la autoridad para extender el plazo de los contratos existentes y futuros corresponde a la CNH. Para que un contrato de licencia de E&P sea elegible para una extensión, el operador debe (i) cumplir con los términos de dichos contratos; (ii) presentar una propuesta enmienda al plan de desarrollo y; (iii) comprometerse a mantener una producción regular sostenida en el periodo de extensión.

No podemos garantizar que la CNH renovará nuestros contratos en el futuro, basado en los planes de inversión que presentaremos a tal efecto, que dicha autoridad no impondrá requisitos adicionales para la renovación de dichos contratos, o que continuaremos teniendo una buena relación comercial con las nuevas y futuras administraciones.

Nuestro negocio requiere importantes inversiones de capital y costos de mantenimiento.

La industria del petróleo y el gas natural requiere grandes inversiones en bienes de capital. Realizamos y esperamos continuar realizando importantes inversiones de capital relacionadas con proyectos de desarrollo y adquisición, con el fin de mantener o incrementar el monto de nuestras reservas de hidrocarburos, incurriendo en importantes costos de mantenimiento.

Hemos financiado, y esperamos seguir financiando, nuestros gastos de capital con efectivo generado por las operaciones existentes; sin embargo, nuestras necesidades de financiamiento pueden requerir que modifiquemos o aumentemos sustancialmente nuestra capitalización mediante la emisión de títulos de deuda o de capital o la venta de activos. No podemos garantizar que podremos mantener nuestros niveles actuales de producción y generar suficiente flujo de caja o bien que tendremos acceso a suficientes préstamos u otras alternativas de financiamiento para continuar con nuestras actividades de exploración, explotación y producción en los niveles actuales o superiores.

Además, la contratación de deuda adicional requeriría que una porción de nuestro flujo de caja proveniente de las operaciones sea utilizada para el pago de intereses y capital de nuestra deuda, reduciendo así nuestra capacidad de utilizar el flujo de caja proveniente de las operaciones para financiar capital de trabajo, gastos de capital y adquisiciones. El monto real y el calendario de nuestros futuros gastos de capital pueden diferir considerablemente de nuestras estimaciones como resultado de diversos factores, incluyendo los precios del petróleo y del gas natural; los resultados reales de las perforaciones; la disponibilidad de las plataformas de perforación y otros servicios y equipos; y los desarrollos regulatorios, tecnológicos y competitivos. Es posible que reduzcamos nuestros gastos reales de capital en respuesta a los menores precios de los productos básicos, lo que afectaría negativamente nuestra capacidad para aumentar la producción.

Si nuestros ingresos disminuyen como consecuencia de la disminución en los precios del petróleo y el gas natural, dificultades operativas, disminuciones en las reservas o por cualquier otra razón, es posible que tengamos una capacidad limitada para obtener el capital necesario para mantener nuestras operaciones a los niveles actuales. Si se necesita capital adicional, es posible que no podamos obtener financiamiento de deuda o capital en condiciones aceptables para nosotros. Si el flujo de caja generado por nuestras operaciones no es suficiente para cumplir con nuestros requerimientos de capital, la falta de obtención de financiamiento adicional podría resultar en una reducción de nuestras operaciones relacionadas con el desarrollo de nuestras propiedades. Esto, a su vez, podría conducir a una disminución en la producción, y podría afectar materialmente y de manera adversa nuestro negocio, nuestra situación financiera y los resultados de operación, y el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A podría disminuir.

A menos que reemplacemos nuestras reservas existentes de petróleo y gas, el volumen de las mismas disminuirá con el tiempo.

La producción de yacimientos de petróleo y gas disminuye a medida que las reservas se agotan, con un rango de disminución que depende de las características de las reservas, y la cantidad disponible de reservas disminuye a medida que éstas se producen y consumen.

El nivel futuro de las reservas de petróleo y gas, así como el nivel de producción y, por lo tanto, de nuestros ingresos y flujos de caja, dependen de nuestra capacidad para desarrollar las reservas actuales y para encontrar o adquirir reservas recuperables para ser desarrolladas.

Es posible que no podamos identificar yacimientos comercialmente explotables, completar o producir más reservas de petróleo y gas, y los pozos que planeamos perforar pueden no resultar en el descubrimiento o producción de petróleo o gas natural. Si no podemos reponer la producción, el valor de nuestras reservas disminuirá y nuestra condición financiera, los resultados de operación, el flujo de caja y el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A podrían verse afectados negativamente.

Las estimaciones sobre las reservas de petróleo y gas se basan en supuestos que podrían ser inexactos.

Al 31 de diciembre de 2019 la información relativa a nuestras reservas probadas deriva del reporte de reservas preparado por un tercero experto, DeGolyer & MacNaughton (“DG&MN”) con fecha 6 de febrero de 2020. Aunque se clasifican como reservas probadas, las estimaciones de reservas establecidas en el reporte de reservas del 2019 se basan en ciertos supuestos entre las que se incluyen los precios del petróleo. Las mismas han sido determinadas de acuerdo con los lineamientos establecidos por SEC, así como los gastos futuros y otras suposiciones económicas (incluyendo intereses, regalías e impuestos), según la información preparada por nosotros, en cada caso según lo establecido en el reporte de reservas 2019.

El proceso de estimación comienza con una revisión inicial de los activos por parte de geofísicos, geólogos e ingenieros. Un especialista en reservas garantiza la integridad e imparcialidad de las estimaciones mediante la supervisión y el apoyo de los equipos técnicos encargados de preparar las estimaciones de la reserva. Mantenemos un equipo interno de ingenieros de petróleo y profesionales de geociencias que trabajan estrechamente con nuestros ingenieros de reservas independientes para asegurar la integridad, exactitud y puntualidad de los datos proporcionados a nuestros ingenieros de reservas independientes en su proceso de estimación y que tienen conocimiento de las propiedades específicas bajo evaluación. Nuestro Director de Operaciones es el principal responsable de supervisar la preparación de los estimados de nuestras reservas y del control interno de los mismos.

La ingeniería de reservas es un proceso objetivo para estimar las acumulaciones en el subsuelo, pero implica un cierto grado de incertidumbre. Así mismo dependen de la calidad de los datos de ingeniería y geología en la fecha de la estimación y de la manera en que se interpreta.

Muchos de los factores, supuestos y variables involucrados en la estimación de las Reservas Probadas están fuera de nuestro control y, con el tiempo, están sujetos a cambios. Por consiguiente, las medidas de las reservas no son precisas y están sujetas a revisión. Cualquier revisión a la baja en nuestras cantidades estimadas de Reservas Probadas podría tener un impacto adverso en nuestra condición financiera y en los resultados de operación y, en última instancia, tener un efecto material adverso en el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A.

Adicionalmente, la ingeniería de reservas es un proceso subjetivo para estimar las acumulaciones de petróleo y gas que no se pueden medir con precisión, y las estimaciones de otros ingenieros pueden diferir considerablemente.

Una serie de supuestos e incertidumbres son inherentes a la estimación de las cantidades que componen las Reservas Probadas de petróleo y gas, incluyendo la proyección de la producción; el tiempo y el monto de los gastos de desarrollo; las pruebas y la producción después de la fecha de las estimaciones; la calidad de los datos geológicos; técnicos y económicos disponibles y su interpretación y juicio; el rendimiento de la producción de los yacimientos; los desarrollos tales como las adquisiciones y disposiciones; los nuevos descubrimientos y ampliaciones de los yacimientos existentes y; la aplicación de técnicas mejoradas de recuperación y los precios del petróleo y del gas, muchos de los cuales se encuentran fuera de nuestro control y están sujetos a cambios con el tiempo.

Como resultado, los estimados de reservas podrían ser materialmente diferentes de los montos que se extraen finalmente, y si dichos montos son significativamente menores que los estimados iniciales de reservas, podría resultar en un efecto material adverso en nuestro desempeño financiero, resultados operativos y el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A.

Es posible que no podamos adquirir, desarrollar o explotar nuevas reservas lo cual podría afectar de manera adversa nuestra situación financiera y nuestros resultados de operación.

Nuestro éxito en el futuro depende en gran medida de nuestra capacidad para producir petróleo y gas a partir de las reservas existentes, y para descubrir y explotar reservas adicionales de petróleo y gas. A menos que tengamos éxito en nuestra exploración de las reservas de petróleo y gas, y en su desarrollo, o que de otra manera adquiramos reservas adicionales, nuestras reservas mostrarían una disminución general de petróleo y gas mientras continúe la producción de petróleo y gas.

Las actividades de perforación también están sujetas a numerosos riesgos y pueden implicar esfuerzos no rentables, no sólo con respecto a los pozos secos sino también con respecto a los pozos que son productivos pero que no producen suficientes ingresos netos para obtener ganancias después de cubrir los costos de perforación y otros costos operativos. La terminación de un pozo no asegura el retorno de la inversión ni la recuperación de los costos de perforación, terminación y costos de operación.

No hay garantía de que nuestras futuras actividades de exploración y desarrollo tengan éxito, ni de que podamos implementar nuestro programa de inversión de capital para adquirir reservas adicionales, ni de que podamos explotar económicamente estas reservas. Dichos eventos afectarían adversamente nuestra condición financiera y los resultados de operación, y el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A podría disminuir.

La falta de disponibilidad de transporte puede limitar nuestra posibilidad de aumentar la producción de hidrocarburos y puede afectar adversamente nuestra condición financiera y los resultados de las operaciones.

Nuestra capacidad para explotar nuestras reservas de hidrocarburos depende en gran medida de la disponibilidad de infraestructura de transporte en condiciones comercialmente aceptables para transportar los hidrocarburos producidos a los mercados en los que se venden. Generalmente, el petróleo es transportado por oleoductos y camiones cisterna hasta las refinerías, y el gas es transportado generalmente por gasoductos hasta los clientes. La falta de infraestructura de almacenamiento, o de cargos adecuados o alternativas, o de capacidad disponible en los sistemas de transporte de hidrocarburos de largo alcance existentes, puede afectar adversamente nuestra condición financiera y los resultados de las operaciones.

El desarrollo en la industria del petróleo y del gas y otros factores pueden resultar en reducciones sustanciales del valor de libros de algunos de nuestros activos, lo que podría afectar negativamente nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones.

Anualmente, o cuando las circunstancias lo requieren, evaluamos el valor contable de nuestros activos en busca de posibles pérdidas por deterioro. Nuestras pruebas de deterioro se realizan comparando el importe en libros de una unidad generadora de efectivo con su importe recuperable. Cuando el importe recuperable es inferior a su importe en libros, se reconoce una pérdida por deterioro del valor para reducir el importe en libros a su importe recuperable.

Los cambios económicos, regulatorios, comerciales o políticos en Argentina, México u otros mercados en los que operemos, tales como la liberalización de los precios de los combustibles y la disminución significativa de los precios internacionales del petróleo crudo y del gas en los últimos años, entre otros factores, pueden resultar en el reconocimiento de cargos por deterioro en algunos de nuestros activos.

Las perforaciones de exploración y desarrollo pueden no resultar en reservas productivas comerciales.

La perforación implica numerosos riesgos, incluyendo la posibilidad de no encontrar acumulaciones de petróleo o gas comercialmente productivos. El costo de perforar, completar y operar pozos es a menudo incierto y las operaciones de perforación pueden ser reducidas, retrasadas o canceladas, o pueden resultar más costosas, como resultado de una variedad de factores, incluyendo: (i) condiciones de perforación inesperadas; (ii) presión inesperada o irregularidades en las formaciones; (iii) fallas de equipos o accidentes; (iv) retrasos

en la construcción; (v) accidentes o fallos en la estimulación de fracturas; (vi) condiciones climáticas adversas; (vii) acceso restringido a la tierra para la perforación o instalación de tuberías; (viii) defectos de título; (ix) falta de instalaciones disponibles para la recolección, transporte, procesamiento, fraccionamiento, almacenamiento, refinación o exportación; (x) falta de capacidad disponible en las interconexiones de los gasoductos de transmisión; (xi) el acceso, el costo y la disponibilidad de los equipos, servicios, recursos y personal necesarios para completar nuestras actividades de perforación, terminación y operación; y (xii) demoras impuestas por o como resultado del cumplimiento de regulación ambiental y otros requisitos gubernamentales o regulatorios.

Nuestras actividades futuras de perforación podrían no ser exitosas y, si no lo son, nuestras reservas y producción probadas disminuirían, lo cual podría tener un efecto adverso en nuestros resultados futuros de operaciones y condición financiera. Mientras que toda perforación, ya sea de desarrollo, de extensión o exploratoria, implica estos riesgos, la perforación exploratoria y de extensión implica mayores riesgos de pozos secos o de no encontrar cantidades comerciales de hidrocarburos.

Nuestras operaciones y actividades de perforación se concentran en áreas de alta actividad industrial como la cuenca neuquina en Argentina, lo que puede afectar nuestra capacidad de obtener el acceso al personal, equipos, servicios, recursos e instalaciones necesarios para completar nuestras actividades de desarrollo según lo planeado o resultar en mayores costos; dicha concentración también nos hace vulnerables a los riesgos asociados con la operación en un área geográfica limitada.

Al 31 de diciembre del 2019, la mayoría de nuestras propiedades productoras y el total de Reservas Probadas estimadas estaban concentradas geográficamente en la cuenca neuquina ubicada en Argentina. Una parte sustancial de nuestras operaciones y actividades de perforación se concentran en áreas de dichas cuencas donde la actividad de la industria es alta.

Como resultado, la demanda de personal; equipos; energía; servicios y; recursos puede aumentar en el futuro, así como los costos de estos artículos. Cualquier retraso o incapacidad para asegurar el personal, equipo, energía, servicios y recursos podría resultar en que la producción de petróleo, líquidos del gas natural y gas esté por debajo de nuestros volúmenes previstos. Además, cualquier efecto negativo en los volúmenes de producción, o aumentos significativos en los costos, podría tener un efecto material adverso en nuestros resultados de operación, flujo de caja y rentabilidad.

Como resultado de esta concentración, podemos estar desproporcionadamente expuestos al impacto de retrasos o interrupciones de las operaciones o de la producción en esta área causadas por factores externos tales como la regulación gubernamental, políticas estatales, limitaciones del mercado, escasez de agua y/o arena y/o condiciones climáticas extremas.

Nuestras operaciones dependen sustancialmente de la disponibilidad de agua y de nuestra capacidad para eliminarla de la producción obtenida de las actividades de perforación y producción. Las restricciones a nuestra capacidad para obtener agua o disponer de agua producida pueden tener un efecto material adverso en la condición financiera, resultados de operación y flujos de caja.

El agua es un componente esencial de los procesos de perforación y de fracturación hidráulica. Las limitaciones o restricciones en nuestra capacidad para asegurar cantidades suficientes de agua (incluyendo las limitaciones resultantes de causas naturales como la sequía), podrían afectar materialmente y de manera adversa nuestras operaciones.

Las condiciones de sequía severa pueden resultar en que los distritos locales tomen medidas para restringir el uso del agua para la perforación y fracturación hidráulica, con el fin de proteger el suministro de agua local. Si no podemos obtener agua para utilizarla en nuestras operaciones de fuentes locales, es posible que sea necesario obtenerla de nuevas fuentes y transportarla a los sitios de perforación, lo que resultaría en un aumento en los costos, lo que podría tener un efecto material adverso en nuestra condición financiera, resultados de operación y flujos de caja.

Nuestro plan de negocios incluye futuras actividades de perforación para obtener petróleo y gas no convencionales y de no ser capaces de adquirir y utilizar correctamente las nuevas tecnologías necesarias, así como de obtener financiamiento y/o socios, nuestro negocio puede verse afectado.

Nuestra capacidad para ejecutar y llevar a cabo nuestro plan de negocios depende de nuestra capacidad para obtener financiamiento a un costo y condiciones razonables. Hemos identificado oportunidades de perforación y prospectos para futuras perforaciones

relacionadas con reservas no convencionales de petróleo y gas, tales como el petróleo y gas *shale* en la formación de Vaca Muerta. Estas oportunidades y prospectos de perforación representan la parte más importante de nuestros planes de perforación para el futuro.

Nuestra capacidad para perforar y desarrollar nuestro plan de negocios en tales oportunidades depende de varios factores, incluyendo las condiciones estacionales, las aprobaciones regulatorias, las negociaciones de acuerdos con terceros, los precios de los productos básicos, los costos, la disponibilidad de equipos, servicios y personal, y los resultados de las perforaciones. Además, nuestras ubicaciones potenciales de perforación se encuentran en varias etapas de evaluación, que van desde ubicaciones que están listas para perforar hasta ubicaciones que requerirán un análisis adicional sustancial.

No podemos predecir con antelación a la perforación y las pruebas si un lugar de perforación en particular producirá petróleo o gas natural en cantidades suficientes para recuperar los costos de perforación o terminación o para ser económicamente viable. El uso de tecnologías y el estudio de campos de producción en la misma zona no nos permitirá saber, con anterioridad a la perforación y de forma concluyente si habrá petróleo o gas natural o, si hay, si habrá petróleo o gas natural en cantidades suficientes para ser económicamente viables. Incluso, si existen cantidades suficientes de petróleo o gas natural, podemos dañar la formación de hidrocarburos potencialmente productivos o experimentar dificultades mecánicas mientras perforamos o completamos el pozo, posiblemente resultando en una reducción en la producción del pozo o en el abandono del mismo.

Si perforamos pozos adicionales que identificamos como pozos secos en nuestras ubicaciones de perforación actuales y futuras, nuestra tasa de éxito de perforación podría disminuir y perjudicar materialmente nuestro negocio. Además, las tasas de producción iniciales reportadas por nosotros u otros operadores pueden no ser indicativas de tasas de producción futuras o a largo plazo. Además, la perforación y explotación de dichas reservas de petróleo y gas depende de nuestra capacidad para adquirir la tecnología necesaria, contratar personal y/u otros recursos para la extracción, de la obtención de financiamiento y socios para desarrollar dichas actividades.

Debido a estas incertidumbres, no podemos ofrecer ninguna garantía en relación con, la sustentabilidad de estas actividades de perforación, ni que dichas actividades de perforación eventualmente resultarán en Reservas Probadadas, o que podremos cumplir con nuestras expectativas de éxito, lo cual podría afectar negativamente nuestros niveles de producción, condición financiera y resultados de operación.

La legislación sobre el cambio climático o las regulaciones que restringen las emisiones de gases de efecto invernadero ("GEI") y los marcos legales que promueven un aumento en la participación de las energías procedentes de fuentes renovables podrían tener un impacto significativo en nuestra industria y resultar en un aumento de los costos operativos y una reducción de la demanda de petróleo y gas natural que producimos.

En diciembre de 1993, Argentina aprobó la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático ("CMNUCC") mediante la Ley N°24,295. La CMNUCC, que entró en vigor el 21 de marzo de 1994, permite estabilizar las concentraciones de GEI en la atmósfera a un nivel que impida interferencias antropogénicas peligrosas en el sistema climático.

El 16 de febrero de 2005 entró en vigor el Protocolo de Kioto de la CMNUCC (el "Protocolo"). Este Protocolo tiene por objeto reducir las emisiones de GEI (dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, hidrofluorocarbonos, perfluorocarbonos y hexafluoruro de azufre) en la atmósfera. Como consecuencia de la ratificación de la Enmienda de Doha al Protocolo, el mismo estará en vigor hasta 2020.

Argentina aprobó el Protocolo a través de la Ley N°25,438 sancionada el 20 de junio de 2001, y la Enmienda de Doha a través de la Ley N°27,137 sancionada el 29 de abril de 2015.

La Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de 2015 adoptó por consenso el Acuerdo de París. El acuerdo trata de las medidas de reducción de las emisiones de GEI, establece objetivos para limitar los aumentos de la temperatura global y exige a los países que revisen y "representen una progresión" en sus contribuciones determinadas a nivel nacional, que al menos establecen objetivos de reducción de emisiones. El 5 de octubre de 2016 se alcanzó el umbral para la entrada en vigor del Acuerdo de París. Los tratados internacionales, junto con una mayor conciencia pública en relación con el cambio climático, pueden dar lugar a una mayor regulación para reducir o mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero. En virtud de la Ley N°27,270, sancionada el 1 de septiembre de 2016, Argentina aprobó el Acuerdo de París.

Por otra parte, la Ley N°26,190, modificada y complementada por la Ley N°27,191 y sus decretos de aplicación, estableció un marco legal que promueve el aumento de la participación de las energías provenientes de recursos renovables en el consumo eléctrico en Argentina. Todos los usuarios de electricidad deben contribuir a este objetivo.

De acuerdo con la Ley N°27,191, al 31 de diciembre de 2017, el 8% de la energía eléctrica consumida debe provenir de fuentes renovables, alcanzando el 20% al 31 de diciembre de 2025. Dicha Ley establece 5 etapas para alcanzar tal objetivo: (i) 8% para el 31 de diciembre de 2017; (ii) 12% para el 31 de diciembre de 2019; (iii) 16% para el 31 de diciembre de 2021; (iv) 18% para el 31 de diciembre de 2023; y (v) 20% para el 31 de diciembre de 2025. Es en este marco que el Gobierno argentino lanzó los programas RenovAr.

Los efectos sobre la industria petrolera relacionados con el cambio climático y las regulaciones y regímenes resultantes que promueven fuentes de energía alternativas también pueden incluir la disminución de la demanda de nuestros productos a largo plazo. Cualquier efecto adverso material a largo plazo en la industria petrolera podría afectar negativamente los aspectos financieros y operativos de nuestro negocio, mismos que no podemos predecir con certeza en este momento.

El cumplimiento de las regulaciones relacionadas con el cambio climático, incluyendo las derivadas de la aplicación de los tratados internacionales puede, aumentar, en el futuro, el costo de operación y mantenimiento de nuestras instalaciones, establecer nuevos controles de emisiones en nuestras plantas y administrar y gestionar cualquier programa de emisiones de gases de efecto invernadero. La generación de ingresos y las oportunidades de crecimiento estratégico también pueden verse afectadas negativamente.

Los efectos sobre la industria petrolera relacionados con el cambio climático y las regulaciones resultantes también pueden provocar la disminución de la demanda de nuestros productos a largo plazo. Además, una mayor regulación en relación con la emisión de GEI puede crear mayores incentivos para el uso de fuentes de energía alternativas. Cualquier efecto adverso material a largo plazo en la industria petrolera podría afectar negativamente los aspectos financieros y operativos de nuestro negocio, que no podemos predecir con certeza en este momento.

El cambio climático podría afectar nuestros resultados de operación y estrategia.

El cambio climático plantea nuevos retos y oportunidades para nuestro negocio. Una regulación ambiental más estricta puede resultar en la imposición de costos asociados con las emisiones de GEI, ya sea a través de los requisitos de los organismos ambientales relacionados con las iniciativas de mitigación o a través de otras medidas regulatorias como la imposición de impuestos sobre las emisiones de gases de efecto invernadero y la creación en el mercado de limitaciones sobre las emisiones de gases de efecto invernadero que tienen el potencial de aumentar nuestros costos de operación.

Los riesgos asociados al cambio climático también podrían manifestarse en, las dificultades de acceso al capital debido a problemas de imagen pública con los inversionistas; cambios en el perfil de los consumidores; un menor consumo de combustibles fósiles y; transiciones energéticas en la economía mundial, como el aumento del uso de vehículos eléctricos. Estos factores podrían tener un impacto negativo en la demanda de nuestros productos y servicios y podrían poner en peligro o incluso perjudicar la implementación y operación de nuestro negocio, afectando negativamente nuestros resultados operativos y financieros y limitando nuestras oportunidades de crecimiento.

Nuestras operaciones pueden presentar riesgos para el medio ambiente, y cualquier cambio en la regulación ambiental podría dar lugar a un aumento en nuestros costos de operación.

Algunas de nuestras operaciones están sujetas a riesgos ambientales que podrían materializarse de manera inesperada y podrían tener un impacto material adverso en nuestra condición financiera y en los resultados de operación, tales como, el riesgo de lesiones; muerte; daños ambientales y gastos de reparación; daños a nuestros equipos; responsabilidad civil y/o acciones administrativas. No es posible asegurar que los problemas ambientales futuros no resulten en aumentos en los costos que podrían tener un efecto material adverso en nuestra condición financiera y en los resultados de operación.

Además, estamos sujetos a una extensa regulación ambiental en Argentina y México. Las autoridades locales de los países en los que operamos podrían imponer nuevas leyes y reglamentos ambientales, lo que podría obligarnos a incurrir en mayores costos para cumplir con las nuevas normas. La imposición de medidas regulatorias más estrictas y de requisitos de permisos en los países en los que operemos podría dar lugar a un aumento significativo de nuestros costos operativos.

No podemos predecir el impacto general que la promulgación de nuevas leyes o reglamentos ambientales podría tener en nuestros resultados financieros, resultados de operación y flujo de caja.

Asimismo, las actividades relacionadas con el petróleo y el gas están sujetas a importantes riesgos económicos, ambientales y operativos, algunos de los cuales están fuera de nuestro control, tales como, riesgos en términos de producción, equipo y transporte, así como desastres naturales y otras incertidumbres, incluyendo aquellos relacionados con las características de los yacimientos de gas terrestres o marinos.

Nuestras operaciones pueden retrasarse o cancelarse como resultado de condiciones climáticas deficientes; dificultades mecánicas; demoras o falta de suministro en la entrega de equipos; cumplimiento con las regulaciones gubernamentales; incendios; explosiones; fallas en los oleoductos; formaciones anormales y; riesgos ambientales, tales como derrames de petróleo; fugas de gas; rupturas o liberación de gases tóxicos. Si estos riesgos se materializan, es posible que suframos daño reputacional, pérdidas operativas sustanciales o interrupciones en nuestras operaciones. Perforar puede no ser rentable, no sólo para pozos secos, sino también para pozos que son productivos pero que no producen suficientes retornos netos después de perforar.

Las condiciones climáticas adversas pueden afectar negativamente nuestros resultados de operación y nuestra capacidad para realizar operaciones de perforación.

Las condiciones climáticas adversas pueden provocar, entre otras cosas, aumentos de costos, retrasos en las perforaciones, cortes de energía, paros en la producción y dificultades en el transporte del petróleo y el gas. Cualquier disminución en nuestra producción de petróleo y gas podría tener un efecto material adverso en nuestro negocio, condición financiera o resultados de operación.

Las medidas de conservación y los avances tecnológicos pueden llevar a una disminución de la demanda de petróleo.

Las medidas de conservación de combustible, la demanda de combustibles alternativos y los avances en las tecnologías de ahorro de combustible y generación de energía pueden llevar a una disminución de la demanda de petróleo. Cualquier cambio en la demanda de petróleo podría tener un efecto material adverso en nuestra condición financiera, resultados de operación o flujos de caja.

La escasez y los aumentos en el costo de las máquinas perforadoras y del equipo relacionado con la extracción de petróleo y gas, los suministros, el personal y los servicios pueden afectar negativamente nuestra capacidad para ejecutar nuestros planes de negocios y de desarrollo.

La demanda de máquinas perforadoras, oleoductos y otros equipos y suministros, así como de personal calificado con experiencia en la perforación y terminación de pozos y en operaciones de campo, incluidos geólogos, geofísicos, ingenieros y otros profesionales, tiende a fluctuar significativamente, por lo general junto con los precios del petróleo, lo que da lugar a una escasez temporal.

Nuestras operaciones comerciales dependen en gran medida de nuestras instalaciones de producción.

Una parte importante de nuestros ingresos depende de nuestras principales instalaciones de producción de petróleo y gas *in sitio*. Si bien creemos que mantenemos una cobertura de seguro adecuada y medidas de seguridad apropiadas con respecto a dichas instalaciones, cualquier daño material, accidente y/u otra alteración en dichas instalaciones de producción podría tener un efecto material adverso en nuestra capacidad de producción, condición financiera y resultados de operación.

Nuestras operaciones están sujetas a riesgos sociales.

Nuestras actividades están sujetas a riesgos sociales, incluyendo potenciales protestas de las comunidades que rodean las operaciones de la plataforma correspondiente. Aunque estamos comprometidos a operar de manera socialmente responsable, es posible que

enfrentemos la oposición de las comunidades locales con respecto a proyectos actuales y futuros en las jurisdicciones en las que operamos y que puedan operar en el futuro, lo cual podría afectar negativamente nuestro negocio, los resultados de operación y nuestro desempeño financiero.

Nuestra industria se ha vuelto cada vez más dependiente de las tecnologías digitales para llevar a cabo sus operaciones diarias.

A medida que ha aumentado la dependencia de las tecnologías digitales, también han aumentado en todo el mundo los incidentes cibernéticos, incluidos los ataques deliberados o los acontecimientos no intencionados. Las tecnologías, sistemas y redes que podamos implementar en el futuro, así como las de nuestros proveedores, pueden ser objeto de ciberataques o fallas en la seguridad de los sistemas de información, lo que podría conducir a interrupciones en sistemas industriales críticos, la divulgación no autorizada de información confidencial o protegida, la corrupción de datos y/u otras interrupciones de nuestras operaciones.

Además, es posible que algunos incidentes cibernéticos, como la amenaza persistente avanzada, no se detecten durante un periodo prolongado de tiempo. No podemos asegurar que los incidentes cibernéticos no ocurrirán en el futuro y que nuestras operaciones y/o nuestro desempeño financiero no se verán afectados.

En los últimos años, los riesgos para la seguridad de la información han aumentado en general como resultado de la proliferación de nuevas tecnologías y de la mayor sofisticación y actividad de los ciberataques. Dependemos de la tecnología digital, incluyendo sistemas de información para procesar datos financieros y operativos, analizar información sísmica y de perforación y estimaciones de reservas de petróleo y gas. Hemos ido conectando cada vez más equipos y sistemas a Internet.

Debido a la naturaleza crítica de su infraestructura y a la mayor accesibilidad que permite la conexión a Internet, pueden enfrentarse a un mayor riesgo de ciberataque. En caso de tal ataque, nuestras operaciones comerciales podrían sufrir interrupciones, daños materiales, robo de información de clientes, experimentar una pérdida sustancial de ingresos, costos de respuesta y otras pérdidas financieras; y estar sujetos a un aumento de los litigios y daños a su reputación. Un ataque cibernético podría afectar negativamente nuestro negocio, los resultados de operación y la situación financiera.

Nuestra relación con las autoridades federales, nacionales, provinciales, municipales y estatales es importante para nuestro negocio.

Debido a la naturaleza de nuestros negocios, tenemos una extensa relación con las autoridades federales, nacionales, provinciales, municipales y estatales en los lugares donde realizamos nuestros negocios. Aunque creemos que tenemos buenas relaciones con las autoridades competentes, estas relaciones podrían verse afectadas negativamente en el futuro, lo cual podría afectar negativamente nuestro negocio y nuestros resultados de operación. Por ejemplo, las autoridades competentes podrían rechazar o retrasar nuestras solicitudes de prórrogas de plazos actuales o futuras, o tratar de imponernos tarifas iniciales inesperadas o desproporcionadamente altas u obligaciones adicionales significativas cuando negociemos nuestras concesiones o renovaciones de permisos o de otro modo. Además, nuestra relación con la nueva administración mexicana puede no ser la misma que con la administración anterior.

Los resultados de nuestros programas de desarrollo planificados en áreas y formaciones de desarrollo de shale nuevas o emergentes pueden estar sujetos a más incertidumbres que los programas en áreas y formaciones más establecidas, y pueden no cumplir con nuestras expectativas de reservas o producción.

Los resultados de nuestros esfuerzos de perforación horizontal en áreas y formaciones emergentes en Argentina, como en el bloque Vaca Muerta en la cuenca neuquina, son generalmente más inciertos que los resultados de perforación en áreas que están más desarrolladas y tienen una producción más establecida.

Debido a que las áreas emergentes y las formaciones-objetivo asociadas tienen un historial de producción limitado o nulo, somos menos capaces de confiar en los resultados de perforación del pasado en esas áreas como base para predecir nuestros resultados de perforación futuros. Además, los pozos horizontales perforados en formaciones de *shale*, a diferencia de los pozos verticales, utilizan pozos multilaterales y laterales apilados, lo que podría afectar negativamente nuestra capacidad para maximizar la eficiencia de nuestros pozos horizontales relacionados con el drenaje de los yacimientos a lo largo del tiempo.

Por otro lado, el acceso a sistemas adecuados de captación o a la capacidad de llevar oleoductos y la disponibilidad de plataformas de perforación y otros servicios pueden ser más difíciles en áreas nuevas o emergentes. Si nuestros resultados de desarrollo son menores de lo esperado o si no podemos ejecutar nuestro programa de desarrollo debido a limitaciones financieras, acceso a sistemas de captación y capacidad de tratamiento o de otro tipo, y/o si los precios del gas natural y del petróleo disminuyen, nuestra inversión en estas áreas podría no ser tan económica como anticipamos, podríamos incurrir en depreciaciones importantes de propiedades no evaluadas y el valor de nuestra superficie subdesarrollada podría disminuir en el futuro.

Parte de nuestra estrategia consiste en utilizar algunas de las últimas técnicas de perforación horizontal y completación disponibles, que implican riesgos e incertidumbres en su aplicación.

Nuestras operaciones involucran la utilización de algunas de las últimas técnicas de perforación y terminación desarrolladas por nosotros o nuestros proveedores de servicios. Los riesgos a los que nos enfrentamos al perforar pozos horizontales incluyen, pero no se limitan a, los siguientes: (i) ubicar el pozo en el horizonte de navegación determinado; (ii) permanecer en el horizonte de navegación deseado mientras se perfora horizontalmente a través de la formación; (iii) colocar las cañerías a lo largo de todo pozo horizontal y; (iv) hacer funcionar las herramientas y equipos de manera adecuada a pozos horizontales. Los riesgos a los que nos enfrentamos al completar los pozos incluyen, pero no se limitan a, los siguientes: (i) la capacidad de fracturar y estimular la cantidad planificada de etapas; (ii) la capacidad de manejar los equipos y herramientas a lo largo de todo el pozo durante las operaciones de terminación y; (iii) la capacidad de limpiar con éxito el pozo después de completar la fase final de estimulación.

Los tenedores de nuestras acciones serie A que vendan o transfieran acciones serie A adquiridas después del 1 de enero de 2018 y que representen el 10% o más de nuestro capital social pueden estar sujetos al impuesto argentino sobre las utilidades de capital de conformidad con la legislación tributaria argentina.

De conformidad con la legislación tributaria argentina, los no residentes en la Argentina que vendan o transfieran acciones u otras participaciones en entidades extranjeras adquiridas después del 1 de enero de 2018 podrán estar sujetos al impuesto sobre las ganancias de capital en la Argentina si el 30% o más del valor de mercado de la entidad extranjera se deriva de activos ubicados en la Argentina y las acciones que se venden o transfieren representan el 10% o más de las participaciones en el capital de dicha entidad extranjera. Por lo tanto, cualquier tenedor no argentino de nuestras Acciones Serie A que venda o transfiera Acciones Serie A adquiridas después del 1 de enero de 2018 que representen el 10% o más de nuestra participación accionaria podría estar sujeto al impuesto argentino sobre las ganancias de capital.

Riesgos relacionados con nuestra Compañía

Nuestro limitado historial operativo como una compañía consolidada y las recientes adquisiciones pueden dificultar a los inversionistas la evaluación de nuestros negocios, condición financiera, resultados de operación y perspectivas.

Nuestro limitado historial operativo como una compañía consolidada y las recientes adquisiciones pueden dificultar a los inversionistas la evaluación de nuestros negocios, condición financiera, resultados de operación y perspectivas. No teníamos operaciones sustanciales antes de la culminación de la Combinación Inicial de Negocios, y experimentamos una rápida y significativa expansión a partir de entonces.

La imposición de derechos de exportación y otros impuestos han afectado negativamente a la industria del petróleo y el gas en Argentina y podrían afectar negativamente nuestros resultados en el futuro.

En 2002, el Gobierno argentino impuso ciertos derechos a las exportaciones de petróleo a una tasa del 20% para el petróleo crudo y del 5% para los productos de gas licuado de petróleo, inicialmente por un periodo de cinco años. Los derechos de exportación fueron prorrogados en 2006 por la Ley N°26,217 y nuevamente en 2011 por la Ley N°26,732, por otros cinco años. Desde 2002, las tasas han ido aumentando progresivamente.

En noviembre de 2007, el Ministerio de Economía y Producción (“MEyP”), mediante la Resolución N°394/2007, incrementó los derechos de exportación de petróleo y otros productos refinados y estableció que cuando el precio de referencia internacional, el West

Texas Intermediate (“WTI”), exceda el precio de referencia nacional, fijado en 60.90 US/bbl, se permitiría a los productores cobrar 42 US/bbl, y el resto sería retenido por el Gobierno argentino como un impuesto a la exportación. Si el precio internacional del WTI fuera más bajo que el precio de referencia, pero excediera los 45 US/bbl, se aplicaría una tasa de retención del 45%. Si el precio mencionado fuera inferior a 45 US/bbl, el Gobierno argentino determinaría los derechos de exportación aplicables en un plazo de 90 días hábiles. Las resoluciones mencionadas en el presente factor de riesgo se refieren a normas emitidas por autoridades del Gobierno argentino.

En mayo de 2004, la Resolución N°645/2004 del MEyP estableció derechos de exportación sobre el gas natural y el gas licuado de petróleo (“GLP”) a una tasa del 20%. Los derechos de exportación sobre el gas natural se incrementaron nuevamente en julio de 2006 al 45% y se instruyó a la Administración General de Aduanas para que aplicara el precio establecido por el Acuerdo Marco entre Argentina y Bolivia como precio base para aplicar el impuesto, independientemente del precio de venta.

La Resolución N°127/2008 del MEyP aumentó los derechos de exportación de gas natural del 45% al 100% y estableció una base de valoración para su cálculo como el precio más alto establecido por cualquier acuerdo de importación argentino para la importación de gas natural (dejando atrás la referencia de precios previamente aplicable establecida por el Acuerdo Marco entre Argentina y Bolivia).

La Resolución N°1077/14, que derogó la Resolución N°394/2007 y entró en vigencia el 1 de enero de 2015, estableció una tasa de retención del 1% si el precio internacional del petróleo crudo era inferior a 71 US/bbl y una tasa de retención basada en una fórmula preestablecida si el precio internacional del petróleo crudo era igual o superior a 71 US/bbl.

Con respecto a los productos de GLP (incluyendo butano, propano y sus mezclas), la Resolución N°36/2015 modificó la fórmula para calcular el derecho de exportación a partir del 1 de abril de 2015, lo que en algunos casos generó un incremento en los precios comerciales en el mercado local.

Mediante el Decreto N°793/2018 publicado en el Boletín Oficial el 4 de septiembre de 2018, el Gobierno argentino impuso, hasta el 31 de diciembre de 2020, derechos de exportación del 12% con un tope de 4 ARS/ US para las mercancías, con ciertas excepciones para las cuales aplicaba un tope de 3 ARS por US. El derecho de exportación del Decreto N°793/2018 se adiciona a los derechos de exportación preexistentes, para aquellas mercaderías que ya se encontraban gravadas al momento de entrada en vigencia del Decreto 793/2018.

Asimismo, mediante el Decreto N°865/2018 se sustituyó el Art. 2 del Decreto 793, disponiéndose que el derecho de exportación establecido por el Decreto N°793/2018 no sería deducible de la base imponible para el cálculo de los derechos (lo que, en principio, colisiona con lo normado por el Art. 735 del Código Aduanero). El 4 de diciembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N°27,467, con vigencia desde el 13 de diciembre de 2018, que estableció que el Poder Ejecutivo Nacional (“PEN”) se encuentra facultado para fijar derechos de exportación cuya alícuota no podrá superar, en ningún caso, el treinta por ciento (30%) del valor imponible o del precio final Free On Board (“FOB”). Asimismo, dispuso que la alícuota máxima a fijar será del doce por ciento (12%) cuando se trate de mercaderías no sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2018, o que estuvieran gravadas con una alícuota del cero por ciento (0%) a esa fecha.

Por otra parte, su Art. 82 dispuso mantener la validez y vigencia del Decreto N°793/2018. Mediante el Decreto N°847/2019, publicado en el Boletín Oficial el 9 de diciembre de 2019 se establecieron ciertas desgravaciones para determinada mercadería. Por el Decreto N°37/2019, del 14 de diciembre de 2019 se eliminó el tope de 4 ARS/US para los derechos de exportación establecidos por el Decreto N°793/2018, se modificó la lista de mercaderías sujetas al tope de 3 ARS/US y se estableció un derecho de exportación del 9% para determinada mercadería.

La Ley de Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el Marco de la Emergencia Pública (“Ley PAIS”) N°27,541, publicada en el Boletín Oficial el día 23 de diciembre de 2019 y con vigencia a partir de esa misma fecha, en su Art. 52 la Ley N°27,541 faculta al PEN a fijar hasta el 31 de diciembre de 2021, con fundamento en el Art. 755 del Código Aduanero, derechos de exportación cuya alícuota no podrá superar, en ningún caso, el treinta y tres por ciento (33%) del valor imponible o del precio oficial FOB de la mercadería que se exporte.

Por otra parte, a través de su Art. 52, dispone topes máximos de alícuotas de derechos de exportación para determinadas mercaderías o sectores exportadores. En el caso de los hidrocarburos y la minería, se establece que los derechos de exportación no podrán superar el 8% del valor imponible o el precio FOB oficial. No obstante, a la fecha, las autoridades aduaneras continúan aplicando las liquidaciones de derechos de exportación anteriores a la Ley PAIS N°27,541 (es decir, no contemplan reducción alguna) atento a la falta de dictado de una norma del PEN. El impacto que cualquier cambio de esta naturaleza puede tener en nuestros resultados financieros, resultados de operación y flujos de caja no puede predecirse.

Por otra parte, con fecha 1° de septiembre de 2019, el Gobierno argentino emitió el Decreto de Necesidad y Urgencia N°609/2019 (el “Decreto 609”), estableciendo, entre otras cosas, que hasta el 31 de diciembre de 2019, el contravalor de la exportación de bienes y servicios deberá ingresarse al país en divisas y/o negociarse en el mercado de cambios, facultándose al Banco Central de la República Argentina (el “BCRA”) a reglamentar las condiciones y plazos referidos a su cumplimiento y a dictar las medidas necesarias para evitar prácticas y operaciones tendientes a eludir, a través de títulos públicos u otros instrumentos lo dispuesto en el Decreto 609.

En dicho marco, el BCRA ha dictado la Comunicación “A” 6770, según luego fuera modificada y complementada, entre otras, por las Comunicaciones “A” 6884 y 6854 del BCRA, normativa que ha dispuesto, entre otros menesteres, la obligación de ingreso y liquidación de los cobros de exportaciones de bienes y servicios, ciertas obligaciones respecto de los endeudamientos financieros con el exterior y a los anticipos, prefinanciaciones y post-financiaciones de exportaciones del exterior, y las reglas sobre el acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes y servicios, y dividendos y utilidades.

Los aranceles e impuestos a la exportación, así como regulaciones cambiarias aplicables, pueden tener un efecto material adverso en la industria de petróleo y gas de Argentina y en nuestros resultados de operación. Producimos bienes exportables y, por lo tanto, es probable que un aumento en los impuestos de exportación o las restricciones cambiarias resulten en una disminución en el precio de nuestros productos y, por lo tanto, puede resultar en una disminución de nuestras ventas. No podemos garantizar el impacto de estas u otras medidas futuras que pueda adoptar el Gobierno argentino sobre la demanda y los precios de los productos de hidrocarburos y, en consecuencia, sobre nuestra condición financiera y el resultado de nuestras operaciones.

Nuestras propiedades pueden estar sujetas a expropiación por parte de los Gobiernos de Argentina y de México por razones de interés público.

Nuestros activos, que se encuentran principalmente en Argentina y, en menor medida, en México, pueden estar sujetos a expropiación por parte de los Gobiernos argentino y mexicano (o del gobierno de cualquier subdivisión política de los mismos), respectivamente. Estamos involucrados en el negocio de la extracción de petróleo y, como tal, nuestro negocio o nuestros activos pueden ser considerados por un Gobierno como un servicio público o esenciales para la prestación de un servicio público. Por lo tanto, nuestro negocio está sujeto a incertidumbres políticas, incluyendo la expropiación o nacionalización de nuestro negocio o activos, pérdida de concesiones, renegociación o anulación de contratos existentes y otros riesgos similares.

En tal caso, es posible que tengamos derecho a recibir una compensación por la transferencia de nuestros activos conforme a la ley aplicable. Sin embargo, el precio recibido puede no ser suficiente, y es posible que tengamos que emprender acciones legales para reclamar una compensación adecuada. Nuestro negocio, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones podrían verse afectados negativamente por la incidencia de cualquiera de estos eventos.

En el pasado, el Gobierno argentino ha exigido la repatriación de divisas de las ventas de exportación de petróleo y gas y otros montos aplicables a la producción de gas licuado, lo que ha afectado a los productores de petróleo y gas del país. En abril de 2012, el Gobierno argentino promulgó la Ley N°26,741 que expropió el 51% de las acciones de Yacimientos Petrolíferos Fiscales S. A. (“YPF”) propiedad de Repsol YPF, S.A. En virtud de la ley, el 51% de las acciones expropiadas fueron asignadas al Gobierno argentino, mientras que el 49% restante fue asignado a las provincias argentinas dedicadas a la producción de hidrocarburos.

Además, la ley estableció que las actividades relacionadas con hidrocarburos (incluyendo la explotación, industrialización, transporte y comercialización) en Argentina se consideran parte del interés público nacional. La ley de Soberanía de los Hidrocarburos de Argentina estableció que su objetivo primordial es lograr el autoabastecimiento de hidrocarburos para Argentina. No podemos asegurar que estas u otras medidas que pueda adoptar el Gobierno argentino no tendrán un efecto material adverso en la economía argentina y,

en consecuencia, afectarán negativamente nuestra condición financiera, nuestros resultados de operación. Por otro lado, no podemos asegurar que medidas similares no serán adoptadas por el Gobierno mexicano en el futuro.

Es posible que no podamos expandir exitosamente nuestras operaciones.

Competimos con las principales compañías petroleras y de gas independientes y estatales que participan en el sector de E&P, incluyendo las compañías estatales de E&P que poseen recursos financieros y de otro tipo sustancialmente mayores que los que tenemos para investigar y desarrollar las tecnologías de E&P y el acceso a los mercados, equipos, mano de obra y capital necesarios para adquirir, desarrollar y operar nuestras propiedades. También competimos para la adquisición de licencias y propiedades en los países en los que operamos.

La industria argentina del petróleo y el gas es extremadamente competitiva. Cuando licitamos por derechos de exploración o explotación de un área de hidrocarburos, nos enfrentamos a una competencia significativa no sólo de empresas privadas, sino también de empresas públicas nacionales o locales. De hecho, las provincias de La Pampa, Neuquén y Chubut han formado empresas para llevar a cabo actividades petroleras y gasíferas en nombre de sus respectivos Gobiernos provinciales.

Las empresas estatales de energía Integración Energética Argentina, S.A. ("IEASA", anteriormente conocida como Energía Argentina, S.A. o "ENARSA"), YPF y otras empresas provinciales (como Gas y Petróleo del Neuquén, S.A. ("G&P") y Empresa de Desarrollo Hidrocarburífero Provincial S.A.) también son altamente competitivas en el mercado argentino de petróleo y gas.

Como resultado, no podemos asegurar que en el futuro podremos adquirir nuevas reservas exploratorias de petróleo y gas, lo cual podría afectar negativamente nuestra condición financiera y resultados de operación. No se puede asegurar que la participación de IEASA o de YPF (o de cualquier empresa de propiedad provincial) en los procesos de licitación para nuevas concesiones de petróleo y gas no influirá en las fuerzas del mercado de tal manera que pueda tener un efecto adverso en nuestra condición financiera y en los resultados de operación.

Nuestros competidores pueden ser capaces de pagar más por propiedades productivas de petróleo y gas natural y prospectos exploratorios y de evaluar, ofertar y comprar un mayor número de propiedades y prospectos de lo que nuestros recursos financieros o de personal nos permiten. Nuestros competidores también pueden ofrecer mejores planes de compensación para atraer y retener personal calificado que los que nosotros podemos ofrecer. Además, existe una competencia sustancial por el capital disponible para la inversión en la industria del petróleo y el gas natural.

Como resultado de lo anterior, es posible que no podamos competir exitosamente en el futuro en la adquisición de reservas potenciales, desarrollo de reservas, comercialización de hidrocarburos, atracción y retención de personal de calidad o la obtención de capital adicional, lo cual podría tener un efecto adverso significativo en nuestro negocio, condición financiera o resultados de operación.

Aunque la Reestructuración Argentina puede calificar como parte de una reestructura libre de impuestos bajo la ley argentina, no podemos ofrecer garantías en cuanto al tratamiento fiscal de la Reestructuración Argentina.

Aunque esperamos que se cumplan todos los requisitos y condiciones para que la Reestructuración Argentina pueda calificar como parte de una reestructura libre de impuestos, no se puede asegurar que continuaremos cumpliendo con dichos requisitos y condiciones en el futuro, ni que las autoridades fiscales argentinas no impugnarán la reestructuras sobre la base de su posible interpretación de que dichos requisitos o condiciones no se han cumplido o no han sido cumplidos de manera adecuada.

Si la Reestructuración Argentina no califica como parte de una reestructura libre de impuestos, o si la autoridad fiscal argentina impugna posteriormente la reorganización, es posible que tengamos que revisar nuestras declaraciones de impuestos para reflejar el hecho de que la reestructura propuesta no sería libre de impuestos, lo que podría tener un impacto adverso en nuestros resultados y en nuestra situación financiera.

Para los efectos aquí previstos, "Reestructuración Argentina" se refiere a al proceso de reestructuración por medio del cual, APCO Oil & Gas, S.A.U. y APCO Argentina se fusionaron por absorción sin liquidación en Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. ("Vista Argentina") el 2 de julio de 2019.

Es posible que no identifiquemos completamente los problemas con las propiedades que adquirimos y, como tales, los activos que adquirimos pueden valer menos de lo que pagamos debido a las incertidumbres en la evaluación de las reservas recuperables y los pasivos potenciales.

Estamos buscando activamente adquirir propiedades adicionales en Argentina y México, así como más ampliamente en América Latina, incluyendo Brasil y Colombia y otras regiones en el futuro. Las adquisiciones exitosas requieren una evaluación de una serie de factores, incluyendo las estimaciones de las reservas recuperables, el potencial de exploración, los precios futuros del petróleo y el gas natural, la idoneidad del título, los costos de operación y de capital y los posibles pasivos ambientales y de otro tipo.

Aunque llevamos a cabo una revisión de las propiedades que adquirimos, que creemos que es consistente con las prácticas de la industria, no podemos asegurar que hemos identificado o identificaremos todos los problemas existentes o potenciales asociados con dichas propiedades o que seremos capaces de mitigar cualquier problema que identifiquemos. Tales evaluaciones son inexactas y su precisión es inherentemente incierta.

Además, es posible que nuestra revisión no nos permita familiarizarnos lo suficiente con las propiedades para evaluar plenamente sus deficiencias y capacidades.

No inspeccionamos todos los pozos. Incluso cuando inspeccionamos un pozo, no siempre descubrimos los problemas estructurales, subsuperficiales, de título y ambientales que puedan existir o surgir. Por lo general, no tenemos derecho a una indemnización contractual por responsabilidades previas al cierre, incluidas las responsabilidades ambientales. Podemos adquirir intereses en propiedades en la modalidad "ad corpus", con derechos limitados en caso de incumplimiento de las declaraciones y garantías.

Como resultado de estos factores, es posible que no podamos adquirir propiedades de petróleo y gas natural que contengan reservas económicamente rescatables o que podamos completar dichas adquisiciones en términos aceptables.

Es posible que no podamos integrar exitosamente las operaciones de las recientes y futuras adquisiciones con nuestras operaciones, y es posible que no nos demos cuenta de todos los beneficios anticipados de estas adquisiciones.

Nuestro negocio tiene y puede que en el futuro incluya la producción de adquisiciones de propiedades que incluyan superficies subdesarrolladas. No podemos asegurar que obtendremos la rentabilidad deseada de nuestras adquisiciones recientes o de cualquier adquisición que podamos completar en el futuro. Además, la falta de asimilación exitosa de adquisiciones recientes y futuras podría afectar adversamente nuestra condición financiera y resultados de operación.

Nuestras adquisiciones pueden implicar numerosos riesgos, entre ellos: (i) operar una organización combinada más grande y añadiendo operaciones; (ii) dificultades en la incorporación de los activos y operaciones del negocio adquirido, especialmente si los activos adquiridos se encuentran en una nueva área geográfica; (iii) riesgo de que las reservas de petróleo y gas natural adquiridas no sean de la magnitud prevista o no se desarrollen según lo previsto; (iv) pérdida de empleados de clave en el negocio adquirido; (v) incapacidad para obtener un título satisfactorio sobre los activos, concesiones o intereses de participación que adquirimos; (vi) una disminución en nuestra liquidez si utilizamos una porción de nuestro efectivo disponible para financiar adquisiciones; (vii) un aumento significativo en nuestros gastos financieros o apalancamiento financiero si incurrimos en deuda adicional para financiar adquisiciones; (viii) no alcanzar la rentabilidad o el crecimiento esperados; (ix) no conseguir las sinergias y los ahorros de costos esperados; (x) coordinar organizaciones, sistemas e instalaciones geográficamente alejadas y; (xi) coordinar o consolidar las funciones corporativas y administrativas.

Además, pueden surgir costos y dificultades inesperadas cuando se combinan negocios con diferentes operaciones o administración, y es posible que experimentemos retrasos imprevistos en la realización de los beneficios de una adquisición. Si completamos cualquier adquisición futura, nuestra capitalización y los resultados de operación podrían cambiar significativamente, y podría no tener la oportunidad de evaluar la información económica, financiera y otra información relevante que consideraremos al evaluar adquisiciones futuras.

La incapacidad para manejar efectivamente la integración de adquisiciones podría reducir nuestro enfoque en adquisiciones subsecuentes y operaciones actuales, lo que a su vez podría impactar negativamente nuestros resultados de operación.

Es posible que no podamos entrar con éxito en nuevos mercados fuera de Argentina y México.

Parte de nuestra estrategia de crecimiento es incrementar nuestros ingresos y los países en los que operamos a través de la adquisición de operaciones complementarias. No es posible asegurar que podremos identificar candidatos adecuados para las adquisiciones o, si esto ocurre, que tales adquisiciones se puedan completar en condiciones aceptables, si es que se pueden llevar a cabo.

Incluso si se identifican candidatos adecuados, cualquier adquisición futura puede conllevar una serie de riesgos que podrían afectar en forma adversa nuestro negocio y al precio de mercado de nuestras acciones ordinarias, incluyendo la integración de las operaciones adquiridas, el desvío de la atención de la administración, los riesgos de ingresar a nuevas regiones de mercado en las que tenemos experiencia limitada, los efectos adversos a corto plazo en nuestros resultados de operación reportados, la pérdida potencial de empleados clave de los negocios adquiridos y los riesgos asociados con pasivos no previstos.

Es posible que estemos sujetos a pasivos desconocidos o contingentes relacionados con nuestras adquisiciones recientes y futuras.

Ocasionalmente realizamos evaluaciones sobre las oportunidades de adquirir activos y negocios adicionales de petróleo y gas. Cualquier adquisición que se produzca puede ser significativa en tamaño, puede cambiar la escala de nuestro negocio y puede exponernos a nuevos riesgos geográficos, políticos, financieros y geológicos. Nuestro éxito en estas actividades de adquisición depende de nuestra capacidad para identificar candidatos adecuados para la adquisición, adquirirlos en condiciones aceptables e integrar con éxito sus operaciones con las nuestras.

Cualquier adquisición estaría acompañada de riesgos, tales como una disminución significativa en los precios del petróleo o del gas; la dificultad de asimilar la operación y el personal; la posible interrupción de nuestro negocio en curso; la incapacidad de la administración para maximizar nuestra posición financiera y estratégica a través de la integración exitosa de los activos y negocios adquiridos; el mantenimiento de estándares, control, procedimientos y políticas uniformes; el deterioro de las relaciones con los empleados, los clientes y los contratistas como resultado de cualquier integración del nuevo personal de la administración; y los pasivos potenciales desconocidos asociados con los activos y negocios adquiridos. Además, es posible que necesitemos capital adicional para financiar una adquisición.

El financiamiento de deuda relacionado con cualquier adquisición nos expone al riesgo de apalancamiento, mientras que el financiamiento de capital puede ocasionar la dilución de los accionistas existentes. No se puede asegurar que logremos superar estos riesgos o cualquier otro problema relacionado con estas adquisiciones.

Estamos expuestos a riesgos de tipo de cambio de divisas relacionados con nuestras operaciones en Argentina y México.

Nuestros resultados de operación están expuestos a las fluctuaciones del ARS o del Peso Mexicano ("MXN") contra el US u otras monedas que podrían afectar adversamente nuestro negocio y resultados de operación. Tanto el valor del MXN como el valor del ARS han experimentado fluctuaciones significativas en el pasado. Los principales efectos de la depreciación del ARS o del MXN contra el US estarían en nuestros gastos principalmente relacionados con salarios y servicios, pero dadas varias reglas contables, podrían afectar negativamente (i) los impuestos diferidos asociados con nuestros activos fijos; (ii) los impuestos sobre la renta actuales y; (iii) las diferencias cambiarias asociadas con nuestra exposición al ARS o MXN.

No podemos predecir si el valor del ARS o del MXN se depreciará o apreciará en relación con el US, ni la medida en que dicha fluctuación pueda afectar nuestro negocio.

Estamos o podríamos estar sujetos a restricciones directas e indirectas a la importación y exportación bajo las leyes de Argentina.

La Ley de Hidrocarburos permite la exportación de hidrocarburos, siempre y cuando no sean necesarios para el mercado interno argentino y se vendan a precios razonables. En el caso del gas natural, la Ley N°24,076 de gas natural y la reglamentación conexa exigen que se tengan en cuenta todas las necesidades del mercado interno al autorizar las exportaciones de gas natural a largo plazo.

En este sentido, la SE puede autorizar operaciones de exportación de excedentes de gas natural siempre que estén sujetas a interrupción por escasez de suministro local.

En los últimos años, las autoridades argentinas han adoptado ciertas medidas que han dado lugar a restricciones a las exportaciones de gas natural desde Argentina. Debido a estas restricciones, las empresas de petróleo y gas se han visto obligadas a vender parte de su producción de gas natural en el mercado local, que en un principio estaba destinado al mercado de exportación, y en algunos casos no han podido cumplir total o parcialmente sus compromisos de exportación.

Las operaciones de exportación de crudo y subproductos de petróleo requieren actualmente de un registro previo en el Registro de Contratos de Operaciones de Exportación y de una autorización de la Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos (de conformidad con el régimen establecido en la Resolución N°241-E/2017 y sus posteriores reformas y adiciones). Las compañías petroleras y las refinerías de petróleo que tienen la intención de exportar petróleo crudo, gas licuado de petróleo o diésel, entre otros, deben primero demostrar, antes de obtener la autorización, que la oferta de venta de ese producto ya se ha hecho y ha sido rechazada por los compradores locales.

El 21 de marzo de 2017, mediante el Decreto N°192/2017, modificado por el Decreto N°962/2017, el entonces Ministerio de Energía creó, de manera temporal, el Registro de Operaciones de Importación de Petróleo Crudo y Subproductos. A través de esta norma, cualquier empresa que quisiera realizar operaciones de importación tenía la obligación de registrar la operación en dicho registro y obtener la autorización del Ministerio de Energía antes de que se realice la importación. El mencionado registro y la obligación de registrar y obtener autorización para las operaciones de importación de crudo y subproductos específicos estuvieron vigentes hasta el 31 de diciembre de 2017.

Mediante el Decreto PEN N°793/2018 publicado en el Boletín Oficial el 4 de septiembre de 2018, el Gobierno argentino impuso, hasta el 31 de diciembre de 2020, derechos de exportación del 12% con un tope de 4 ARS/US para las mercancías, con ciertas excepciones para las cuales aplicaba un tope de 3 ARS/US. El derecho de exportación del Decreto N°793/2018 se adiciona a los derechos de exportación preexistentes, para aquellas mercaderías que ya se encontraban gravadas al momento de entrada en vigencia del Decreto N°793/2018.

Asimismo, mediante el Decreto N°865/2018 se sustituyó el Art. 2 del Decreto N°793, disponiéndose que el derecho de exportación establecido por el Decreto N°793/2018 no sería deducible de la base imponible para el cálculo de los derechos (lo que, en principio, colisiona con lo normado por el Art. 735 y ss. del Código Aduanero). El 4 de diciembre de 2018 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N°27,467, con vigencia desde el 13 de diciembre de 2018, que estableció que el PEN se encuentra facultado para fijar derechos de exportación cuya alícuota no podrá superar, en ningún caso, el treinta por ciento (30%) del valor imponible o del precio final FOB.

Asimismo, dispuso que la alícuota máxima a fijar será del doce por ciento (12%) cuando se trate de mercaderías no sujetas a derechos de exportación al 2 de septiembre de 2018, o que estuvieran gravadas con una alícuota del cero por ciento (0%) a esa fecha. Por otra parte, su Art. 82 dispuso mantener la validez y vigencia del Decreto N°793/2018.

Mediante el Decreto N°847/2019, publicado en el Boletín Oficial el 9 de diciembre de 2019 se establecieron ciertas desgravaciones para determinada mercadería. Por el Decreto N°37/2019, del 14 de diciembre de 2019 se eliminó el tope de 4 ARS/US para los derechos de exportación establecidos por el Decreto N°793/2018, se modificó la lista de mercaderías sujetas al tope de 3 ARS/US y se estableció un derecho de exportación del 9% para determinada mercadería.

La Ley PAIS N°27.541, publicada en el Boletín Oficial el día 23 de diciembre de 2019 y con vigencia a partir de esa misma fecha, en su art 52 la Ley N°27,541 faculta al PEN a fijar hasta el 31 de diciembre de 2021, con fundamento en el Art. 755 del Código Aduanero, derechos de exportación cuya alícuota no podrá superar, en ningún caso, el treinta y tres por ciento (33%) del valor imponible o del precio oficial FOB de la mercadería que se exporte.

Por otra parte, a través de su Art 52, dispone topes máximos de alícuotas de derechos de exportación para determinadas mercaderías o sectores exportadores. En el caso de los hidrocarburos y la minería, se establece que los derechos de exportación no podrán superar el 8% del valor imponible o el precio FOB oficial. No obstante, a la fecha, las autoridades aduaneras continúan aplicando las

liquidaciones de derechos de exportación anteriores a la Ley PAIS N°27,541 (es decir, no contemplan reducción alguna) atento a la falta de dictado de una norma del PEN.

El 1° de septiembre de 2019, el Gobierno argentino emitió el Decreto N°609, estableciendo, entre otros menesteres, que hasta el 31 de diciembre de 2019, el contravalor de la exportación de bienes y servicios deberá ingresarse al país en divisas y/o negociarse en el mercado de cambios, facultándose BCRA a reglamentar las condiciones y plazos referidos a su cumplimiento y a dictar las medidas necesarias para evitar prácticas y operaciones tendientes a eludir, a través de títulos públicos u otros instrumentos lo dispuesto en el Decreto N°609.

En dicho marco, el BCRA ha dictado la Comunicación “A” 6770, según luego fuera modificada y complementada, entre otras, por las Comunicaciones “A” 6884 y 6854 del BCRA, normativa que ha dispuesto, entre otros menesteres, la obligación de ingreso y liquidación de los cobros de exportaciones de bienes y servicios, ciertas obligaciones respecto de los endeudamientos financieros con el exterior y a los anticipos, prefinanciaciones y post-financiaciones de exportaciones del exterior, y las reglas sobre el acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes y servicios, y dividendos y utilidades.

No podemos predecir por cuánto tiempo estas restricciones a las exportaciones y cambiarias permanecerán en vigor, o si se tomarán medidas futuras que afecten adversamente nuestra capacidad de exportar e importar gas, petróleo crudo u otros productos y, en consecuencia, afecten nuestra condición financiera, resultados de operación y flujo de caja.

En el caso de una contingencia u otro suceso que no esté cubierto por nuestras pólizas de seguro, podemos sufrir pérdidas significativas que pueden tener un efecto adverso importante en nuestro negocio y en los resultados de nuestras operaciones.

Aunque consideramos que tenemos coberturas de seguro consistentes con los estándares internacionales, no existe ninguna seguridad con respecto a la disponibilidad o suficiencia de la cobertura de seguro con respecto a una pérdida o riesgo en particular. En el caso de una contingencia u otro suceso en nuestro negocio que no esté cubierto por el seguro de nuestras pólizas, podemos sufrir pérdidas significativas o vernos obligados a indemnizar con cargo a nuestros propios recursos, lo que podría tener un efecto material adverso en nuestra situación financiera.

No somos concesionarios ni socios operativos en nuestros acuerdos de colaboración (joint ventures) y acuerdos de exploración, y las acciones tomadas por los concesionarios y/u operadores en estos joint ventures y acuerdos de exploración podrían tener un efecto material adverso en su éxito.

Tanto nosotros como nuestras subsidiarias realizamos actividades de E&P de hidrocarburos a través de acuerdos de colaboración (*joint ventures*) no constituidos en sociedad y acuerdos de exploración celebrados a través de acuerdos con terceros (operaciones conjuntas para fines contables). En algunos casos, los acuerdos de colaboración (*joint ventures*) o los socios exploradores, en lugar de nosotros, poseen los derechos de la concesión o los derechos derivados de los contratos de licencia de E&P.

De conformidad con los términos y condiciones de dichos acuerdos, una de las partes asume el papel de operador y, por lo tanto, asume la responsabilidad de ejecutar todas las actividades de conformidad con el acuerdo. Sin embargo, en ciertos casos, ni nosotros ni nuestras subsidiarias podemos asumir el papel de concesionario y/u operador, y en tales casos estaríamos sujetos a riesgos relacionados con el desempeño y las medidas tomadas por el concesionario y/u operador para llevar a cabo las actividades.

Tales acciones podrían afectar adversamente nuestra condición financiera y los resultados operativos. Al 31 de diciembre de 2019, no éramos el operador de los bloques de Sur Rio Deseado Este, Coirón Amargo Sur Oeste y Acambuco en Argentina, y los bloques CS-01, TM-01 y A-10 en México.

Nos enfrentamos a riesgos relacionados con ciertos procedimientos legales.

Podemos ser partes en procedimientos laborales, comerciales, civiles, fiscales, penales, ambientales y administrativos que, solos o en combinación con otros procedimientos, podrían, si se resuelven en todo o en parte de manera adversa para nosotros, resultar en la imposición de costos materiales, multas, sentencias desfavorables u otras pérdidas.

Si bien consideramos que hemos previsto dichos riesgos de manera adecuada, basándonos en las opiniones y consejos de nuestros asesores legales externos y de conformidad con las normas contables aplicables, ciertas contingencias, en particular las relacionadas con asuntos ambientales, están sujetas a cambios a medida que se desarrolla nueva información y es posible que las pérdidas resultantes de dichos riesgos, si los procedimientos se deciden en su totalidad o en parte de manera adversa para nosotros, excedan de manera significativa los valores devengados que hayamos proporcionado.

Al 31 de diciembre de 2019, empleábamos a terceros bajo contrato, principalmente con grandes proveedores de servicios internacionales. Aunque tenemos políticas sobre el cumplimiento de las obligaciones laborales y de seguridad social de nuestros contratistas, no podemos garantizar que los empleados de los contratistas no iniciarán acciones legales en nuestra contra para obtener indemnización sobre la base de una serie de precedentes judiciales argentinos en materia laboral que establecieron que el beneficiario final de los servicios de los empleados es responsable solidario junto con el contratista, mismo que es el empleador formal del empleado.

Además, podemos estar sujetos a pasivos no revelados relacionados con contingencias laborales, comerciales, civiles, fiscales, penales o ambientales en las que incurramos por negocios que adquirimos de conformidad con la Combinación Inicial de Negocios o que adquiramos en el futuro como parte de nuestra estrategia de crecimiento, que podríamos no identificar o que podrían no ser adecuadamente indemnizados de conformidad con nuestros acuerdos de adquisición con los vendedores de dichos negocios, en cuyo caso nuestro negocio, nuestra condición financiera y los resultados de nuestras operaciones podrían verse afectados de manera sustancial y adversa.

Nuestras obligaciones de deuda incluyen restricciones operativas y financieras, que pueden impedirnos buscar ciertas oportunidades de negocio y tomar ciertas medidas.

A la fecha de este reporte, la mayoría de nuestra deuda se relaciona con las obligaciones de Vista Argentina bajo el Préstamo Sindicado y están denominadas en US. Dicho préstamo contiene restricciones operativas y financieras; las cuales pueden limitar nuestra capacidad para realizar actos que pueden ser en nuestro mejor interés a largo plazo.

Dicha línea de crédito incluye obligaciones que restringen, entre otras cosas, a Vista Argentina, los otros garantes y nuestra capacidad para: (i) crear gravámenes sobre sus activos para garantizar deuda; (ii) disponer de sus bienes; (iii) fusionarse o consolidarse con otra persona o vender o de otra manera disponer de todos o substancialmente todos sus o nuestros activos; (iv) cambiar su o nuestra línea de negocio existente; (v) declarar o pagar dividendos o devolver capital, salvo ciertos pagos limitados (especialmente, durante el período de dieciocho meses (que termina el 19 de enero de 2020); (vi) realizar ciertas inversiones en valores y capital social, entre otros; (vii) realizar transacciones con afiliadas; (viii) cambiar nuestras prácticas de contabilidad existentes (excepto si es requerido o permitido por la ley aplicable y las reglas de contabilidad) y; (ix) modificar o dar por terminados los documentos organizativos de la Compañía.

Además, como se describe en la Nota 17.1 de los Estados Financieros consolidados al 31 de diciembre de 2018, el Préstamo Sindicado incluye algunos acuerdos financieros por los cuales estamos obligados a mantener, sobre una base consolidada, ciertas razones financieras dentro de los límites especificados. Estos coeficientes incluyen: (i) deuda total consolidada / EBITDA consolidado y; (ii) tasa de cobertura de intereses consolidada.

Además, nuestra subsidiaria Vista Holding I está obligada a mantener una razón financiera del índice ajustado de deuda neta consolidada / EBITDA consolidado ajustado (excluyendo la deuda y el EBITDA de Vista Holding I, respectivamente).

Estos acuerdos podrían limitar nuestra capacidad de financiar nuestras operaciones futuras y necesidades de capital, así como nuestra capacidad de buscar oportunidades de negocio y actividades que puedan ser de nuestro interés.

El incumplimiento de cualquier obligación contenida en el Préstamo Sindicado podría resultar en un incumplimiento bajo dicho contrato. Si se produce un incumplimiento de este tipo, el agente administrativo o los prestamistas correspondientes podrían optar por declarar que la deuda, junto con los intereses devengados y otros cargos, ha vencido y es pagadera de inmediato. Si el Préstamo Sindicado fuera a ser acelerado, los activos de la Compañía, podrían no ser suficientes para pagar en su totalidad esa deuda, o cualquier

otra deuda que pudiera vencer como resultado de esa aceleración y, en consecuencia, podría afectar materialmente y de manera adversa nuestro negocio, nuestra condición financiera, los resultados de operación y perspectivas.

Adicionalmente, las obligaciones negociables emitidas por Vista Argentina contienen ciertos compromisos generales que la Compañía deberá observar mientras esos títulos se mantengan en circulación.

Estamos sujetos a las leyes mexicanas, argentinas e internacionales contra la corrupción, el soborno y el lavado de dinero. El incumplimiento de estas leyes podría resultar en sanciones que podrían dañar nuestra reputación y tener un efecto adverso en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operación.

La Ley de Prácticas Corruptas en el Extranjero de Estados Unidos de 1977, la Ley de Soborno del Reino Unido de 2010 (la "Ley de Soborno del Reino Unido"), la Convención de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico contra el Soborno, la Ley General de Responsabilidades Administrativas, la Ley Federal para la Prevención e Identificación de Operaciones con Recursos de Procedencia Ilícita y la Ley de Prevención del Lavado de Activos de Argentina, la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria de Argentina y otras leyes anticorrupción aplicables en otras jurisdicciones pertinentes prohíben a las empresas y sus intermediarios ofrecer o realizar pagos indebidos (o dar cualquier cosa de valor) a funcionarios gubernamentales y/o personas del sector privado con el fin de influir en ellos u obtener o retener negocios, y exigen que las empresas mantengan libros y registros exactos y mantengan controles internos adecuados.

La Ley de Soborno del Reino Unido también prohíbe tales pagos o ventajas financieras o de otro tipo que se hagan, ofrezcan o prometan a, o desde partes comerciales y tipifica como delito penal el hecho de que una organización comercial no impida el soborno por parte de una persona asociada (es decir, alguien que preste servicios en nombre de la organización) con la intención de obtener o retener un negocio o una ventaja en la realización de negocios en su nombre.

En particular, la Ley de Responsabilidad Penal Empresaria Argentina prevé la responsabilidad penal de las personas jurídicas por delitos contra la administración pública y soborno transnacional cometido por, entre otros, sus apoderados, directores, gerentes, empleados o representantes. En este sentido, una persona jurídica puede ser declarada responsable y estar sujeta en consecuencia a multas y/o suspensión parcial o total de sus actividades si tales delitos se cometieron, directa o indirectamente, en su nombre, representación o interés, la empresa obtuvo o pudo haber obtenido un beneficio de los mismos, y el delito fue resultado del control ineficaz de la empresa.

Es posible que, en el futuro, puedan surgir en la prensa señalamientos de casos de mala conducta por parte de colaboradores, empleados, ya sean actuales o antiguos, u otras personas que actúen en nuestro nombre o por parte de funcionarios públicos u otros terceros que hagan o consideren hacer negocios con nosotros. Si bien nos esforzaremos por monitorear dichos informes de prensa e investigar asuntos que creemos que ameritan una investigación de acuerdo con los requisitos de los programas de cumplimiento, y, si es necesario, divulgar y notificar a las autoridades pertinentes; cualquier publicidad adversa que tales acusaciones atraigan podría tener un impacto negativo en nuestra reputación y conducir a un mayor escrutinio regulatorio de nuestras prácticas comerciales.

Si nosotros o las personas o entidades que están o estaban relacionadas con nosotros somos responsables de violaciones de las leyes anticorrupción aplicables (ya sea debido a nuestros propios actos o a nuestra inadvertencia, o debido a los actos o inadvertencia de otros), nosotros u otras personas o entidades podríamos sufrir sanciones civiles, penales y/u otras sanciones, lo que a su vez podría tener un impacto adverso importante en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operación futuros.

Dependemos de terceros proveedores, vendedores y prestadores de servicios clave para que nos proporcionen las piezas, componentes, servicios y recursos críticos que necesitamos para operar nuestro negocio.

Las empresas que operan en la industria de la energía, específicamente en el sector del petróleo y el gas, suelen confiar en varios proveedores, vendedores y prestadores de servicios clave para que les proporcionen las piezas, componentes, servicios y recursos críticos necesarios para operar y expandir su negocio. Si estos proveedores, vendedores y prestadores de servicios clave no entregan o se retrasan en la entrega de equipos, servicios o recursos críticos, es posible que no alcancemos nuestras metas operativas en el plazo previsto, lo que podría tener un efecto adverso en nuestro negocio, condición financiera, resultados de operación, flujos de caja y/o perspectivas.

Nuestras operaciones en la industria podrían ser susceptibles a los riesgos de rendimiento, calidad del producto y condiciones financieras de nuestros proveedores, vendedores y prestadores de servicios clave. Por ejemplo, su capacidad para proporcionarnos adecuada y oportunamente las piezas, componentes, servicios y recursos críticos para nuestras operaciones puede verse afectada si se enfrentan a limitaciones financieras o en tiempos de tensiones financieras generales y de recesión económica.

No podemos asegurar que, en el futuro, no sucederán interrupciones en el suministro o que podremos reemplazar oportunamente a aquellos proveedores o prestadores de servicios que no sean capaces de satisfacer nuestras necesidades, lo cual podría afectar adversamente la ejecución exitosa de nuestras operaciones y, consecuentemente, nuestro negocio, situación financiera, resultados de operación, flujos de caja y/o perspectivas.

Contamos con una fuerza laboral altamente sindicalizada y podríamos estar sujetos a acciones laborales tales como huelgas, las cuales podrían tener un efecto material adverso en nuestro negocio.

Los sectores en los que operamos están altamente sindicalizados. No podemos asegurar que nosotros o nuestras subsidiarias no experimentaremos interrupciones laborales o huelgas en el futuro, lo cual podría resultar en un efecto material adverso en nuestros negocios y retornos. No podemos asegurar que podamos negociar nuevos convenios colectivos en los mismos términos que los actualmente vigentes ni que no estaremos sujetos a huelgas o interrupciones laborales antes o durante el proceso de negociación de dichos convenios.

El convenio colectivo por el periodo de abril del 2019 a marzo del 2020 se firmó el 3 de mayo de 2019. En el futuro, si no podemos renegociar el convenio colectivo de trabajo en términos satisfactorios o si estamos sujetos a huelgas o interrupciones laborales, nuestros resultados de operación, nuestra condición financiera y el valor de mercado de nuestras acciones podrían verse afectados de manera significativa.

Nuestro desempeño depende en gran medida de la contratación y retención de personal clave.

Nuestro rendimiento actual y futuro y nuestras operaciones comerciales dependen de las contribuciones de nuestro Equipo de Administración, nuestros ingenieros y otros empleados. Confiamos en nuestra capacidad para atraer, formar, motivar y retener al personal administrativo y especialistas cualificados y experimentados. No se puede asegurar que seremos capaces de atraer y retener personal para puestos clave, y reemplazar a cualquiera de nuestros empleados clave podría resultar difícil y llevar mucho tiempo. La pérdida de los servicios y la experiencia de cualquiera de nuestros empleados clave, o nuestra incapacidad para contratar un reemplazo adecuado o personal adicional, podría tener un efecto material adverso en nuestras operaciones, flujos de caja y/o expectativas.

La nación mexicana es propietaria de las reservas de hidrocarburos ubicadas en el subsuelo de México.

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (la "Constitución mexicana") establece que la nación mexicana, y no nosotros, es dueña de todas las reservas de petróleo y otros hidrocarburos ubicadas en el subsuelo de México. El Art. 27 de la Constitución mexicana establece que el Gobierno mexicano llevará a cabo actividades de E&P a través de contratos con terceros o asignaciones otorgadas a Empresas Productivas del Estado. La Ley de Hidrocarburos de México nos permite a nosotros y a otras compañías petroleras y de gas explorar y extraer las reservas de petróleo y otros hidrocarburos ubicadas en México, sujeto a la celebración de acuerdos de conformidad con un proceso de licitación competitiva.

Es posible que nos veamos afectados negativamente por los cambios en las prácticas de reporte de LIBOR o por el método en el que se determina el London Interbank Offered Rate ("LIBOR"), o por las variaciones en las tasas de interés.

A la fecha del presente reporte, nuestra deuda pendiente incluía préstamos indexados al LIBOR. El 27 de julio de 2017, la Autoridad de Conducta Financiera (la "FCA" según sus siglas en inglés) anunció su intención de reducir progresivamente los tipos LIBOR para finales de 2021. No es posible predecir el efecto adicional de las normas de la FCA, ningún cambio en los métodos por los que se determina el LIBOR, ni ninguna otra reforma del LIBOR que pueda ser promulgada en el Reino Unido, la Unión Europea o en cualquier otro lugar.

Cualquiera de estos acontecimientos puede hacer que el LIBOR tenga un comportamiento diferente al del pasado, o que deje de existir. Además, cualquier otro cambio legal o regulatorio realizado por la FCA, el ICE Benchmark Administration Limited, el Instituto Europeo de Mercados de Dinero (antes Euribor-EBF), la Comisión Europea o cualquier otro organismo sucesor de gobierno o supervisión, o cambios futuros adoptados por dicho organismo, en el método por el que se determina el LIBOR o la transición del LIBOR a un organismo sucesor de referencia puede dar lugar a, entre otras cosas, un aumento o disminución repentino o prolongado del LIBOR, un retraso en la publicación del LIBOR y cambios en las reglas o metodologías del LIBOR, lo que puede disuadir a los participantes del mercado de continuar administrando o participando en la determinación del LIBOR y, en ciertas situaciones, podría dar lugar a que el LIBOR deje de ser determinado y publicado.

Si una tasa LIBOR publicada en US no está disponible después de 2021, las tasas de interés de nuestra deuda indexada a LIBOR se determinarán usando varios métodos alternativos, cualquiera de los cuales puede resultar en obligaciones de intereses que son mayores o no se correlacionan de otra manera con los pagos que se habrían hecho por dicha deuda si el LIBOR en US estuviera disponible en su forma actual. Además, los mismos costos y riesgos que pueden conducir a la discontinuación o indisponibilidad del LIBOR en US pueden hacer que uno o más de los métodos alternativos sean imposibles o impracticables de determinar. Cualquiera de estas propuestas o consecuencias podría tener un efecto material adverso en nuestros costos financieros.

Además, estamos expuestos a las fluctuaciones de las tasas de interés variables aplicables a nuestra deuda. También podemos incurrir en deuda adicional a tasa variable en el futuro. Los aumentos en las tasas de interés sobre la deuda de tasa variable aumentarían nuestros gastos financieros, lo que afectaría negativamente nuestros costos financieros.

Riesgos relacionados con las economías y entornos regulatorios argentinos y mexicanos.

Nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones económicas de Argentina.

La mayoría de nuestras operaciones, propiedades y clientes se encuentran en Argentina y, como resultado, nuestro negocio depende en gran medida de las condiciones económicas que prevalecen en Argentina. Los cambios en las condiciones económicas, políticas y regulatorias en Argentina y las medidas tomadas por el Gobierno argentino pueden tener un impacto significativo en nosotros.

La economía argentina ha experimentado una significativa volatilidad en las últimas décadas, incluyendo diversos periodos de crecimiento bajo o nulo y niveles elevados y variables de inflación y devaluación del ARS. No podemos asegurar que los niveles de crecimiento de los últimos años se mantengan en los años siguientes o que la economía argentina no sufra una recesión. Si las condiciones económicas en Argentina se deterioraran, o si la inflación se acelerara aún más, o si las medidas del Gobierno argentino para atraer o retener la inversión extranjera y el financiamiento internacional en el futuro no tuvieran éxito, tales acontecimientos podrían afectar adversamente el crecimiento económico de Argentina y, a su vez, afectar nuestra solvencia financiera y los resultados de operación.

Las condiciones económicas argentinas dependen de diversos factores, incluyendo (sin limitación) los siguientes: (i) demanda internacional de las principales *commodities* exportados por Argentina; (ii) los precios internacionales de las principales *commodities* exportados por Argentina; (iii) estabilidad y competitividad del ARS con respecto a las monedas extranjeras; (iv) competitividad y eficiencia de las industrias y servicios nacionales; (v) los niveles de consumo interno, de inversión y financiación local e internacional y; (vi) los niveles de inflación.

La economía argentina también es particularmente sensible a los acontecimientos políticos locales. A pesar de ciertas medidas tomadas por el Gobierno argentino, a partir del 10 de diciembre de 2015, tales como la eliminación de las restricciones cambiarias, el ajuste parcial de las tarifas del gas y la energía eléctrica, y la eliminación o reducción de los impuestos a la exportación de ciertos productos, sigue enfrentando desafíos con respecto a la economía argentina.

Además, la economía argentina es vulnerable a los acontecimientos adversos que afectan a sus principales socios comerciales. Un deterioro continuo de las condiciones económicas en Brasil, el principal socio comercial de Argentina, y un deterioro de las economías de otros socios comerciales importantes de Argentina, tales como China o Estados Unidos, podrían tener un impacto adverso

importante en la balanza comercial de Argentina y afectar adversamente el crecimiento económico de Argentina y, por lo tanto, podrían afectar negativamente nuestra salud financiera y los resultados de operación.

Por lo tanto, una significativa depreciación de las monedas de nuestros socios comerciales o competidores comerciales puede afectar negativamente la competitividad de Argentina y, en consecuencia, afectar negativamente la condición económica y financiera de Argentina y los resultados de nuestras operaciones.

El desarrollo económico y político en Argentina puede afectar de manera adversa y material nuestros negocios, resultados de operación y situación financiera.

La economía argentina ha experimentado una volatilidad significativa en las últimas décadas, caracterizada por periodos de bajo o negativo crecimiento, altos niveles de inflación y devaluación de la moneda. Como consecuencia, nuestros negocios y operaciones podrían verse afectados en el futuro, en diferentes grados, por los acontecimientos económicos y políticos y otros eventos materiales que afectan a la economía argentina, tales como: inflación; control de precios; controles cambiarios; fluctuaciones en los tipos de cambio de moneda extranjera y en las tasas de interés; políticas gubernamentales con respecto al gasto y la inversión; aumentos de impuestos nacionales, provinciales o municipales y otras iniciativas que incrementen la participación del gobierno en la actividad económica; disturbios civiles y preocupaciones por la seguridad local.

La economía argentina sigue siendo vulnerable, como se refleja en las siguientes condiciones económicas:

(i) los niveles de inflación se mantienen altos y pueden continuar en niveles similares en el futuro: según un informe publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos de la República Argentina (el "INDEC"), la inflación acumulada al índice de precios al consumidor ("IPC") del año 2019 fue del 53.8%;

(ii) de acuerdo con el cálculo publicado por el INDEC el 17 de diciembre de 2019, el producto interno bruto (el "PIB") registró un decrecimiento de 1.7% en relación con el mismo período del año anterior. A efectos comparativos, cabe señalar que el PIB disminuyó un 2.5% en 2018 y aumentó un 2.9% en 2017. El desempeño anterior del PIB de Argentina ha dependido en cierta medida de los altos precios de las materias primas que, a pesar de tener una tendencia favorable a largo plazo, son volátiles en el corto plazo y están fuera del control del Gobierno argentino y del sector privado;

(iii) la deuda pública de Argentina expresada como porcentaje del PIB sigue siendo alta;

(iv) el aumento discrecional del gasto público ha dado lugar y sigue dando lugar a déficits fiscales;

(v) podría haber un número significativo de protestas o huelgas, como en el pasado, lo que podría afectar negativamente a varios sectores de la economía argentina, incluyendo a la industria de extracción de petróleo;

(vi) el suministro de energía o de gas natural puede no ser suficiente para abastecer la actividad industrial (limitando así el desarrollo industrial) y el consumo;

(vii) los niveles de desempleo y de empleo informal siguen siendo altos, según el INDEC, el nivel de desempleo durante el tercer trimestre de 2019 fue del 9.7%;

(viii) el 7 de junio de 2018, el Gobierno argentino y el Fondo Monetario Internacional (el "FMI") anunciaron que se había llegado a un entendimiento técnico con la intención de abrir una línea de crédito por un monto de US 50,000 millones de US a 3 años, sujeto a la aprobación del Comité Ejecutivo del FMI, que considerará el plan económico de Argentina (el "SBA"). Las autoridades han indicado que tienen la intención de recurrir al primer tramo del acuerdo, pero que posteriormente tratan el préstamo como reservas cautelares en caso de que se necesiten en el futuro. El 20 de junio de 2018, el Comité Ejecutivo del FMI aprobó el mencionado acuerdo. El 21 de junio de 2018, el FMI realizó el primer desembolso bajo el acuerdo por un monto de US 15,000 millones. Además, el 26 de septiembre de 2018 el Gobierno argentino anunció que se había alcanzado un nuevo acuerdo técnico con el FMI, el que sustentó el acuerdo de reserva de tres años aprobado el 20 de junio de 2018. El acuerdo revisado incluye un aumento de los fondos disponibles del FMI de US 19,000 millones de US hasta finales de 2019, y eleva el monto total disponible en el marco del programa a US 57,100 millones de US hasta 2021. Los fondos disponibles en el marco del programa ya no se considerarían reservas cautelares, ya que las autoridades han indicado que tienen la intención de utilizar realmente el financiamiento del FMI para el apoyo presupuestario. El 26 de octubre de 2018, el FMI autorizó un segundo desembolso bajo el acuerdo por US 5,700 millones. El 19 de diciembre de 2018, el FMI autorizó un tercer desembolso bajo el acuerdo por US 7,600 millones. El 5 de abril del 2019, el FMI autorizó un cuarto desembolso bajo el acuerdo por US 10,9 miles de millones. Adicionalmente, el 12 de julio de 2019, el FMI autorizó un quinto desembolso bajo el acuerdo de aproximadamente US 5,400 millones. Sin perjuicio del esquema de desembolsos que tenía previsto el depósito de aproximadamente US 5,400 millones para mediados de septiembre de 2019, a la fecha del presente, dicho desembolso no fue perfeccionado; y

(ix) el Gobierno argentino está llevando adelante tareas vinculadas a la reestructuración de su deuda externa cuyo resultado aún es incierto.

Tal como ha sucedido anteriormente, la economía argentina puede verse afectada negativamente si las presiones políticas y sociales dificultan la implementación de ciertas políticas diseñadas para controlar la inflación, generar crecimiento y mejorar la confianza de los consumidores e inversionistas, o si las políticas implementadas por el Gobierno argentino que están diseñadas para alcanzar estas metas no tienen éxito. Estos eventos podrían afectar materialmente de manera adversa nuestra condición financiera y los resultados de operación.

Cualquier disminución en el crecimiento económico, el aumento de la inestabilidad económica o la expansión de las políticas económicas y las medidas tomadas por el Gobierno argentino para controlar la inflación o abordar otros acontecimientos macroeconómicos que afectan a entidades del sector privado como nosotros, cualquier desarrollo sobre el cual no tengamos el control, podría tener un efecto adverso en nuestros negocios, situación financiera o resultados de operación.

En caso de cualquier crisis económica, social o política, la capacidad del Gobierno argentino para obtener financiamiento, internacional o multilateral privado, adicional o inversión extranjera directa también puede ser limitada, lo que a su vez puede perjudicar su capacidad para implementar reformas y políticas públicas que fomenten el crecimiento económico, así como su capacidad para cumplir con el servicio de sus obligaciones de deuda pendientes, todo lo cual podría tener un efecto adverso en nuestro negocio, condición financiera o resultados de operaciones.

En tal escenario, las empresas que operan en Argentina pueden enfrentar el riesgo de huelgas, expropiación, nacionalización, modificación forzada de los contratos existentes y cambios en las políticas tributarias, incluyendo aumentos de impuestos y reclamos fiscales retroactivos. Además, los tribunales argentinos han dictado sentencias que modifican la jurisprudencia existente en materia laboral exigiendo que las empresas asuman una mayor responsabilidad, asuman los costos y riesgos asociados con la mano de obra subcontratada y al cálculo de los salarios, indemnizaciones por despido y cotizaciones a la seguridad social. Dado que operamos en un contexto en el que las leyes y reglamentos aplicables cambian con frecuencia, es difícil predecir si nuestras actividades se verán afectadas por dichos cambios y de qué manera.

La Comisión Federal de Competencia Económica ("COFECE") es la autoridad en materia de competencia en México con jurisdicción en varios sectores de la economía mexicana, incluyendo el sector de petróleo y gas, y como tal, tiene jurisdicción sobre las actividades realizadas por Vista.

La COFECE tiene amplias facultades para investigar y perseguir prácticas monopólicas absolutas (cárteles), prácticas monopólicas relativas (abuso de poder sustancial o de posición dominante) y concentraciones ilícitas, así como para prevenir concentraciones que puedan tener efectos anticompetitivos. Además, la COFECE puede determinar la existencia de insumos esenciales y regular su acceso, identificar barreras a la competencia y emitir recomendaciones a las autoridades federales, locales y municipales para eliminar dichas barreras y fomentar las condiciones de competencia. Por lo tanto, muchas de nuestras actividades pueden ser revisadas por la COFECE y, en el caso particular de operaciones de capital que involucren ciertos umbrales monetarios en términos de valor y/o activos, es posible que la realización de dichas operaciones requiera autorización de la COFECE.

Como resultado, la consumación de adquisiciones pendientes o futuras de activos o acciones puede estar sujeta al cumplimiento o renuncia de condiciones de cierre habituales, incluyendo, entre otras, la autorización de la COFECE. La realización de dichas operaciones no está asegurada, y estará sujeta a riesgos e incertidumbres, incluyendo el riesgo de que no se obtengan las autorizaciones regulatorias necesarias o que no se cumplan otras condiciones de cierre. Si dichas operaciones no se consuman, o si están sujetas a retrasos significativos, podrían afectar negativamente los precios de cotización de nuestras acciones ordinarias y nuestros resultados comerciales y financieros futuros.

Asimismo, la COFECE podría imponer sanciones o establecer condiciones a nuestro negocio si no podemos solicitar o recibir, o nos retrasamos en solicitar o recibir, las autorizaciones mencionadas y, si éstas se materializaran podrían tener un efecto material adverso en nuestros resultados y condición financiera. Del mismo modo, no se puede asegurar que las autorizaciones que no se hayan obtenido podrán obtenerse o puedan obtenerse sin condiciones. La falta de obtención de dichas autorizaciones, o las condiciones a las que pueden estar sujetas, podrían tener un efecto material adverso en nuestros resultados y condición financiera.

Ciertos riesgos son inherentes a cualquier inversión en una empresa que opera en un mercado emergente, como Argentina y México.

Argentina y México son economías de mercado emergentes, y la inversión en mercados emergentes generalmente conlleva riesgos. Estos riesgos incluyen la inestabilidad política, social y económica que puede afectar los resultados económicos de Argentina y México, los cuales pueden provenir de muchos factores, incluyendo los siguientes: (i) incrementos en las tasas de interés; (ii) cambios abruptos en el valor de las divisas; (iii) altos niveles de inflación; (iv) controles de cambio; (v) controles salariales y de precios; (vi) regulaciones para la importación de equipos y otras necesidades relevantes para las operaciones; (vii) cambios en las políticas económicas, administrativas o fiscales del gobierno y; (viii) tensiones políticas y sociales.

Cualquiera de estos factores, así como la volatilidad en los mercados, pueden afectar adversamente nuestro negocio, los resultados de operación, la situación financiera, el valor de nuestras Acciones Serie A, además de nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones financieras.

La implementación de controles de cambio en el futuro, incluyendo la repatriación obligatoria de los ingresos provenientes de las ventas de exportación de hidrocarburos, podría afectar adversamente nuestros resultados de operación.

Luego de asumir en 2015, el expresidente Mauricio Macri eliminó todas las disposiciones restantes relativas a la repatriación de los ingresos de exportación, establecidas por la gestión anterior tendientes a la obligación de repatriar y convertir en ARS a través del mercado local de divisas, todos los ingresos de exportación derivados de las ventas de exportación de petróleo y gas.

Mediante el Decreto N°2703/2002, el PEN argentino estableció la obligación para los productores de petróleo y gas de liquidar al menos el 30% de los ingresos provenientes de la exportación de petróleo crudo de libre disponibilidad o sus derivados a través del mercado cambiario local. Posteriormente, el 25 de octubre de 2011, mediante el Decreto N°1722/2011, el PEN argentino extendió la obligación de repatriación al 100% de los ingresos de exportación.

Durante la presidencia de Mauricio Macri, las restricciones cambiarias fueron significativamente flexibilizadas mediante la derogación parcial de ciertas normas, incluyendo el Decreto N°1722/2011. Así, el 1 de noviembre de 2017, mediante el Decreto N°893/2017, y posteriormente mediante la Comunicación "A" 6363 (y sus modificaciones) del BCRA, se eliminaron todas las disposiciones relativas a la repatriación de los ingresos de exportación, incluida la obligatoriedad de ingreso y liquidación de divisas provenientes de operaciones de exportación de petróleo y gas.

No obstante, el 1° de septiembre de 2019, el Gobierno argentino emitió el Decreto N°609, estableciendo, entre otros menesteres, que hasta el 31 de diciembre de 2019, el contravalor de la exportación de bienes y servicios deberá ingresarse al país en divisas y/o negociarse en el mercado de cambios, facultándose BCRA a reglamentar las condiciones y plazos referidos a su cumplimiento y a dictar las medidas necesarias para evitar prácticas y operaciones tendientes a eludir, a través de títulos públicos u otros instrumentos lo dispuesto en el Decreto 609.

En dicho marco, el BCRA ha dictado la Comunicación "A" 6770, que fuera complementada, entre otras, por las Comunicaciones "A" 6776, "A" 6780 y "A" 6788 del BCRA, normativa que ha dispuesto, entre otras cuestiones, la obligación de ingreso y liquidación del contravalor en divisas de la exportación hasta alcanzar el valor facturado, los cobros de exportaciones oficializadas con anterioridad al 2 de septiembre de 2019 que se encontrasen pendientes de cobro a esa fecha, y de los anticipos, prefinanciaciones y post-financiaciones de exportaciones del exterior, los plazos en los que debe cumplirse, a la vez de la autorización para realizar aplicaciones específicas de dichos cobros.

Mediante el dictado de estas regulaciones cambiarias, el BCRA ha regulado el acceso al mercado local de cambios para la cancelación de anticipos u otras financiaciones de exportación sin aplicación de divisas por cobros de exportaciones de bienes, condicionándolo, en ciertos casos, a la presentación de certificaciones por parte de la entidad encargada del seguimiento de la financiación.

No podemos asegurar que el Gobierno argentino no impondrá en el futuro nuevas restricciones cambiarias a la exportación, los cuales podrían afectar adversamente nuestro negocio, los resultados de las operaciones y la condición financiera, ni que el Gobierno mexicano no impondría controles de cambio u otras medidas confiscatorias.

El impacto de la inflación en Argentina sobre nuestros costos podría tener un efecto material adverso en nuestros resultados de operación.

Históricamente, la inflación ha socavado la economía argentina, así como la capacidad del Gobierno argentino para crear condiciones que permitan el crecimiento. En los últimos años, Argentina ha experimentado altos niveles de inflación.

En enero de 2014, se publicó un nuevo índice de precios al consumidor, el Índice de Precios al Consumidor Nacional Urbano (“IPCNU”) con el objetivo de mejorar la precisión de las mediciones de la evolución de los precios en la economía argentina. El IPCNU integra un conjunto de índices de precios que permite monitorear la evolución de diversos precios de la economía (mayoristas, de materias primas y de construcción, entre otros) considerando la información de precios de todas las provincias de Argentina.

El IPCNU aumentó un 10.7% en el periodo de enero a octubre de 2015 (según los últimos datos disponibles); y un 20.9% en 2014. En el pasado, ha habido una disparidad sustancial entre los índices de inflación publicados por el INDEC y los índices de inflación más altos estimados por las consultoras privadas. El INDEC estimó que el Índice de Precios al Por Mayor de Argentina aumentó un 13.1% en 2012, un 14.8% en 2013, un 28.3% en 2014 y un 10.6% en el periodo comprendido entre enero y octubre de 2015 (según los últimos datos disponibles, debido a que el INDEC no ha revelado cifras para noviembre y diciembre de 2015).

Como consecuencia de los eventos mencionados, no se reveló la medida de inflación del índice IPCNU para todo el año 2015, y de acuerdo con los últimos datos disponibles (a partir de octubre de 2015) el IPCNU registró un incremento del 11,9% con respecto al periodo enero a octubre de 2015. Como orientación alternativa al IPCNU, las autoridades sugirieron que se observaran otras medidas, como las publicadas por el gobierno de la Ciudad de Buenos Aires, a través de la Dirección General de Estadística y Censos (IPC CABA) y la Provincia de San Luis que registraron un incremento anual del 26.9% y 31.6% en 2015, respectivamente.

El 8 de enero de 2016, se emitió el Decreto N°55/2016 que declara el estado de emergencia estadística nacional respecto del sistema estadístico nacional y al INDEC hasta el 31 de diciembre de 2016 (el cual no fue prorrogado). Durante este estado de emergencia, el INDEC suspendió momentáneamente la publicación de los principales indicadores (precios, pobreza, desempleo y PIB) hasta que se completara una reorganización de su estructura técnica y administrativa capaz de producir información estadística suficiente y confiable. Durante dicho periodo, el INDEC publicó cifras oficiales del IPC publicadas por el gobierno de la Ciudad de Buenos Aires y la Provincia de San Luis como referencia. A la fecha de este reporte, el INDEC ha reanudado la publicación de los datos estadísticos mencionados, aunque para algunos indicadores no ha revelado o proporcionado cifras readecuadas para ciertos periodos de tiempo.

Después de implementar las reformas anunciadas, en diciembre de 2016 el INDEC comenzó a publicar las mediciones oficiales de su principal indicador de inflación, el IPC. Durante 2017, el INDEC publicó regularmente el índice IPC, registrando un aumento del 24.8% en comparación anual. La variación del IPCNU para el periodo de enero a diciembre de 2018 fue del 47.6% en comparación con el mismo periodo del año 2017. Por otra parte, el INDEC informó que el IPC mensual registró una variación del 5.9% en septiembre de 2019, 3.3% en octubre de 2019, 4.3% en noviembre de 2019 y 3.7% en diciembre de 2019, con una inflación anual de 53.8% para el año 2019.

El Gobierno argentino continuó implementando medidas para monitorear y controlar los precios de los bienes y servicios más relevantes. A pesar de estas medidas, la economía argentina sigue experimentando altos niveles de inflación. Si el valor del ARS no puede estabilizarse mediante políticas fiscales y monetarias, podría ocasionarse un aumento en las tasas de inflación.

Los altos niveles de inflación afectan la competitividad exterior de Argentina, la desigualdad social y económica, afectan negativamente el empleo, el consumo, el nivel de actividad económica y socavan la confianza en el sistema bancario argentino, lo que podría limitar aún más la disponibilidad y el acceso al crédito nacional e internacional por parte de las empresas locales y la estabilidad política.

Considerando el comportamiento en los últimos años, la inflación sigue siendo un desafío para Argentina. El gobierno del expresidente Macri anunció su intención de reducir el déficit fiscal primario como porcentaje del PIB a lo largo del tiempo y la dependencia del Gobierno argentino del financiamiento del BCRA. Si, a pesar de las medidas adoptadas no se lograra corregir los desequilibrios inflacionarios estructurales de Argentina, los niveles actuales de inflación podrían continuar y tener un efecto adverso en la economía y la situación financiera del país.

La inflación también puede llevar a un aumento de la deuda de Argentina; lo cual ha contribuido a un aumento significativo en nuestros costos de operación, particularmente en los costos de mano de obra, y ha tenido un impacto negativo en nuestros resultados de operación, posición financiera y negocios.

Los niveles de inflación podrían aumentar en el futuro, y existe incertidumbre sobre los efectos que puedan tener las medidas adoptadas, o que fueran adoptadas en el futuro por el Gobierno argentino para controlar la inflación. El aumento de la inflación podría afectar negativamente a la economía argentina y, a su vez, podría afectar negativamente a nuestro negocio, a nuestra situación financiera y al precio de mercado de nuestras Acciones Serie A.

La capacidad de Argentina para obtener financiamiento de los mercados internacionales es limitada, lo que podría afectar su capacidad para implementar reformas y sostener el crecimiento económico.

Tras la morosidad de ciertos pagos de deuda por parte de Argentina en 2001, el Gobierno argentino logró reestructurar el 92% de la deuda a través de dos ofertas de canje de deuda llevadas a cabo en 2005 y 2010. A partir de 2002, ciertos acreedores que se negaron a participar de las ofertas de canje (los “holdouts”) iniciaron numerosas demandas contra Argentina en varias jurisdicciones, incluidos los Estados Unidos, Italia, Alemania y Japón.

Estas demandas generalmente afirman que Argentina no pagó a tiempo los intereses y/o el capital de sus bonos, por lo que buscan sentencias por el valor nominal y/o los intereses devengados de esos bonos. Se han dictado sentencias en numerosos procedimientos en los Estados Unidos, Alemania y Japón. A la fecha de este reporte, los acreedores con sentencias favorables no han logrado, con algunas excepciones menores, ejecutar esas sentencias.

En 2014, los tribunales de Nueva York prohibieron a Argentina efectuar pagos de sus bonos emitidos en las ofertas cambiarias llevadas a cabo en 2005 y 2010 a los tenedores de deuda reestructurada, a menos que se llegara a un acuerdo con los montos adeudados a los tenedores de bonos en mora. El Gobierno argentino tomó una serie de medidas para continuar sirviendo los bonos emitidos en las ofertas de intercambio de 2005 y 2010, que tuvieron un éxito limitado. Los acreedores que se mantuvieron al margen continuaron litigando para ampliar el alcance de las cuestiones, con el objetivo de incluir el pago por parte del Gobierno argentino de deuda distinta de los bonos cambiarios de 2005 y 2010, y disputaron con éxito la independencia del BCRA.

La administración anterior presentó una propuesta de acuerdo a los tenedores de bonos en mora en diciembre de 2015 con el fin de cerrar 15 años de litigios. Entre febrero y abril de 2016, el Gobierno argentino suscribió, en principio, acuerdos con ciertos tenedores de deuda vencida y presentó una propuesta a otros tenedores de deuda vencida, incluyendo aquéllos con reclamaciones pendientes en los tribunales de los Estados Unidos, sujeto a dos condiciones: (i) la obtención de la aprobación del Congreso de la Nación y; (ii) el levantamiento de los requerimientos *pari passu*.

El 31 de marzo de 2016, el Congreso argentino eliminó los obstáculos legislativos al acuerdo y aprobó la propuesta de acuerdo. El 22 de abril de 2016, Argentina realizó una emisión de bonos gubernamentales por US 16,500 millones, de los cuales US 9,300 millones se destinaron a satisfacer los pagos de los acuerdos de liquidación alcanzados con los tenedores de deuda en mora. Desde entonces, se han liquidado prácticamente todos los créditos pendientes en concepto de fianzas impagadas. El Juez Thomas Griesa ordenó el levantamiento de las medidas cautelares que impedían los pagos a los participantes de las ofertas de canje de deuda de 2005 y 2010, sujeto a la confirmación de los pagos indicados anteriormente.

A la fecha de este reporte, ciertos litigios iniciados por tenedores de bonos que no han aceptado suscribir acuerdos con la Argentina continúan en distintas jurisdicciones, aunque la magnitud de los reclamos exigidos ha disminuido significativamente.

Además, desde 2001, los accionistas extranjeros de algunas empresas argentinas presentaron demandas por montos sustanciales ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (“CIADI”) contra Argentina, de conformidad con el

reglamento de arbitraje de la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional. Los demandantes alegan que ciertas medidas adoptadas por el Gobierno argentino durante la crisis económica de 2001 y 2002 eran incompatibles con las normas o estándares establecidos en varios tratados bilaterales de inversión por los que Argentina estaba obligada en ese momento.

Hasta la fecha de este reporte, varias de estas controversias se han resuelto, y un número significativo de casos se encuentran en proceso o han sido suspendidos temporalmente debido al acuerdo de las partes.

A pesar de que el levantamiento en 2016 de las medidas que impedían a los bonistas recibir pagos bajo los bonos emitidos de acuerdo con las ofertas de canje de deuda de 2005 y 2010 elimina un obstáculo importante para el acceso del país a los mercados internacionales de capital, no se puede asegurar que los litigios iniciados por tenedores de bonos no aceptantes, así como, las reclamaciones pendientes ante el CIADI, puedan dar lugar a procedimientos legales contra el Gobierno argentino, lo que podría conllevar embargos/incautaciones o medidas cautelares en relación con los activos argentinos que el Gobierno argentino destinó a otros usos.

Como resultado, es posible que el Gobierno argentino no cuente con los recursos financieros para implementar reformas e impulsar el crecimiento, lo que podría tener un efecto adverso significativo en la economía del país y, en consecuencia, en nuestras actividades. Asimismo, la incapacidad de Argentina para obtener crédito en los mercados internacionales podría tener un impacto directo en nuestra capacidad y en la de nuestras subsidiarias para acceder a dichos mercados a fin de financiar nuestras operaciones y crecimiento, incluyendo el financiamiento de inversiones de capital, lo que afectaría negativamente nuestra condición financiera, los resultados de operación y los flujos de caja.

Las fluctuaciones en el valor del ARS podrían afectar negativamente a la economía argentina y a nuestros negocios y resultados de operación en Argentina.

Las fluctuaciones en el valor del ARS frente al US pueden afectar adversamente la economía argentina, nuestra condición financiera y los resultados de operación. Si bien la mayoría de nuestros ingresos están denominados en US, las áreas de explotación podrían verse limitadas por la capacidad de las refinerías para impulsar los aumentos de costos a los precios de las bombas, que están denominados en moneda local. Esto puede generar riesgo para nuestro flujo de ingresos en entornos macroeconómicos volátiles.

Por lo tanto, estamos expuestos a los riesgos asociados con la fluctuación del ARS en relación con el US. Después de varios años de moderadas variaciones en el tipo de cambio, entre el 2 de mayo de 2018 y el 1 de octubre de 2018, el ARS cayó de 20.9 a 40.3 ARS/US de acuerdo con el tipo de cambio para la compra del US publicado por el BCRA, a raíz de la crisis financiera previamente mencionada. Luego de dicho período, se registraron variaciones ascendentes y descendentes que no bajaron de 35.5 ARS/ US de acuerdo con el tipo de cambio para la compra del US publicado por el BCRA, y que hasta el 9 de agosto de 2019 habían alcanzado los 45.4 ARS/US. Luego de las elecciones primarias, abiertas, simultáneas y obligatorias del 11 de agosto de 2019, el precio del US en relación con el ARS subió en aproximadamente ARS 10, llegando al 31 de diciembre de 2019 con un valor de 59.89 ARS/US, representando una devaluación de aproximadamente un 59% comparado con la misma fecha del año anterior.

El 1° de septiembre de 2019, el Gobierno argentino emitió el Decreto 609, estableciendo, entre otros menesteres, que hasta el 31 de diciembre de 2019, el contravalor de la exportación de bienes y servicios deberá ingresarse al país en divisas y/o negociarse en el mercado de cambios, facultándose BCRA a reglamentar las condiciones y plazos referidos a su cumplimiento y a dictar las medidas necesarias para evitar prácticas y operaciones tendientes a eludir, a través de títulos públicos u otros instrumentos lo dispuesto en el Decreto 609.

En dicho marco, el BCRA ha dictado la Comunicación “A” 6770, según luego fuera modificada y complementada, entre otras, por las Comunicaciones “A” 6884 y 6854 del BCRA, normativa que ha dispuesto, entre otros menesteres, la obligación de ingreso y liquidación de los cobros de exportaciones de bienes y servicios, ciertas obligaciones respecto de los endeudamientos financieros con el exterior y a los anticipos, prefinanciaciones y post-financiaciones de exportaciones del exterior, y las reglas sobre el acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes y servicios, y dividendos y utilidades.

No podemos predecir si, y en qué medida, el valor del ARS podría depreciarse o apreciarse aún más frente al US y cómo dichas fluctuaciones podrían afectar nuestro negocio. Como resultado del aumento de la volatilidad del ARS, el Gobierno argentino anunció varias medidas para restaurar la confianza del mercado y estabilizar su valor. Las medidas implementadas por el BCRA incluyen,

entre otras, los incrementos de las tasas de interés de corto plazo al 70%, el aumento de las reservas obligatorias de depósitos en ARS para los bancos más grandes de Argentina del 28% al 31%, la venta de reservas en moneda extranjera y la re-implementación de controles cambiarios.

Como parte de los términos y condiciones del acuerdo revisado con el FMI aprobado el 20 de junio de 2018, el 28 de septiembre de 2018, el Comité de Política Monetaria del BCRA introdujo una banda de tipos de cambio vigente a partir del 1 de octubre de 2018. El tipo de cambio del ARS con el US podía fluctuar entre ARS 34 y ARS 44/US sin la intervención del BCRA. La banda se ajustó a una tasa mensual del 3% hasta finales de 2018. En caso de que el tipo de cambio fluctúe por encima o por debajo del rango de la banda (la “Zona de no Intervención”), el BCRA podría intervenir vendiendo o comprando divisas, según sea el caso, para mantener el tipo de cambio dentro de la banda. Adicionalmente, el 2 de enero de 2019, el Comité de Política Monetaria del BCRA decidió mantener la misma banda del rango de tipos de cambio sin intervención vigente desde diciembre de 2018 para enero de 2019, con un ajuste de la tasa mensual del 2% hasta finales de marzo de 2019. En marzo de 2019, el Comité de Política Monetaria del BCRA definió la Zona de no Intervención para el segundo trimestre de 2019. Como resultado, el valor del ARS frente al US podría fluctuar entre ARS 39.39 y ARS 50.97/US (a partir de marzo de 2019), sujeto a ajustes diarios, a una tasa mensual del 1.75% entre el 1 de abril y el 30 de junio de 2019. Con el fin de reforzar el proceso de baja de la inflación, el 16 de abril de 2019, el Comité de Política Monetaria del BCRA decidió reducir la tasa de ajustes diarios de la zona no intervencionista a 0% para el remanente del 2019. En este sentido, se pretendía que los límites se mantengan constantes en ARS 39.75 y ARS 51.44, respectivamente, hasta el 31 de diciembre de 2019. Sin embargo, dada la volatilidad observada a finales de abril de 2019, el 29 de abril de 2019, el Comité de Política Monetaria del BCRA consideró apropiado reforzar la política monetaria contractiva modificando el actual régimen cambiario monetario. En este sentido, el BCRA podría intervenir mediante la venta de divisas, aun cuando el tipo de cambio del ARS con el US sea inferior a 51.44 ARS (el monto y la frecuencia de dichas intervenciones dependientes de la dinámica del mercado). Si el tipo de cambio ARS-US superaba el límite de no intervención de ARS 51.44, el BCRA podría aumentar el monto de las ventas diarias estipuladas hasta el momento de US 150 a US 250 millones. Asimismo, el BCRA puede determinar la necesidad de intervenciones adicionales para contrarrestar episodios de volatilidad excesiva si se considera necesario.

No podemos predecir si el Gobierno argentino podrá cumplir con todos los términos del SBA. La capacidad del Gobierno argentino para estabilizar el mercado de divisas, restaurar el crecimiento económico y cumplir con los términos del SBA es incierta. La continua depreciación del ARS y, en su caso, el incumplimiento de los términos del SBA podrían tener un efecto material adverso en la economía argentina y, consecuentemente, en nuestros flujos de caja, condición financiera y resultados de operación.

La intervención del Gobierno puede afectar negativamente a la economía argentina y, como resultado, a nuestros negocios y resultados de operación en Argentina.

Anteriormente, el gobierno argentino ha intervenido en forma directa en la economía, a través de la implementación de medidas de expropiación y nacionalización (incluyendo la ya mencionada expropiación del 51% de las acciones de YPF por parte del Gobierno argentino), control de precios y control de cambios, entre otras. Aunque la administración anterior ha revertido algunas de estas medidas, no hay garantías de que esta tendencia continúe.

En 2008, el gobierno de Fernández de Kirchner absorbió y sustituyó el antiguo sistema privado de pensiones por un sistema público de pensiones de pago sobre la marcha o “pay as you go”. En consecuencia, todos los recursos administrados por los fondos de pensiones, incluyendo ciertas participaciones significativas en una amplia gama de empresas cotizadas, se transfirieron a un Fondo de Garantía de Sustentabilidad independiente administrado por la Administración Nacional de la Seguridad Social (la “ANSES”). Con la nacionalización de los fondos privados de pensiones argentinos, el Gobierno argentino, a través de la ANSES, se convirtió en accionista de muchas de las empresas cuyas acciones se encuentran en el régimen de la oferta pública de Argentina.

Además, históricamente el Gobierno argentino ha adoptado medidas para controlar directa o indirectamente el acceso de empresas y particulares al comercio exterior y a los mercados de divisas, tales como restringir su libre acceso e imponer la obligación de repatriar y vender en el mercado local de divisas todos los ingresos en divisas obtenidos de las exportaciones. Estas regulaciones nos impidieron o limitaron la compensación del riesgo derivado de nuestra exposición al US. Nuestros negocios y operaciones en Argentina también podrían verse afectados negativamente por las medidas adoptadas por el Gobierno argentino para hacer frente a la inflación y promover un crecimiento macroeconómico sostenible.

Es probable que se presente un escenario de bajo crecimiento y altos niveles de inflación, como resultado de la acumulación de desequilibrios macroeconómicos en los últimos años, las acciones del Gobierno argentino en materia regulatoria y las difíciles condiciones de la economía internacional. No podemos garantizar que las políticas implementadas por el Gobierno argentino no afecten negativamente nuestro negocio, los resultados de las operaciones, la situación financiera, el valor de nuestros valores y nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones financieras.

Con fecha 1° de septiembre de 2019, ante diversos factores que impactaron la evolución de la economía argentina y la incertidumbre provocada en los mercados financieros, el PEN emitió el Decreto 609, complementado por la Comunicación "A" 6770 (y modificatorias y complementarias), emitida por el BCRA en la misma fecha, cuyos principales lineamientos establecen la obligación de ingreso y liquidación de ciertos cobros o fondos desembolsados en el exterior, limitaciones al acceso al mercado local de cambios y limitaciones a la transferencias de divisas al exterior.

Argentina es una economía de mercado emergente que es altamente sensible a los acontecimientos políticos locales que han tenido un impacto adverso en el nivel de inversión en Argentina. En ese marco, no podemos garantizar que podamos acceder a los mercados de divisas o que estas medidas no causen fluctuaciones en el valor del ARS. La implementación de controles cambiarios adicionales y otros acontecimientos económicos, sociales y políticos futuros en Argentina, sobre los cuales no tenemos control, pueden afectar adversamente nuestros negocios, resultados de operación, condición financiera, el valor de nuestros valores y nuestra capacidad para cumplir con nuestras obligaciones financieras.

No podemos asegurar que las medidas adoptadas, y cualquier otra que pueda adoptar cualquier gobierno futuro, tales como la expropiación, nacionalización, renegociación forzada o modificación de contratos existentes, cambios en las leyes, regulación y políticas que afectan los impuestos, el comercio exterior y las inversiones, no tendrán un efecto material adverso en la economía argentina y, como consecuencia, afectarán negativamente nuestra condición financiera, nuestros resultados de operación o causarán una disminución en el valor de mercado de las Acciones Serie A.

El 20 de diciembre de 2019, el Congreso Nacional sancionó la Ley N°27,541 denominada Ley PAIS declarando la emergencia pública en materia económica; financiera; fiscal; administrativa; previsional; tarifaria; energética; sanitaria y social, delegando en el PEN amplias facultades para asegurar la sostenibilidad de la deuda pública; reglar la reestructuración tarifaria del sistema energético mediante una renegociación de la revisión tarifaria integral vigente y; reordenar los entes reguladores del sistema energético; entre otras.

Adicionalmente, dicha ley, impulsada por el gobierno de Alberto Fernández, modifica el impuesto sobre los bienes personales, aumentando su alícuota, y faculta al PEN a fijar alícuotas superiores para activos financieros situados en el exterior, asimismo, se crea un nuevo impuesto a la compra de divisas del 30%. Dicho impuesto alcanza a la compra de billetes y divisas en moneda extranjera para atesoramiento o sin un destino específico. Como parte del paquete de medidas tendientes a reducir el déficit fiscal, dicha ley suspendió el sistema de ajuste jubilatorio por 180 días.

Las medidas implementadas por el Gobierno argentino al reintroducir controles de cambio; imponer restricciones a las transferencias al exterior; restricciones a los movimientos de capitales, en respuesta a la fuga de capitales o a los fines de evitar nuevas depreciaciones significativas del ARS, podrían limitar nuestra capacidad de acceder a los mercados de valores internacionales. Tales medidas podrían, a su vez, provocar tensiones políticas y sociales y socavar las finanzas públicas del Gobierno argentino, como ha ocurrido en el pasado, lo que podría tener un efecto adverso en la actividad económica en Argentina y, en consecuencia, afectar negativamente nuestros negocios y resultados de operación y hacer que el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A disminuya.

Una crisis financiera global o regional y condiciones desfavorables de crédito y de mercado pueden afectar negativamente nuestra liquidez, clientes, negocios y resultados de operación.

Los efectos de una crisis financiera mundial o regional y los disturbios en el sistema financiero mundial pueden tener un impacto negativo en nuestro negocio, nuestra situación financiera y los resultados de nuestras operaciones, que probablemente serán más graves en las economías de mercado emergentes, como Argentina y México. Este fue el caso en 2008, cuando la crisis económica mundial

provocó un repentino declive económico en Argentina en 2009, acompañado de presiones inflacionarias, depreciación del ARS y una disminución en la confianza de consumidores e inversionistas.

Los efectos de una crisis económica en nuestros clientes y en nosotros no se pueden predecir. La debilidad de las condiciones económicas globales y locales podría llevar a una reducción de la demanda o de los precios de la energía, los hidrocarburos y los productos petrolíferos y petroquímicos relacionados, lo que podría tener un efecto negativo en nuestros ingresos.

Factores económicos como el desempleo, la inflación y la falta de disponibilidad de crédito también podrían tener un efecto material adverso en la demanda de energía y, por lo tanto, en la situación financiera de nuestro negocio y en los resultados de las operaciones. La situación financiera y económica en Argentina, México o en otros países de América Latina, como Brasil, también puede tener un impacto negativo en nosotros y en terceros con los que hacemos o podemos hacer negocios. Véase ***“La economía argentina puede verse afectada negativamente por la evolución económica en otros mercados y por efectos de “contagio” más generales, que podrían tener un efecto material adverso en el crecimiento económico de Argentina”*** de este reporte.

La crisis económica mundial que se inició en el cuarto trimestre de 2008, que provocó la caída en las bolsas de valores y la insolvencia de importantes instituciones financieras, limitó la capacidad de las empresas argentinas para acceder a los mercados financieros internacionales, como lo habían hecho en el pasado, o hizo que dicho acceso fuera significativamente más costoso. Una crisis financiera mundial o regional similar en el futuro podría limitar nuestra capacidad de acceso a los mercados de crédito o de valores en un momento en que necesitemos financiación, lo que menoscabaría nuestra flexibilidad para reaccionar ante los cambios en las condiciones económicas y empresariales. Véase ***“Riesgos relacionados con las economías y entornos regulatorios argentinos y mexicanos - La capacidad de Argentina para obtener financiamiento de los mercados internacionales es limitada, lo que podría afectar su capacidad para implementar reformas y sostener el crecimiento económico”***.

Por otra parte, la crisis de los mercados emergentes iniciada en el segundo trimestre de 2018 como consecuencia del aumento de las tasas de interés por parte de la Reserva Federal estadounidense y de la guerra comercial entre Estados Unidos y China, entre otros factores, tuvo un impacto material en la economía argentina. Entre el 2 de mayo de 2018 y el 1 de octubre de 2018, el ARS cayó de 20.9 a 38.7 ARS por cada US de acuerdo con el tipo de cambio para la compra del US publicado por el BCRA. Aunque el FMI y el Gobierno argentino firmaron un acuerdo para normalizar el presupuesto fiscal argentino, no podemos garantizar la estabilidad financiera en los frentes internacional y nacional.

La economía argentina puede verse afectada negativamente por la evolución económica en los mercados financieros globales y por efectos de “contagio” más generales de otros mercados financieros, que podrían tener un efecto material adverso en el crecimiento económico de Argentina.

Los mercados financieros y de valores argentinos están influenciados, en diversos grados, por las condiciones económicas y financieras de otros mercados y la economía argentina es vulnerable a los choques externos, incluidos los relacionados o similares con la crisis económica mundial que comenzó en 2008 y las condiciones económicas y financieras de los principales socios comerciales de Argentina, en particular Brasil. Por ejemplo, la actual devaluación de la moneda brasileña y la desaceleración de su economía pueden afectar negativamente a la economía argentina y, a su vez, a nuestros negocios y resultados de nuestras operaciones.

Aunque las condiciones económicas pueden variar de un país a otro, la percepción de los inversionistas de los eventos que ocurren en otros países ha afectado sustancialmente en el pasado, y puede continuar afectando sustancialmente los flujos de capital hacia otros países y el valor de los valores en la bolsa en otros países, incluyendo Argentina. La economía argentina se vio afectada negativamente por los acontecimientos políticos y económicos que se produjeron en varias economías emergentes en los años noventa, incluidos los de México en 1994, el colapso de varias economías asiáticas entre 1997 y 1998, la crisis económica en Rusia en 1998 y la devaluación brasileña de su moneda en enero de 1999.

La economía argentina también se ve influenciada por la evolución económica de los mercados con los que mantiene estrechos vínculos financieros y políticos, incluido el MERCOSUR. En julio de 2019, el MERCOSUR y la Unión Europea firmaron un acuerdo de libre comercio (el “Acuerdo UE-MERCOSUR”), que se espera cree un mercado de bienes y servicios de aproximadamente US 800 millones de consumidores y casi un cuarto del PIB mundial.

El Acuerdo UE-MERCOSUR contempla, entre otras cuestiones, reducciones arancelarias para determinadas mercancías, mecanismos temporales de salvaguarda que pueden aplicarse temporalmente para evitar perjuicios a las industrias nacionales, la apertura de la contratación pública de los países del MERCOSUR a las empresas europeas, el establecimiento de normas generales sobre comercio electrónico y un mecanismo de solución de controversias. El efecto que el Acuerdo UE-MERCOSUR podría tener en la economía argentina y en las políticas implementadas por el gobierno argentino es incierto. Los acontecimientos económicos o financieros negativos derivados del Acuerdo UE-MERCOSUR pueden tener un efecto material adverso en la economía argentina e, indirectamente, en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operación.

Además, las reacciones de los inversionistas internacionales a los eventos que ocurren en un mercado a veces demuestran un efecto de "contagio" en el cual toda una región o clase de inversión es desfavorable para los inversionistas internacionales, Argentina podría verse afectada negativamente por desarrollos económicos o financieros negativos en otros países, lo que a su vez podría tener un efecto significativamente adverso en la economía argentina e, indirectamente, en nuestros negocios, condición financiera, resultados de operación, y en el valor de mercado de nuestras Acciones Serie A.

Las restricciones en el suministro de energía podrían afectar negativamente a la economía argentina.

Como resultado de la prolongada recesión, la conversión forzada de las tarifas de energía en ARS y la consiguiente congelación de las tarifas de gas natural y electricidad en Argentina, en los últimos años ha habido una falta de inversión en el suministro de gas natural y electricidad, además de un decremento en la capacidad de transporte en Argentina.

Al mismo tiempo, la demanda de gas natural y electricidad ha aumentado sustancialmente, impulsada por la recuperación de las condiciones económicas y las restricciones de precios, lo que llevó al Gobierno argentino a adoptar una serie de medidas que han dado lugar a la escasez de la industria y/o a mayores costos. En particular, Argentina ha estado importando gas natural para compensar la escasez de producción local. Para pagar las importaciones de gas natural, el Gobierno argentino ha utilizado con frecuencia las reservas del BCRA, dada la ausencia de inversión extranjera directa. Si el Gobierno argentino no pudiera hacer frente a sus obligaciones en relación con la importación de gas natural, la actividad económica, los negocios y las industrias pueden verse afectados negativamente.

El Gobierno argentino ha tomado una serie de medidas para aliviar el impacto a corto plazo de la escasez de energía en los usuarios residenciales e industriales. Si estas medidas resultan insuficientes, o si no se dispone de la inversión necesaria para aumentar la capacidad de producción de gas natural, de transporte y generación de energía eléctrica en el mediano y largo plazo, la actividad económica en Argentina podría verse reducida, y con ello nuestras operaciones.

Como primer paso de estas medidas, se implementaron una serie de incrementos arancelarios y reducciones de subsidios (aplicables principalmente a las industrias y a los consumidores de altos ingresos). El 17 de diciembre de 2015, y tras la publicación del Decreto N°134/2015, la administración Macri declaró la Emergencia del Sistema Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017 y ordenó al Ministerio de Energía que propusiera medidas y garantizara el suministro eléctrico. La Resolución N°06/2016 del Ministerio de Energía, de enero de 2016, establece nuevos precios de referencia estacionales para la energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (el "MEM") para el periodo comprendido entre el 1 de febrero de 2016 y el 30 de abril de 2016, así como el objetivo de ajustar la calidad y seguridad del suministro eléctrico.

En febrero de 2016, el Gobierno argentino revisó el programa de tarifas de electricidad y gas, y redujo los subsidios a la demanda de estos servicios, aumentando en más de un 500% los costos de la energía, con la excepción de los consumidores de bajos ingresos por la reducción de los subsidios. Al restablecer los niveles de tarifas, modificar el marco regulatorio y reducir la participación del Gobierno argentino en el sector energético, el Gobierno argentino buscó corregir las distorsiones en el sector energético y realizar las inversiones necesarias. En julio de 2016, un tribunal federal de la ciudad de La Plata suspendió el aumento de la tarifa de gas en la Provincia de Buenos Aires.

El 3 de agosto de 2016, un tribunal federal de San Martín suspendió el aumento de las tarifas de gas en todo el país hasta que se celebró una audiencia pública para discutir el aumento de las tarifas. La sentencia fue apelada ante la Corte Suprema, y el 18 de agosto de 2016, la Corte Suprema dictaminó que el aumento en la tarifa de gas de los usuarios residenciales no podía ser impuesto sin una audiencia pública. El 16 de septiembre de 2016 se celebró la audiencia pública en la que se acordó que la tarifa de gas se ajustaría en

aproximadamente un 200% en octubre de 2016, con ajustes de precios semestrales en 2019. A la fecha de este reporte, algunos ajustes han sido materializados.

En este sentido, a título ejemplificativo, mediante resoluciones N°205-207/2019, de fecha 5 de abril de 2019, el Ente Nacional Regulador del Gas en Argentina, establecido en la Ley N°24,076, (el "ENARGAS") estableció el nuevo esquema de tarifas de gas para algunas de las empresas de transporte y distribución de gas, que será aplicable durante el semestre abril-octubre de 2019.

En relación con el marco que determina el valor de las tarifas del servicio público de distribución de gas para el año 2017, el Ministerio de Energía emitió el 30 de marzo de 2017 la Resolución N°74/2017, por la que se adoptan los valores del gas en el punto de entrada al sistema de transporte, aplicables a partir del 1 de abril de 2017. Por otro lado, el 30 de noviembre de 2017, el Ministerio de Energía emitió: (i) la Resolución N°474-E/2017, la cual adoptó los valores del gas en el punto de entrada al sistema de transporte, aplicable a partir del 1 de diciembre de 2017; y (ii) la Resolución N°133/2017 que aprobó las tarifas a aplicar al consumo de gas a partir del 1 de diciembre de 2017.

En cuanto a otros servicios, incluida la electricidad, el 28 de octubre de 2016 se celebró una audiencia pública para considerar una propuesta de aumento del 31% de la tarifa solicitada por los distribuidores de energía. Posteriormente, el Gobierno argentino anunció aumentos en las tarifas eléctricas de entre el 60% y el 148%. El 31 de marzo de 2017, el Ministerio de Energía publicó una nueva lista de tarifas con incrementos de aproximadamente el 24% para el suministro de gas natural por redes que habían sido parcialmente reguladas desde el 1 de abril de 2017. Además, el 17 de noviembre de 2017, se celebró una audiencia pública convocada por el ex Ministro de Energía y Minas para actualizar el programa de tarifas de gas natural y electricidad.

El nuevo esquema tarifario prevé una reducción gradual de las subvenciones, que se traducirá en un aumento, entre diciembre de 2017 y febrero de 2018, de entre el 34% y el 57% (dependiendo de la provincia) para el gas natural y el 34% para la electricidad. Además, el 31 de mayo de 2018, el Congreso argentino aprobó una ley que busca limitar el aumento de las tarifas de energía implementada por la administración Macri, la cual fue vetada posteriormente por dicha administración. El 1 de agosto de 2018, en cumplimiento de la Resolución N°208/2018 del Consejo Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE"), y el Ministerio de Energía publicó un nuevo esquema tarifario con aumentos en las tarifas eléctricas.

Adicionalmente, mediante la Resolución N°46/2018, el Ministerio de Energía instruyó a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima ("CAMMESA") para la adquisición de gas, a ser suministrado a los generadores de electricidad que operan en el Sistema de Interconexión Argentino ("SIA"), de acuerdo con los precios máximos de referencia, en el punto de entrada al sistema de transporte, establecidos en dicha resolución, los cuales varían dependiendo de la cuenca en la que se produce el gas. De conformidad con la Resolución N°25/2018 del Ministerio de Energía, estos precios máximos de referencia no son aplicables si el gas es suministrado por Integración Energética Argentina S.A. (antes denominada ENARSA), empresa propiedad del Estado argentino, que, en virtud de dicha resolución, debe suministrar dicho bien a costa de su adquisición y comercialización. La emisión de la Resolución N°46/2018 (modificada por la Resolución N°25/2018), significó una reducción de los precios previamente establecidos por el Ministerio de Energía mediante la Resolución N°41/2016 del 7 de abril de 2016.

Los cambios en el marco regulatorio en materia de energía y el establecimiento de tarifas más altas para el suministro de gas y electricidad podrían afectar nuestra estructura de costos y aumentar los costos de operación y de servicio público. Además, el aumento significativo en el costo de la energía en Argentina podría tener un efecto adverso en la economía argentina y, por lo tanto, en nuestro negocio, condición financiera y resultados de operación.

Existe incertidumbre sobre las medidas que, en el futuro pudiera adoptar el Gobierno argentino en relación con los aranceles y el impacto que pueden tener en la economía del país. Si el Gobierno federal argentino no resuelve los efectos negativos sobre la explotación, el transporte y la distribución de energía en Argentina con respecto al suministro residencial e industrial, esto podría reducir la confianza y afectar negativamente la situación económica y financiera de Argentina y causar inestabilidad política. Por otra parte, si la inversión necesaria para incrementar la producción de gas natural no licuado y el transporte y distribución de energía no se especifica de manera oportuna, la actividad económica en Argentina podría verse afectada negativamente y nuestro negocio, condición financiera y resultados de operación podrían verse afectados negativamente.

Los controles de cambios y las restricciones al ingreso y egreso de capitales han limitado y es esperable que continúen limitando la disponibilidad de crédito internacional, la liquidez en el mercado de bonos de compañías argentinas y la capacidad de la Compañía de efectuar pagos de deuda denominada en moneda extranjera.

En 2001 y la primera mitad de 2002, la Argentina experimentó un retiro masivo de depósitos del sistema financiero en un corto período de tiempo, lo que precipitó una crisis de liquidez en el sistema financiero argentino e instó al Gobierno argentino a imponer controles de cambio y restricciones a la capacidad de los depositantes para retirar sus depósitos. Si bien la situación del sistema financiero local ha mejorado, las restricciones al retiro de depósitos se han eliminado y los depósitos en US a lo largo de los últimos años han aumentado considerablemente, no puede garantizarse que ciertas circunstancias económicas y/o políticas y/o financieras no desencadenen nuevamente un retiro masivo de depósitos de los bancos, originando problemas de liquidez y solvencia en las entidades financieras, resultando en una contracción del crédito disponible y en la imposición de similares u otras medidas cambiarias.

Por otro lado, en junio de 2005 el Gobierno argentino adoptó ciertas medidas y reglamentaciones que fijaron restricciones al ingreso de capitales. Entre estas, se incluyó el requisito de constituir un depósito no remunerativo en US equivalente al 30% de los fondos correspondientes a ciertos ingresos de fondos en Argentina, y la creación del “Programa de Consulta de Operaciones Cambiarias”, un sistema mediante el cual se efectuaba una evaluación en tiempo real por cada operación a fin de analizar su consistencia con la información fiscal de cada comprador de divisas y de validar cada operación.

El 1° de septiembre de 2019, el Gobierno argentino emitió el Decreto N°609, estableciendo, entre otros menesteres, que hasta el 31 de diciembre de 2019, el contravalor de la exportación de bienes y servicios deberá ingresarse al país en divisas y/o negociarse en el mercado de cambios, facultándose BCRA a reglamentar las condiciones y plazos referidos a su cumplimiento y a dictar las medidas necesarias para evitar prácticas y operaciones tendientes a eludir, a través de títulos públicos u otros instrumentos lo dispuesto en el Decreto N°609.

En dicho marco, el BCRA ha dictado la Comunicación “A” 6770, según luego fuera modificada y complementada, entre otras, por las Comunicaciones “A” 6884 y 6854 del BCRA, normativa que ha dispuesto, entre otros menesteres, la obligación de ingreso y liquidación de los cobros de exportaciones de bienes y servicios, ciertas obligaciones respecto de los endeudamientos financieros con el exterior y a los anticipos, prefinanciaciones y post-financiaciones de exportaciones del exterior, y las reglas sobre el acceso al mercado de cambios para el pago de importaciones de bienes y servicios, y dividendos y utilidades.

Las regulaciones cambiarias descriptas, así como otras medidas regulando el mercado cambiario, podrían limitar la capacidad de la Compañía de acceder al mercado de capitales internacional, podrían tener un efecto negativo en la economía y en las actividades de la Compañía, y, en particular, en la capacidad de la Compañía de efectuar pagos de capital y/o intereses sobre obligaciones contraídas en moneda extranjera (si las hubiere), o afectar de otra forma los negocios y los resultados de las operaciones de la Compañía.

Un abordaje incorrecto o inexistente de los riesgos reales y percibidos de deterioro institucional y corrupción puede afectar negativamente la economía y la situación financiera de Argentina y, en consecuencia, nuestro negocio.

La falta de un sólido marco institucional y transparente en relación con la contratación estatal y las acusaciones de corrupción han afectado y siguen afectando a Argentina. Argentina ocupó el puesto 85 de 180 en el Índice Internacional de Percepción de la Corrupción y transparencia en 2018 y el 119 de 190 en el informe *Doing Business 2019* del Banco Mundial.

A la fecha de este reporte, existen varias investigaciones en curso sobre acusaciones de lavado de dinero y corrupción, que han tenido un impacto negativo en la economía y el entorno político argentino. Dependiendo del tiempo que tarden en cerrarse dichas investigaciones y de sus resultados, las empresas involucradas en las investigaciones pueden estar sujetas, entre otras consecuencias, a una disminución de sus calificaciones crediticias, a reclamos presentados por sus inversionistas, a mayores restricciones en su acceso a financiamiento a través de los mercados de capitales, así como a una disminución en sus ingresos. Estos efectos adversos podrían restringir la capacidad de estas empresas para llevar a cabo sus actividades operativas y cumplir con sus obligaciones financieras.

Como consecuencia de lo anterior, el número de proveedores disponibles para nuestras operaciones puede verse reducido y, como tal, tener un efecto adverso sobre nuestras actividades comerciales y resultados de operaciones.

Reconociendo que el hecho de no abordar estas cuestiones podría aumentar el riesgo de inestabilidad política, distorsionar los procesos de toma de decisiones y afectar negativamente la reputación internacional de Argentina y su capacidad para atraer inversión extranjera, el gobierno argentino ha anunciado varias medidas destinadas a fortalecer las instituciones argentinas y reducir la corrupción.

Estas medidas incluyen la reducción de las condenas penales a cambio de la cooperación con el gobierno en las investigaciones de corrupción, un mayor acceso a la información pública, la restitución al estado de bienes de funcionarios corruptos, el aumento de las facultades de la Oficina Anticorrupción, la presentación de un proyecto de una nueva ley de ética pública, entre otras. La capacidad del gobierno argentino para implementar estas iniciativas es incierta, ya que estaría sujeta a una revisión independiente por parte del poder judicial, como así también al apoyo legislativo por parte de los partidos opositores.

No podemos asegurar que la implementación de estas medidas por parte del gobierno argentino tenga éxito en frenar el deterioro institucional y la corrupción.

Las condiciones económicas y las políticas gubernamentales en México y en otros lugares pueden tener un impacto material en nuestras operaciones.

Un deterioro en la condición económica de México, inestabilidad social, disturbios políticos, cambios en las políticas gubernamentales u otros acontecimientos sociales adversos en México podrían afectar adversamente nuestra condición financiera y de negocios. Esos acontecimientos también podrían provocar un aumento de la volatilidad en los mercados financieros y cambiarios, lo que afectaría nuestra capacidad para obtener financiamiento. Además, el Gobierno mexicano anunció recortes presupuestarios en noviembre de 2015, febrero de 2016 y septiembre de 2016 como consecuencia a la caída de los precios internacionales del crudo. Cualquier nuevo recorte presupuestario podría afectar negativamente a la economía mexicana y, en consecuencia, a nuestros negocios, situación financiera, resultados operativos y perspectivas.

En el pasado, México ha experimentado varios periodos de crecimiento económico lento o negativo, alta inflación, altas tasas de interés, devaluación de la moneda y otros problemas económicos. Estos problemas pueden empeorar o reaparecer, según corresponda, en el futuro y podrían afectar adversamente nuestro negocio y nuestra capacidad para pagar nuestra deuda. Un empeoramiento de las condiciones financieras o económicas internacionales, como una desaceleración del crecimiento o condiciones de recesión en los socios comerciales de México, incluyendo a Estados Unidos, o el surgimiento de una nueva crisis financiera, podría tener efectos adversos en la economía mexicana, en nuestra condición financiera y en nuestra capacidad para pagar nuestra deuda.

Además, el Gobierno mexicano ha tenido una influencia significativa en la economía mexicana en el pasado y es probable que continúe haciéndolo. Los cambios en el marco legal y las políticas pueden afectar negativamente a nuestro negocio y al valor de nuestros valores.

México ha experimentado un periodo de creciente actividad delictiva, que podría afectar nuestras operaciones.

En los últimos años, México ha experimentado un periodo de creciente actividad delictiva, principalmente debido a las actividades de los cárteles de la droga y organizaciones delictivas relacionadas. Además, el desarrollo del mercado ilícito de combustibles en México ha conducido a un aumento de los robos y del comercio ilegal de los combustibles que producimos. En respuesta, el gobierno mexicano ha implementado varias medidas de seguridad y ha fortalecido sus fuerzas militares y policiales.

A pesar de estos esfuerzos, la actividad delictiva sigue existiendo en México, algunas de las cuales pueden estar dirigidas a nuestras instalaciones y productos. En un caso extremo, estas actividades, su posible escalada y la violencia asociada con ellas, pueden tener un impacto negativo en nuestra condición financiera y resultados de operación. Estamos particularmente expuestos a este riesgo en los bloques en los que tenemos intereses no operativos y tenemos una capacidad más limitada para tomar acciones contra cualquier actividad criminal que afecte nuestras operaciones, como el Bloque TM-01, ubicado en la cuenca de Tampico-Misantla en México.

Los acontecimientos económicos y políticos en México pueden afectar negativamente la política económica del país y, a su vez, nuestras operaciones.

Los eventos políticos en México pueden afectar significativamente la política económica del país y, en consecuencia, nuestras operaciones. El 1 de julio de 2018 se celebraron elecciones presidenciales y al Congreso Federal en México. Andrés Manuel López Obrador, miembro del Movimiento Regeneración Nacional (“MORENA”), fue elegido presidente de México y asumió el cargo el 1 de diciembre de 2018, en sustitución de Enrique Peña Nieto, miembro del Partido Revolucionario Institucional. El mandato del nuevo presidente expirará el 30 de septiembre de 2024.

A la fecha de este reporte anual, el partido político del nuevo presidente tiene mayoría en la Cámara de Diputados y es la primera fuerza parlamentaria en el Senado; junto con otros partidos que forman parte del Congreso, el partido político del nuevo presidente podría lograr mayorías calificadas o necesarias en ambas cámaras para aprobar sus planes de gobierno MORENA, a través de su participación en la coalición Juntos Haremos Historia, tiene mayoría absoluta en la Cámara de Diputados y ningún partido político tiene mayoría en el Senado. Los miembros recién elegidos del Congreso mexicano asumieron sus funciones el 1 de septiembre de 2018.

El 9 de julio de 2019, el Secretario de Hacienda y Crédito Público designado por el nuevo gobierno renunció a su cargo. Dichos cambios y cualquier cambio adicional en las posiciones clave del nuevo gabinete presidencial podrían tener un efecto material adverso en la economía del país. Además, no podemos asegurar que los acontecimientos políticos en México no tendrán un efecto adverso en la economía mexicana o en la industria del petróleo y el gas y, a su vez, en nuestros negocios, resultados de operación y condición financiera, incluyendo nuestra capacidad para pagar nuestra deuda.

Las condiciones económicas en México están altamente correlacionadas con las condiciones económicas de los Estados Unidos debido a la proximidad física/geográfica y al alto grado de actividad económica entre los dos países en general, incluyendo el comercio facilitado por el Tratado de Libre Comercio de América del Norte (el “TLCAN”). Como resultado, los acontecimientos políticos en los Estados Unidos, incluyendo los cambios en la administración y las políticas gubernamentales, también pueden tener un impacto en el tipo de cambio entre el US y el MXN, las condiciones económicas en México y los mercados de valores globales.

Desde 2003, las exportaciones de productos petroquímicos de México a los Estados Unidos han tenido una tasa arancelaria “cero” por el TLCAN y, sujeta a excepciones limitadas, las exportaciones de petróleo crudo y productos derivados del petróleo también han estado libres o exentas de aranceles. En agosto de 2017, México, Estados Unidos y Canadá iniciaron la renegociación del TLCAN. El 30 de noviembre de 2018, México, Estados Unidos y Canadá firmaron el nuevo Tratado entre México, Estados Unidos y Canadá (el “T-MEC”).

A la fecha de este reporte, las partes del T-MEC tenían que continuar con sus procesos nacionales hacia la ratificación e implementación del T-MEC. Cualquier aumento de los aranceles de importación que resulte del T-MEC o de cualquier otro acuerdo futuro podría hacer económicamente insostenible para las compañías estadounidenses importar nuestros productos de petróleo y gas, si no pudieran transferir esos costos adicionales a los consumidores, lo que aumentaría nuestros gastos y disminuiría nuestros ingresos incluso si los precios nacionales e internacionales de nuestros productos se mantienen constantes. Mayores aranceles sobre los productos que exportamos a los Estados Unidos también podrían obligarnos a renegociar nuestros contratos o a perder negocios, lo que tendría un impacto adverso significativo en nuestro negocio y en los resultados de nuestras operaciones.

Debido a que la economía mexicana está fuertemente influenciada por la economía de los Estados Unidos, la implementación del T-MEC y/u otras políticas del gobierno de los Estados Unidos que puedan ser adoptadas por la administración de los Estados Unidos pueden afectar adversamente las condiciones económicas en México. Estos acontecimientos podrían a su vez tener un efecto adverso en nuestra condición financiera, resultados de operación y capacidad para pagar nuestra deuda.

Además, el presidente Andrés Manuel López Obrador y su administración han tomado recientemente medidas para limitar la nueva inversión privada en la industria de los hidrocarburos, incluyendo la cancelación de licitaciones para la ejecución de acuerdos E&P. A la fecha de este reporte, no se ha anunciado ninguna otra licitación. Estas acciones pueden afectar de manera adversa nuestra capacidad de expandir nuestras operaciones en México.

El referéndum del Reino Unido para salir de la Unión Europea tendrá efectos inciertos.

El 23 de junio de 2016, el Reino Unido votó a favor de salir de la Unión Europea (comúnmente conocido como “Brexit”). Los términos del Brexit y la relación resultante entre el Reino Unido y la Unión Europea son inciertos para las empresas que operan tanto en el Reino Unido como en la economía global en general. Además, nuestros negocios y operaciones pueden verse afectados por cualquier voto posterior en Escocia para buscar la independencia del Reino Unido: (i) impacto adverso en el crecimiento macroeconómico y en la demanda de petróleo y gas; (ii) la continua volatilidad de las divisas, incluyendo la libra esterlina y el US, que puede afectar nuestros resultados financieros; (iii) la volatilidad de los mercados de capital y de deuda, y el acceso a otras fuentes de capital; (iv) la incertidumbre empresarial resultante de las prolongadas negociaciones políticas y; (v) estabilidad incierta de la Unión Europea y de la economía mundial si otros países salen de la Unión Europea.

Sin perjuicio de lo mencionado, hasta el momento no se ha arribado a un acuerdo entre el Reino Unido y la Unión Europea para una salida ordenada. El plan propuesto por Boris Johnson, el primer ministro británico, consiste básicamente en reconocer un *status* especial para Irlanda del Norte, distinto al del resto de Reino Unido. Para minimizar el impacto del Brexit se crearían básicamente dos fronteras virtuales, una en el mar del Norte y otra entre las dos Irlandas.

Bajo este plan, como alternativa a la polémica “salvaguarda” para evitar la vuelta a la frontera dura, Irlanda del Norte quedaría alineada hasta el 2025 con el mercado único de la Unión Europea en productos agrícolas y manufacturados. Belfast quedaría, sin embargo, fuera de la unión aduanera, lo que obligaría a implantar controles a ambos lados de la frontera, pese a la insistencia del primer ministro británico de que no hará falta levantar “infraestructuras”.

El Gobierno irlandés ha rechazado sin embargo de entrada su propuesta y la ha calificado como “inaceptable”. La ministra irlandesa para Asuntos Europeos, Helen McEntee, aseguró que la alternativa a la “salvaguarda” propuesta por el premier será rechazada por Dublín.

Dada la falta de precedentes comparables, no está claro qué implicaciones financieras, comerciales y legales tendría la renuncia del Reino Unido de la Unión Europea y cómo nos afectaría dicha renuncia. Además, el Brexit puede llevar a otros países miembros de la Unión Europea a considerar la posibilidad de celebrar referendos en relación con su pertenencia a la Unión Europea. Las consecuencias adversas en relación con Brexit o la Unión Europea podrían incluir el deterioro de las condiciones económicas mundiales, la inestabilidad de los mercados financieros mundiales, la incertidumbre política, la continua volatilidad de los tipos de cambio de divisas o los cambios adversos en los acuerdos transfronterizos en vigor, cualquiera de los cuales podría tener un impacto adverso en nuestros resultados financieros en el futuro.

Resultados de las operaciones y perspectivas [bloque de texto]

Ver anexo 813000 Notas-Información Intermedia.

Situación financiera, liquidez y recursos de capital [bloque de texto]

Estados de resultados y otros resultados integrales intermedios condensados consolidados por los años y por los períodos de tres meses finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 (no auditados)

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018
Ingreso por ventas a clientes	4	415,976	331,336	96,445	104,103
Costo de ventas:					
Costos de operación	5.1	(114,431)	(86,245)	(25,716)	(28,556)
Fluctuación del inventario de crudo	5.2	310	(1,241)	(698)	(1,241)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	2.2/12/13	(153,001)	(74,772)	(38,361)	(11,473)
Regalías		(61,008)	(50,323)	(13,289)	(16,353)
Utilidad bruta		87,846	118,755	18,381	46,480
Gastos de ventas	6	(27,138)	(21,341)	(6,745)	(8,133)
Gastos generales y de administración	7	(42,400)	(27,122)	(13,248)	(7,492)
Gastos de exploración	8	(676)	(637)	(65)	(457)
Otros ingresos operativos	9.1	3,165	2,641	907	(238)
Otros gastos operativos	9.2	(6,180)	(18,097)	(4,426)	(2,615)
Utilidad/ (Pérdida) de operación		14,617	54,199	(5,196)	27,545
Inversión en asociadas		-	-	(84)	-
Ingresos por intereses	10.1	3,770	2,532	3,073	2,151
Gastos por intereses	10.2	(34,163)	(15,746)	(13,854)	(4,622)
Otros resultados financieros	10.3	(715)	(23,416)	(10,391)	5,107
Resultados financieros netos		(31,108)	(36,630)	(21,172)	2,636
(Pérdida) / Utilidad antes de impuestos		(16,491)	17,569	(26,452)	30,181
(Gasto) Impuesto sobre la renta corriente	14	(1,886)	(35,444)	(3,473)	(6,026)
(Gasto) / Beneficio Impuesto sobre la renta diferido	14	(14,346)	(11,975)	(14,324)	18,224
(Gasto) / Beneficio de impuesto		(16,232)	(47,419)	(17,797)	12,198
(Pérdida) / Utilidad neta del ejercicio / período		(32,723)	(29,850)	(44,249)	42,379

Estados de resultados y otros resultados integrales intermedios condensados consolidados por los años y por los períodos de tres meses finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 (no auditados)

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018	
Otros resultados integrales					
<i>Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en períodos posteriores</i>					
- (Pérdida) por remediación relacionada con planes de beneficios definidos	24	(1,577)	(3,565)	(1,550)	(5,882)
- Beneficio de impuesto sobre la renta diferido	14	394	891	387	1,470
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en períodos posteriores		(1,183)	(2,674)	(1,163)	(4,412)
Otros resultados integrales del período, netos de impuestos		(1,183)	(2,674)	(1,163)	(4,412)
Total (pérdida) / utilidad integral del período		(33,906)	(32,524)	(45,412)	37,967
(Pérdida) / Utilidad por acción atribuible a los accionistas de la Compañía					
Acción básica y diluida - (en dólares por acción)	11	(0.409)	(0.527)	(0.508)	0.602

Las Notas 1 a 31 son parte integral de estos estados financieros intermedios condensados consolidados.

Estados de situación financiera intermedio condensado consolidado al 31 de diciembre de 2019 y 2018 (no auditados)
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Activos			
Activos no corrientes			
Propiedad, planta y equipos	12	917,066	820,722
Crédito mercantil	13	28,484	28,484
Otros activos intangibles	13	34,029	31,600
Activos por derecho de uso	2.2	16,624	-
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	15	15,883	20,191
Activos por impuestos diferidos		476	-
Total activos no corrientes		1,012,562	900,997
Activos corrientes			
Inventarios	17	19,106	18,187
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	15	93,437	86,050
Caja, bancos e inversiones corrientes	18	260,028	80,908
Total activos corrientes		372,571	185,145
Total activos		1,385,133	1,086,142
Capital contable y pasivos			
Capital contable			
Capital social	19	659,399	513,255
Pago basado en acciones		15,842	4,021
Otros resultados integrales acumulados		(3,857)	(2,674)
Pérdidas acumuladas		(67,668)	(34,945)
Total capital contable		603,716	479,657
Pasivos			
Pasivos no corrientes			
Pasivos por impuestos diferidos		147,019	133,757
Pasivos por arrendamientos	2.2	9,372	-
Provisiones	20	21,146	16,186
Préstamos	16.1	389,096	294,415
Títulos opcionales	16.4	16,860	23,700
Beneficios a empleados	24	4,469	3,302
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	23	419	1,007
Total pasivos no corrientes		588,381	472,367

Estados de situación financiera intermedio condensado consolidado al 31 de diciembre de 2019 y 2018 (no auditados)
(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Pasivos corrientes			
Provisiones	20	3,423	4,140
Pasivos por arrendamiento	2.2	7,395	-
Préstamos	16.1	62,317	10,352
Salarios y contribuciones sociales	21	12,553	6,348
Impuesto sobre la renta por pagar		3,039	22,429
Otros impuestos y regalías por pagar	22	6,040	6,515
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	23	98,269	84,334
Total pasivos corrientes		193,036	134,118
Total pasivos		781,417	606,485
Total capital contable y pasivos		1,385,133	1,086,142

Las Notas 1 a 31 son parte integral de estos estados financieros intermedios condensados consolidados.

Estados de variaciones en el capital contable intermedio condensado consolidado por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 (no auditados).

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Capital Social	Pagos basados en acciones	Interés minoritario	Otros resultados integrales acumulados	Pérdidas acumuladas	Total capital contable
Saldos al 31 de diciembre de 2017	25	-	-	-	(5,095)	(5,070)
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	(29,850)	(29,850)
Otros resultados integrales del ejercicio	-	-	-	(2,674)	-	(2,674)
Total resultados integrales	-	-	-	(2,674)	(29,850)	(32,524)
Emisión Acciones Serie A, neta de costos de emisión (Nota 19)	513,230	-	-	-	-	513,230
Pagos basados en acciones (Nota 7)	-	4,021	-	-	-	4,021
Interés minoritario originado por combinación de negocios	-	-	1,307	-	-	1,307
Adquisición de interés minoritario	-	-	(1,307)	-	-	(1,307)
Saldos al 31 de diciembre de 2018	513,255	4,021	-	(2,674)	(34,945)	479,657
Resultado del período	-	-	-	-	(32,723)	(32,723)
Otros resultados integrales del período	-	-	-	(1,183)	-	(1,183)
Total resultados integrales (pérdida)	-	-	-	(1,183)	(32,723)	(33,906)
Emisión de acciones Serie A, neto de costo de emisión (Nota 19)	146,144	-	-	-	-	146,144
Pagos basados en acciones	-	11,821	-	-	-	11,821
Saldos al 31 de diciembre de 2019	659,399	15,842	-	(3,857)	(67,668)	603,716

⁽¹⁾Incluye 10,655 de pagos basados en acciones y 1,166 de impuesto diferido.

Las Notas 1 a 31 son parte integral de estos estados financieros intermedios condensados consolidados

Estados de flujo de efectivo intermedios condensados consolidados por los años y por los períodos de tres meses finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2019 (no auditados).

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018
Flujos de efectivo de las actividades de operación				
(Pérdida) / utilidad neta del período	(32,723)	(29,850)	(44,249)	42,379
Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo				
Partidas relacionadas con actividades de operación:				
(Reversión) / Constitución de reserva por pérdidas crediticias esperadas				
6	(118)	539	284	536
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	10.3	2,991	(3,005)	1,600
Descuento de obligación por taponamiento de pozos	10.3	1,723	897	514
Incremento neto en provisiones	9.2	2,210	2,533	718
Gastos por intereses de arrendamiento	10.3	1,561	-	821
Descuento de activos y pasivos a valor presente	10.3	10	2,743	(849)
Pagos basados en acciones	7	10,655	4,021	3,123
Beneficios a empleados	24	220	368	(345)
Impuesto sobre la renta	14	16,232	47,419	17,797
Partidas relacionadas con actividades de inversión:				
Depreciaciones y agotamientos	2.2/12	151,483	73,975	37,798
Amortización de activos intangibles	13	1,518	797	563
Ingresos por intereses	10.1	(3,770)	(2,532)	(3,073)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	10.3	(873)	(1,415)	(6,131)
Inversión en asociadas	26	-	-	84
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:				
Gastos por intereses	10.2	34,163	15,746	13,854
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales	10.3	(6,840)	8,860	14,278
Costo por cancelación de préstamos y costo amortizado	10.3	2,076	14,970	607
Cambios en activos y pasivos operativos:				
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar		(2,065)	(32,966)	12,834
Inventarios		(609)	(10,951)	277
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar		(22,113)	33,920	(6,073)
Beneficios a empleados		(631)	(727)	(181)
Salarios y contribuciones sociales		5,406	3,576	4,660
Otros impuestos y regalías por pagar		2,377	9,979	(703)
Provisiones		(2,298)	551	(429)
Pago de impuesto sobre la renta ⁽¹⁾		(26,327)	(16,642)	(1,235)
Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas		134,258	122,806	46,544
		54,699		

Estados de flujo de efectivo intermedios condensados consolidados por los años y por los períodos de tres meses finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2019 (no auditados).

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:					
Adquisiciones de negocios netas de efectivo		-	(708,136)	-	-
Adquisiciones de propiedad, planta y equipos		(240,315)	(117,837)	(49,968)	(64,476)
Adquisiciones de otros activos intangibles	13	(4,225)	(31,486)	(1,156)	(31,562)
Recursos procedentes de otros activos financieros		5,761	16,680	1,073	-
Recursos procedentes de intereses cobrados		3,770	2,532	3,073	-
Flujos netos de efectivo (aplicados) en actividades de inversión		(235,009)	(838,247)	(46,978)	(96,038)
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:					
Adquisición de interés minoritario		-	(1,307)	-	-
Pago de redención de Acciones Serie A	16.2	-	(204,590)	-	-
Emisión de acciones Serie A netas de costos de emisión	19	146,144	70,739	(760)	(688)
Préstamos recibidos	16.2	234,728	560,000	59,729	-
Pago de costos de emisión de préstamos	16.2	(1,274)	(18,280)	-	-
Pago de préstamos – capital	16.2	(90,233)	(260,000)	(62,233)	-
Pago de préstamos – intereses	16.2	(32,438)	(5,018)	(8,319)	-
Pago de arrendamientos	2.2	(7,619)	-	(7,619)	-
Procedente de otros pasivos financieros, neto de efectivo y equivalentes de efectivo restringido	18/26	16,993	-	16,993	-
Flujos netos de efectivo generados/(aplicados) en actividades de financiamiento		266,301	141,544	(2,209)	(688)
Aumento/(Disminución) de efectivo y equivalente de efectivo neto		165,550	(573,897)	(2,643)	(42,027)
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del periodo	18	66,047	655,232	236,367	105,523
Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera		2,633	(15,288)	506	2,551
Aumento/(Disminución) de efectivo y equivalente de efectivo neto		165,550	(573,897)	(2,643)	(42,027)
Efectivo y equivalente de efectivo al cierre del periodo	18	234,230	66,047	234,230	66,047
Transacciones significativas que no generaron flujo de efectivo					
Adquisición de propiedad, planta y equipos a través de un incremento en cuentas por pagar y otras cuentas		23,943	24,939	23,943	24,939
Cambios en la provisión por obligación de taponamiento de pozos que impactan en propiedad, planta y equipos		4,141	11,839	7,585	2,266
Capitalización de acciones Serie A		-	442,491	-	-
Intercambio de activos		-	23,157	-	23,157

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

Las Notas 1 a 31 son parte integral de estos estados financieros intermedios condensados consolidados.

Control interno [bloque de texto]

A la fecha, la Compañía cumplió con la primera etapa de implementación de normas relativas a la Ley Sarbanes-Oxley (“SOX”). Según cronograma previsto, durante 2019 se realizaron los controles pre-testing, manteniendo el objetivo de obtener la certificación en Normas SOX, para el ejercicio económico 2020.

Información a revelar sobre las medidas de rendimiento fundamentales e indicadores que la gerencia utiliza para evaluar el rendimiento de la entidad con respecto a los objetivos establecidos [bloque de texto]

La Compañía utiliza distintos indicadores para determinar su rendimiento, los cuales se miden de forma diaria, mensual, trimestral o anual, según el caso. Los indicadores de rendimiento son los siguientes: (i) producción de petróleo y gas natural; (ii) precios realizados por ventas; (iii) ingresos por ventas; (iv) gastos operativos; (v) lifting cost; (vi) costo de desarrollo; (vii) EBITDA ajustado; (viii) margen de EBITDA ajustado; (ix) flujo de caja libre; (x) ratio de apalancamiento neto; (xi) reservas probadas, entre otros.

Estos indicadores de rendimiento son establecidos como objetivos generales de la Compañía e individuales de sus empleados. Dichos indicadores son utilizados para realizar la evaluación de desempeño anual o trimestral según sea el caso.

A su vez la Compañía evalúa proyectos de inversión utilizando distintas métricas sobre el flujo de caja libre estimado de cada proyecto (como, por ejemplo, valor actual neto y tasa interna de retorno) para asegurar un retorno económico que se ajuste a los objetivos de rentabilidad de la Compañía.

[110000] Información general sobre estados financieros

Clave de cotización:	VISTA
Periodo cubierto por los estados financieros:	Del 01 de Enero al 31 de Diciembre de 2019
Fecha de cierre del periodo sobre el que se informa :	2019-12-31
Nombre de la entidad que informa u otras formas de identificación:	VISTA
Descripción de la moneda de presentación :	USD
Grado de redondeo utilizado en los estados financieros:	Miles de Dólares
Consolidado:	Si
Número De Trimestre:	4
Tipo de emisora:	ICS
Explicación del cambio en el nombre de la entidad que informa u otras formas de identificación desde el final del periodo sobre el que se informa precedente:	
Descripción de la naturaleza de los estados financieros:	

Información a revelar sobre información general sobre los estados financieros
[bloque de texto]

Seguimiento de análisis [bloque de texto]

[210000] Estado de situación financiera, circulante/no circulante

Concepto	Cierre Trimestre Actual 2019-12-31	Cierre Ejercicio Anterior 2018-12-31
Estado de situación financiera [sinopsis]		
Activos [sinopsis]		
Activos circulantes[sinopsis]		
Efectivo y equivalentes de efectivo	234,230,000	66,047,000
Clientes y otras cuentas por cobrar	93,437,000	86,050,000
Impuestos por recuperar	0	0
Otros activos financieros	25,798,000	14,861,000
Inventarios	19,106,000	18,187,000
Activos biológicos	0	0
Otros activos no financieros	0	0
Total activos circulantes distintos de los activos no circulantes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	372,571,000	185,145,000
Activos mantenidos para la venta	0	0
Total de activos circulantes	372,571,000	185,145,000
Activos no circulantes [sinopsis]		
Clientes y otras cuentas por cobrar no circulantes	15,883,000	20,191,000
Impuestos por recuperar no circulantes	0	0
Inventarios no circulantes	0	0
Activos biológicos no circulantes	0	0
Otros activos financieros no circulantes	0	0
Inversiones registradas por método de participación	0	0
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	0	0
Propiedades, planta y equipo	917,066,000	820,722,000
Propiedades de inversión	0	0
Activos por derechos de uso	16,624,000	0
Crédito mercantil	28,484,000	28,484,000
Activos intangibles distintos al crédito mercantil	34,029,000	31,600,000
Activos por impuestos diferidos	476,000	0
Otros activos no financieros no circulantes	0	0
Total de activos no circulantes	1,012,562,000	900,997,000
Total de activos	1,385,133,000	1,086,142,000
Capital Contable y Pasivos [sinopsis]		
Pasivos [sinopsis]		
Pasivos Circulantes [sinopsis]		
Proveedores y otras cuentas por pagar a corto plazo	110,822,000	90,682,000
Impuestos por pagar a corto plazo	9,079,000	28,944,000
Otros pasivos financieros a corto plazo	62,317,000	10,352,000
Pasivos por arrendamientos a corto plazo	7,395,000	0
Otros pasivos no financieros a corto plazo	0	0
Provisiones circulantes [sinopsis]		
Provisiones por beneficios a los empleados a corto plazo	0	0
Otras provisiones a corto plazo	3,423,000	4,140,000
Total provisiones circulantes	3,423,000	4,140,000
Total de pasivos circulantes distintos de los pasivos atribuibles a activos mantenidos para la venta	193,036,000	134,118,000
Pasivos atribuibles a activos mantenidos para la venta	0	0
Total de pasivos circulantes	193,036,000	134,118,000
Pasivos a largo plazo [sinopsis]		
Proveedores y otras cuentas por pagar a largo plazo	0	0
Impuestos por pagar a largo plazo	0	0

Concepto	Cierre Trimestre Actual 2019-12-31	Cierre Ejercicio Anterior 2018-12-31
Otros pasivos financieros a largo plazo	389,096,000	294,415,000
Pasivos por arrendamientos a largo plazo	9,372,000	0
Otros pasivos no financieros a largo plazo	16,860,000	23,700,000
Provisiones a largo plazo [sinopsis]		
Provisiones por beneficios a los empleados a Largo plazo	4,469,000	3,302,000
Otras provisiones a largo plazo	21,565,000	17,193,000
Total provisiones a largo plazo	26,034,000	20,495,000
Pasivo por impuestos diferidos	147,019,000	133,757,000
Total de pasivos a Largo plazo	588,381,000	472,367,000
Total pasivos	781,417,000	606,485,000
Capital Contable [sinopsis]		
Capital social	659,399,000	513,255,000
Prima en emisión de acciones	0	0
Acciones en tesorería	0	0
Utilidades acumuladas	(67,668,000)	(34,945,000)
Otros resultados integrales acumulados	11,985,000	1,347,000
Total de la participación controladora	603,716,000	479,657,000
Participación no controladora	0	0
Total de capital contable	603,716,000	479,657,000
Total de capital contable y pasivos	1,385,133,000	1,086,142,000

[310000] Estado de resultados, resultado del periodo, por función de gasto

Concepto	Acumulado Año Actual 2019-01-01 - 2019-12-31	Acumulado Año Anterior 2018-01-01 - 2018-12-31	Trimestre Año Actual 2019-10-01 - 2019-12-31	Trimestre Año Anterior 2018-10-01 - 2018-12-31
Resultado de periodo [sinopsis]				
Utilidad (pérdida) [sinopsis]				
Ingresos	415,976,000	331,336,000	96,445,000	104,103,000
Costo de ventas	328,130,000	212,581,000	78,064,000	57,623,000
Utilidad bruta	87,846,000	118,755,000	18,381,000	46,480,000
Gastos de venta	27,138,000	21,341,000	6,745,000	8,133,000
Gastos de administración	42,400,000	27,122,000	13,248,000	7,492,000
Otros ingresos	3,165,000	2,641,000	907,000	0
Otros gastos	6,856,000	18,734,000	4,491,000	3,310,000
Utilidad (pérdida) de operación	14,617,000	54,199,000	(5,196,000)	27,545,000
Ingresos financieros	11,483,000	6,952,000	10,502,000	17,781,000
Gastos financieros	42,591,000	43,582,000	31,674,000	15,145,000
Participación en la utilidad (pérdida) de asociadas y negocios conjuntos	0	0	(84,000)	0
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	(16,491,000)	17,569,000	(26,452,000)	30,181,000
Impuestos a la utilidad	16,232,000	47,419,000	17,797,000	(12,198,000)
Utilidad (pérdida) de operaciones continuas	(32,723,000)	(29,850,000)	(44,249,000)	42,379,000
Utilidad (pérdida) de operaciones discontinuadas	0	0	0	0
Utilidad (pérdida) neta	(32,723,000)	(29,850,000)	(44,249,000)	42,379,000
Utilidad (pérdida), atribuible a [sinopsis]				
Utilidad (pérdida) atribuible a la participación controladora	(32,723,000)	(29,850,000)	(44,249,000)	42,379,000
Utilidad (pérdida) atribuible a la participación no controladora	0	0	0	0
Utilidad por acción [bloque de texto]				
Utilidad por acción [sinopsis]				
Utilidad por acción [partidas]				
Utilidad por acción básica [sinopsis]				
Utilidad (pérdida) básica por acción en operaciones continuas	(0.409)	(0.527)	(0.508)	0.602
Utilidad (pérdida) básica por acción en operaciones discontinuadas	0	0	0	0
Total utilidad (pérdida) básica por acción	(0.409)	(0.527)	(0.508)	0.602
Utilidad por acción diluida [sinopsis]				
Utilidad (pérdida) básica por acción diluida en operaciones continuas	(0.409)	(0.527)	(0.508)	0.602
Utilidad (pérdida) básica por acción diluida en operaciones discontinuadas	0	0	0	0
Total utilidad (pérdida) básica por acción diluida	(0.409)	(0.527)	(0.508)	0.602

[410000] Estado del resultado integral, componentes ORI presentados netos de impuestos

Concepto	Acumulado Año Actual 2019-01-01 - 2019-12-31	Acumulado Año Anterior 2018-01-01 - 2018-12-31	Trimestre Año Actual 2019-10-01 - 2019-12-31	Trimestre Año Anterior 2018-10-01 - 2018-12-31
Estado del resultado integral [sinopsis]				
Utilidad (pérdida) neta	(32,723,000)	(29,850,000)	(44,249,000)	42,379,000
Otro resultado integral [sinopsis]				
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán a resultados, neto de impuestos [sinopsis]				
Otro resultado integral, neto de impuestos, utilidad (pérdida) de inversiones en instrumentos de capital	0	0	0	0
Otro resultado integral, neto de impuestos, utilidad (pérdida) por revaluación	0	0	0	0
Otro resultado integral, neto de impuestos, utilidad (pérdida) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(1,183,000)	(2,674,000)	(1,163,000)	(4,412,000)
Otro resultado integral, neto de impuestos, cambio en el valor razonable de pasivos financieros atribuible a cambios en el riesgo de crédito del pasivo	0	0	0	0
Otro resultado integral, neto de impuestos, utilidad (pérdida) en instrumentos de cobertura que cubren inversiones en instrumentos de capital	0	0	0	0
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos que no se reclasificará a resultados, neto de impuestos	0	0	0	0
Total otro resultado integral que no se reclasificará a resultados, neto de impuestos	(1,183,000)	(2,674,000)	(1,163,000)	(4,412,000)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán a resultados, neto de impuestos [sinopsis]				
Efecto por conversión [sinopsis]				
Utilidad (pérdida) de efecto por conversión, neta de impuestos	0	0	0	0
Reclasificación de efecto por conversión, neto de impuestos	0	0	0	0
Efecto por conversión, neto de impuestos	0	0	0	0
Activos financieros disponibles para la venta [sinopsis]				
Utilidad (pérdida) por cambios en valor razonable de activos financieros disponibles para la venta, neta de impuestos	0	0	0	0
Reclasificación de la utilidad (pérdida) por cambios en valor razonable de activos financieros disponibles para la venta, neta de impuestos	0	0	0	0
Cambios en valor razonable de activos financieros disponibles para la venta, neto de impuestos	0	0	0	0
Coberturas de flujos de efectivo [sinopsis]				
Utilidad (pérdida) por coberturas de flujos de efectivo, neta de impuestos	0	0	0	0
Reclasificación de la utilidad (pérdida) por coberturas de flujos de efectivo, neta de impuestos	0	0	0	0
Importes eliminados del capital incluidos en el valor contable de activos (pasivos) no financieros que se hayan adquirido o incurrido mediante una transacción prevista de cobertura altamente probable, neto de impuestos	0	0	0	0
Coberturas de flujos de efectivo, neto de impuestos	0	0	0	0
Coberturas de inversiones netas en negocios en el extranjero [sinopsis]				
Utilidad (pérdida) por coberturas de inversiones netas en negocios en el extranjero, neto de impuestos	0	0	0	0
Reclasificación por coberturas de inversiones netas en negocios en el extranjero, neto de impuestos	0	0	0	0

Concepto	Acumulado Año Actual 2019-01-01 - 2019-12-31	Acumulado Año Anterior 2018-01-01 - 2018-12-31	Trimestre Año Actual 2019-10-01 - 2019-12-31	Trimestre Año Anterior 2018-10-01 - 2018-12-31
Coberturas de inversiones netas en negocios en el extranjero, neto de impuestos	0	0	0	0
Cambios en el valor temporal de las opciones [sinopsis]				
Utilidad (pérdida) por cambios en el valor temporal de las opciones, neta de impuestos	0	0	0	0
Reclasificación de cambios en el valor temporal de las opciones, neto de impuestos	0	0	0	0
Cambios en el valor temporal de las opciones, neto de impuestos	0	0	0	0
Cambios en el valor de contratos a futuro [sinopsis]				
Utilidad (pérdida) por cambios en el valor de contratos a futuro, neta de impuestos	0	0	0	0
Reclasificación de cambios en el valor de contratos a futuro, neto de impuestos	0	0	0	0
Cambios en el valor de contratos a futuro, neto de impuestos	0	0	0	0
Cambios en el valor de márgenes con base en moneda extranjera [sinopsis]				
Utilidad (pérdida) por cambios en el valor de márgenes con base en moneda extranjera, neta de impuestos	0	0	0	0
Reclasificación de cambios en el valor de márgenes con base en moneda extranjera, neto de impuestos	0	0	0	0
Cambios en el valor de márgenes con base en moneda extranjera, neto de impuestos	0	0	0	0
Activos financieros a valor razonable a través del ORI [sinopsis]				
Utilidad (pérdida) en activos financieros a valor razonable a través del ORI, neto de impuestos	0	0	0	0
Ajustes por reclasificación de activos financieros a valor razonable a través del ORI, neto de impuestos	0	0	0	0
Monto del capital eliminado o ajustado contra el valor razonable de activos financieros reclasificados a través del ORI, neto de impuestos	0	0	0	0
ORI, neto de impuestos, de activos financieros a valor razonable a través del ORI	0	0	0	0
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos que se reclasificará a resultados, neto de impuestos	0	0	0	0
Total otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo, neto de impuestos	0	0	0	0
Total otro resultado integral	(1,183,000)	(2,674,000)	(1,163,000)	(4,412,000)
Resultado integral total	(33,906,000)	(32,524,000)	(45,412,000)	37,967,000
Resultado integral atribuible a [sinopsis]				
Resultado integral atribuible a la participación controladora	(33,906,000)	(32,524,000)	(45,412,000)	37,967,000
Resultado integral atribuible a la participación no controladora	0	0	0	0

[520000] Estado de flujos de efectivo, método indirecto

Concepto	Acumulado Año Actual 2019-01-01 - 2019-12-31	Acumulado Año Anterior 2018-01-01 - 2018-12-31
Estado de flujos de efectivo [sinopsis]		
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación [sinopsis]		
Utilidad (pérdida) neta	(32,723,000)	(29,850,000)
Ajustes para conciliar la utilidad (pérdida) [sinopsis]		
+ Operaciones discontinuas	0	0
+ Impuestos a la utilidad	16,232,000	47,419,000
+ (-) Ingresos y gastos financieros, neto	28,913,000	37,941,000
+ Gastos de depreciación y amortización	153,001,000	74,772,000
+ Deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	10,000	2,743,000
+ Provisiones	(2,929,000)	(176,000)
+ (-) Pérdida (utilidad) de moneda extranjera no realizadas	2,991,000	(3,005,000)
+ Pagos basados en acciones	10,655,000	4,021,000
+ (-) Pérdida (utilidad) del valor razonable	(873,000)	(1,415,000)
- Utilidades no distribuidas de asociadas	0	0
+ (-) Pérdida (utilidad) por la disposición de activos no circulantes	0	0
+ Participación en asociadas y negocios conjuntos	0	0
+ (-) Disminuciones (incrementos) en los inventarios	(609,000)	(10,951,000)
+ (-) Disminución (incremento) de clientes	(2,065,000)	(32,966,000)
+ (-) Disminuciones (incrementos) en otras cuentas por cobrar derivadas de las actividades de operación	0	0
+ (-) Incremento (disminución) de proveedores	(22,113,000)	33,920,000
+ (-) Incrementos (disminuciones) en otras cuentas por pagar derivadas de las actividades de operación	7,783,000	13,555,000
+ Otras partidas distintas al efectivo	0	0
+ Otros ajustes para los que los efectos sobre el efectivo son flujos de efectivo de inversión o financiamiento	0	0
+ Ajuste lineal de ingresos por arrendamientos	0	0
+ Amortización de comisiones por arrendamiento	0	0
+ Ajuste por valor de las propiedades	0	0
+ (-) Otros ajustes para conciliar la utilidad (pérdida)	2,312,000	3,440,000
+ (-) Total ajustes para conciliar la utilidad (pérdida)	193,308,000	169,298,000
Flujos de efectivo netos procedentes (utilizados en) operaciones	160,585,000	139,448,000
- Dividendos pagados	0	0
+ Dividendos recibidos	0	0
- Intereses pagados	0	0
+ Intereses recibidos	0	0
+ (-) Impuestos a las utilidades reembolsados (pagados)	26,327,000	16,642,000
+ (-) Otras entradas (salidas) de efectivo	0	0
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	134,258,000	122,806,000
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión [sinopsis]		
+ Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	0	0
- Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios	0	708,136,000
+ Otros cobros por la venta de capital o instrumentos de deuda de otras entidades	0	0
- Otros pagos para adquirir capital o instrumentos de deuda de otras entidades	0	0
+ Otros cobros por la venta de participaciones en negocios conjuntos	0	0
- Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos	0	0
+ Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo	0	0
- Compras de propiedades, planta y equipo	240,315,000	117,837,000
+ Importes procedentes de ventas de activos intangibles	0	0
- Compras de activos intangibles	4,225,000	31,486,000
+ Recursos por ventas de otros activos a largo plazo	5,761,000	16,680,000
- Compras de otros activos a largo plazo	0	0

Concepto	Acumulado Año Actual 2019-01-01 - 2019-12-31	Acumulado Año Anterior 2018-01-01 - 2018-12-31
+ Importes procedentes de subvenciones del gobierno	0	0
- Anticipos de efectivo y préstamos concedidos a terceros	0	0
+ Cobros procedentes del reembolso de anticipos y préstamos concedidos a terceros	0	0
- Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	0	0
+ Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	0	0
+ Dividendos recibidos	0	0
- Intereses pagados	0	0
+ Intereses cobrados	3,770,000	2,532,000
+ (-) Impuestos a la utilidad reembolsados (pagados)	0	0
+ (-) Otras entradas (salidas) de efectivo	0	0
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(235,009,000)	(838,247,000)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiamiento[sinopsis]		
+ Importes procedentes por cambios en las participaciones en la propiedad en subsidiarias que no dan lugar a la pérdida de control	0	(1,307,000)
- Pagos por cambios en las participaciones en la propiedad en subsidiarias que no dan lugar a la pérdida de control	0	0
+ Importes procedentes de la emisión de acciones	146,144,000	70,739,000
+ Importes procedentes de la emisión de otros instrumentos de capital	0	0
- Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad	0	204,590,000
- Pagos por otras aportaciones en el capital	0	0
+ Importes procedentes de préstamos	233,454,000	541,720,000
- Reembolsos de préstamos	90,233,000	260,000,000
- Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	7,619,000	0
- Pagos de pasivos por arrendamientos	0	0
+ Importes procedentes de subvenciones del gobierno	0	0
- Dividendos pagados	0	0
- Intereses pagados	32,438,000	5,018,000
+ (-) Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	0	0
+ (-) Otras entradas (salidas) de efectivo	16,993,000	0
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiamiento	266,301,000	141,544,000
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	165,550,000	(573,897,000)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo [sinopsis]		
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	2,633,000	(15,288,000)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes de efectivo	168,183,000	(589,185,000)
Efectivo y equivalentes de efectivo al principio del periodo	66,047,000	655,232,000
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	234,230,000	66,047,000

[610000] Estado de cambios en el capital contable - Acumulado Actual

Hoja 1 de 3	Componentes del capital contable [eje]								
	Capital social [miembro]	Prima en emisión de acciones [miembro]	Acciones en tesorería [miembro]	Utilidades acumuladas [miembro]	Superávit de revaluación [miembro]	Efecto por conversión [miembro]	Coberturas de flujos de efectivo [miembro]	Utilidad (pérdida) en instrumentos de cobertura que cubren inversiones en instrumentos de capital [miembro]	Variación en el valor temporal de las opciones [miembro]
Estado de cambios en el capital contable [partidas]									
Capital contable al comienzo del periodo	513,255,000	0	0	(34,945,000)	0	0	0	0	0
Cambios en el capital contable [sinopsis]									
Resultado integral [sinopsis]									
Utilidad (pérdida) neta	0	0	0	(32,723,000)	0	0	0	0	0
Otro resultado integral	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultado integral total	0	0	0	(32,723,000)	0	0	0	0	0
Aumento de capital social	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dividendos decretados	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos por otras aportaciones de los propietarios	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Disminución por otras distribuciones a los propietarios	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por transacciones con acciones propias	146,144,000	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por cambios en la participación en subsidiarias que no dan lugar a pérdida de control	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por transacciones con pagos basados en acciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importe eliminado de reserva de cobertura de flujos de efectivo y se incluyen en el costo inicial o en otro valor en libros del activo no financiero (pasivo) o compromiso en firme para el que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importe eliminado de reserva de cambio en el valor temporal de las opciones y se incluye en el costo inicial o en otro valor en libros del activo no financiero (pasivo) o compromiso en firme para el que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importe eliminado de reserva de cambio en el valor de los contratos a futuro y se incluye en el costo inicial o en otro valor en libros del activo no financiero (pasivo) o compromiso en firme para el que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importe eliminado de reserva de cambios en el valor de márgenes con base en moneda extranjera y se incluye en el costo inicial o en otro valor en libros del activo no financiero (pasivo) o compromiso en firme para el que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total incremento (disminución) en el capital contable	146,144,000	0	0	(32,723,000)	0	0	0	0	0
Capital contable al final del periodo	659,399,000	0	0	(67,668,000)	0	0	0	0	0

Hoja 2 de 3	Componentes del capital contable [eje]								
	Variación en el valor de contratos a futuro [miembro]	Variación en el valor de márgenes con base en moneda extranjera [miembro]	Ganancias y pérdidas en activos financieros a valor razonable a través del ORI [miembro]	Utilidad (pérdida) por cambios en valor razonable de activos financieros disponibles para la venta [miembro]	Pagos basados en acciones [miembro]	Nuevas mediciones de planes de beneficios definidos [miembro]	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el capital contable relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta [miembro]	Utilidad (pérdida) por inversiones en instrumentos de capital	Reserva para cambios en el valor razonable de pasivos financieros atribuibles a cambios en el riesgo de crédito del pasivo [miembro]
Estado de cambios en el capital contable [partidas]									
Capital contable al comienzo del periodo	0	0	0	0	4,021,000	0	0	0	0
Cambios en el capital contable [sinopsis]									
Resultado integral [sinopsis]									
Utilidad (pérdida) neta	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otro resultado integral	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultado integral total	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aumento de capital social	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dividendos decretados	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos por otras aportaciones de los propietarios	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Disminución por otras distribuciones a los propietarios	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por transacciones con acciones propias	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por cambios en la participación en subsidiarias que no dan lugar a pérdida de control	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por transacciones con pagos basados en acciones	0	0	0	0	11,821,000	0	0	0	0
Importe eliminado de reserva de cobertura de flujos de efectivo y se incluyen en el costo inicial o en otro valor en libros del activo no financiero (pasivo) o compromiso en firme para el que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importe eliminado de reserva de cambio en el valor temporal de las opciones y se incluye en el costo inicial o en otro valor en libros del activo no financiero (pasivo) o compromiso en firme para el que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importe eliminado de reserva de cambio en el valor de los contratos a futuro y se incluye en el costo inicial o en otro valor en libros del activo no financiero (pasivo) o compromiso en firme para el que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importe eliminado de reserva de cambios en el valor de márgenes con base en moneda extranjera y se incluye en el costo inicial o en otro valor en libros del activo no financiero (pasivo) o compromiso en firme para el que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total incremento (disminución) en el capital contable	0	0	0	0	11,821,000	0	0	0	0
Capital contable al final del periodo	0	0	0	0	15,842,000	0	0	0	0

Hoja 3 de 3	Componentes del capital contable [eje]							Capital contable [miembro]
	Reserva para catástrofes [miembro]	Reserva para estabilización [miembro]	Reserva de componentes de participación discrecional [miembro]	Otros resultados integrales [miembro]	Otros resultados integrales acumulados [miembro]	Capital contable de la participación controladora [miembro]	Participación no controladora [miembro]	
Estado de cambios en el capital contable [partidas]								
Capital contable al comienzo del periodo	0	0	0	(2,674,000)	1,347,000	479,657,000	0	479,657,000
Cambios en el capital contable [sinopsis]								
Resultado integral [sinopsis]								
Utilidad (pérdida) neta	0	0	0	0	0	(32,723,000)	0	(32,723,000)
Otro resultado integral	0	0	0	(1,183,000)	(1,183,000)	(1,183,000)	0	(1,183,000)
Resultado integral total	0	0	0	(1,183,000)	(1,183,000)	(33,906,000)	0	(33,906,000)
Aumento de capital social	0	0	0	0	0	0	0	0
Dividendos decretados	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos por otras aportaciones de los propietarios	0	0	0	0	0	0	0	0
Disminución por otras distribuciones a los propietarios	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por transacciones con acciones propias	0	0	0	0	0	146,144,000	0	146,144,000
Incrementos (disminuciones) por cambios en la participación en subsidiarias que no dan lugar a pérdida de control	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por transacciones con pagos basados en acciones	0	0	0	0	11,821,000	11,821,000	0	11,821,000
Importe eliminado de reserva de cobertura de flujos de efectivo y se incluyen en el costo inicial o en otro valor en libros del activo no financiero (pasivo) o compromiso en firme para el que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable	0	0	0	0	0	0	0	0
Importe eliminado de reserva de cambio en el valor temporal de las opciones y se incluye en el costo inicial o en otro valor en libros del activo no financiero (pasivo) o compromiso en firme para el que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable	0	0	0	0	0	0	0	0
Importe eliminado de reserva de cambio en el valor de los contratos a futuro y se incluye en el costo inicial o en otro valor en libros del activo no financiero (pasivo) o compromiso en firme para el que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable	0	0	0	0	0	0	0	0
Importe eliminado de reserva de cambios en el valor de márgenes con base en moneda extranjera y se incluye en el costo inicial o en otro valor en libros del activo no financiero (pasivo) o compromiso en firme para el que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable	0	0	0	0	0	0	0	0
Total incremento (disminución) en el capital contable	0	0	0	(1,183,000)	10,638,000	124,059,000	0	124,059,000
Capital contable al final del periodo	0	0	0	(3,857,000)	11,985,000	603,716,000	0	603,716,000

[610000] Estado de cambios en el capital contable - Acumulado Anterior

Hoja 1 de 3	Componentes del capital contable [eje]								
	Capital social [miembro]	Prima en emisión de acciones [miembro]	Acciones en tesorería [miembro]	Utilidades acumuladas [miembro]	Superávit de revaluación [miembro]	Efecto por conversión [miembro]	Coberturas de flujos de efectivo [miembro]	Utilidad (pérdida) en instrumentos de cobertura que cubren inversiones en instrumentos de capital [miembro]	Variación en el valor temporal de las opciones [miembro]
Estado de cambios en el capital contable [partidas]									
Capital contable al comienzo del periodo	25,000	0	0	(5,095,000)	0	0	0	0	0
Cambios en el capital contable [sinopsis]									
Resultado integral [sinopsis]									
Utilidad (pérdida) neta	0	0	0	(29,850,000)	0	0	0	0	0
Otro resultado integral	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultado integral total	0	0	0	(29,850,000)	0	0	0	0	0
Aumento de capital social	513,230,000	0	0	0	0	0	0	0	0
Dividendos decretados	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos por otras aportaciones de los propietarios	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Disminución por otras distribuciones a los propietarios	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por transacciones con acciones propias	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por cambios en la participación en subsidiarias que no dan lugar a pérdida de control	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por transacciones con pagos basados en acciones	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importe eliminado de reserva de cobertura de flujos de efectivo y se incluyen en el costo inicial o en otro valor en libros del activo no financiero (pasivo) o compromiso en firme para el que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importe eliminado de reserva de cambio en el valor temporal de las opciones y se incluye en el costo inicial o en otro valor en libros del activo no financiero (pasivo) o compromiso en firme para el que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importe eliminado de reserva de cambio en el valor de los contratos a futuro y se incluye en el costo inicial o en otro valor en libros del activo no financiero (pasivo) o compromiso en firme para el que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importe eliminado de reserva de cambios en el valor de márgenes con base en moneda extranjera y se incluye en el costo inicial o en otro valor en libros del activo no financiero (pasivo) o compromiso en firme para el que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total incremento (disminución) en el capital contable	513,230,000	0	0	(29,850,000)	0	0	0	0	0
Capital contable al final del periodo	513,255,000	0	0	(34,945,000)	0	0	0	0	0

Hoja 2 de 3	Componentes del capital contable [eje]								
	Variación en el valor de contratos a futuro [miembro]	Variación en el valor de márgenes con base en moneda extranjera [miembro]	Ganancias y pérdidas en activos financieros a valor razonable a través del ORI [miembro]	Utilidad (pérdida) por cambios en valor razonable de activos financieros disponibles para la venta [miembro]	Pagos basados en acciones [miembro]	Nuevas mediciones de planes de beneficios definidos [miembro]	Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el capital contable relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta [miembro]	Utilidad (pérdida) por inversiones en instrumentos de capital	Reserva para cambios en el valor razonable de pasivos financieros atribuibles a cambios en el riesgo de crédito del pasivo [miembro]
Estado de cambios en el capital contable [partidas]									
Capital contable al comienzo del periodo	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cambios en el capital contable [sinopsis]									
Resultado integral [sinopsis]									
Utilidad (pérdida) neta	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otro resultado integral	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultado integral total	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aumento de capital social	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dividendos decretados	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos por otras aportaciones de los propietarios	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Disminución por otras distribuciones a los propietarios	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por transacciones con acciones propias	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por cambios en la participación en subsidiarias que no dan lugar a pérdida de control	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por transacciones con pagos basados en acciones	0	0	0	0	4,021,000	0	0	0	0
Importe eliminado de reserva de cobertura de flujos de efectivo y se incluyen en el costo inicial o en otro valor en libros del activo no financiero (pasivo) o compromiso en firme para el que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importe eliminado de reserva de cambio en el valor temporal de las opciones y se incluye en el costo inicial o en otro valor en libros del activo no financiero (pasivo) o compromiso en firme para el que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importe eliminado de reserva de cambio en el valor de los contratos a futuro y se incluye en el costo inicial o en otro valor en libros del activo no financiero (pasivo) o compromiso en firme para el que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Importe eliminado de reserva de cambios en el valor de márgenes con base en moneda extranjera y se incluye en el costo inicial o en otro valor en libros del activo no financiero (pasivo) o compromiso en firme para el que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total incremento (disminución) en el capital contable	0	0	0	0	4,021,000	0	0	0	0
Capital contable al final del periodo	0	0	0	0	4,021,000	0	0	0	0

Hoja 3 de 3	Componentes del capital contable [eje]							Capital contable [miembro]
	Reserva para catástrofes [miembro]	Reserva para estabilización [miembro]	Reserva de componentes de participación discrecional [miembro]	Otros resultados integrales [miembro]	Otros resultados integrales acumulados [miembro]	Capital contable de la participación controladora [miembro]	Participación no controladora [miembro]	
Estado de cambios en el capital contable [partidas]								
Capital contable al comienzo del periodo	0	0	0	0	0	(5,070,000)	0	(5,070,000)
Cambios en el capital contable [sinopsis]								
Resultado integral [sinopsis]								
Utilidad (pérdida) neta	0	0	0	0	0	(29,850,000)	0	(29,850,000)
Otro resultado integral	0	0	0	(2,674,000)	(2,674,000)	(2,674,000)	0	(2,674,000)
Resultado integral total	0	0	0	(2,674,000)	(2,674,000)	(32,524,000)	0	(32,524,000)
Aumento de capital social	0	0	0	0	0	513,230,000	0	513,230,000
Dividendos decretados	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos por otras aportaciones de los propietarios	0	0	0	0	0	0	0	0
Disminución por otras distribuciones a los propietarios	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por transacciones con acciones propias	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por cambios en la participación en subsidiarias que no dan lugar a pérdida de control	0	0	0	0	0	0	0	0
Incrementos (disminuciones) por transacciones con pagos basados en acciones	0	0	0	0	4,021,000	4,021,000	0	4,021,000
Importe eliminado de reserva de cobertura de flujos de efectivo y se incluyen en el costo inicial o en otro valor en libros del activo no financiero (pasivo) o compromiso en firme para el que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable	0	0	0	0	0	0	0	0
Importe eliminado de reserva de cambio en el valor temporal de las opciones y se incluye en el costo inicial o en otro valor en libros del activo no financiero (pasivo) o compromiso en firme para el que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable	0	0	0	0	0	0	0	0
Importe eliminado de reserva de cambio en el valor de los contratos a futuro y se incluye en el costo inicial o en otro valor en libros del activo no financiero (pasivo) o compromiso en firme para el que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable	0	0	0	0	0	0	0	0
Importe eliminado de reserva de cambios en el valor de márgenes con base en moneda extranjera y se incluye en el costo inicial o en otro valor en libros del activo no financiero (pasivo) o compromiso en firme para el que se aplica la contabilidad de cobertura del valor razonable	0	0	0	0	0	0	0	0
Total incremento (disminución) en el capital contable	0	0	0	(2,674,000)	1,347,000	484,727,000	0	484,727,000
Capital contable al final del periodo	0	0	0	(2,674,000)	1,347,000	479,657,000	0	479,657,000

[700000] Datos informativos del Estado de situación financiera

Concepto	Cierre Trimestre Actual 2019-12-31	Cierre Ejercicio Anterior 2018-12-31
Datos informativos del estado de situación financiera [sinopsis]		
Capital social nominal	659,399,000	513,255,000
Capital social por actualización	0	0
Fondos para pensiones y prima de antigüedad	4,469,000	3,302,000
Numero de funcionarios	43	35
Numero de empleados	84	63
Numero de obreros	172	106
Numero de acciones en circulación	87,133,506	70,409,317
Numero de acciones recompradas	0	0
Efectivo restringido	20,498,000	0
Deuda de asociadas garantizada	0	0

[700002] Datos informativos del estado de resultados

Concepto	Acumulado Año Actual 2019-01-01 - 2019-12-31	Acumulado Año Anterior 2018-01-01 - 2018-12-31	Trimestre Año Actual 2019-10-01 - 2019-12-31	Trimestre Año Anterior 2018-10-01 - 2018-12-31
Datos informativos del estado de resultados [sinopsis]				
Depreciación y amortización operativa	153,001,000	74,772,000	38,361,000	11,473,000

[700003] Datos informativos- Estado de resultados 12 meses

Concepto	Año Actual 2019-01-01 - 2019- 12-31	Año Anterior 2018-01-01 - 2018- 12-31
Datos informativos - Estado de resultados 12 meses [sinopsis]		
Ingresos	415,976,000	331,336,000
Utilidad (pérdida) de operación	14,617,000	54,199,000
Utilidad (pérdida) neta	(32,723,000)	(29,850,000)
Utilidad (pérdida) atribuible a la participación controladora	(32,723,000)	(29,850,000)
Depreciación y amortización operativa	153,001,000	74,772,000

[800001] Anexo - Desglose de créditos

Institución [eje]	Institución Extranjera (Si/No)	Fecha de firma/contrato	Fecha de vencimiento	Tasa de interés y/o sobretasa	Denominación [eje]											
					Moneda nacional [miembro]						Moneda extranjera [miembro]					
					Intervalo de tiempo [eje]						Intervalo de tiempo [eje]					
					Año actual [miembro]	Hasta 1 año [miembro]	Hasta 2 años [miembro]	Hasta 3 años [miembro]	Hasta 4 años [miembro]	Hasta 5 años o más [miembro]	Año actual [miembro]	Hasta 1 año [miembro]	Hasta 2 años [miembro]	Hasta 3 años [miembro]	Hasta 4 años [miembro]	Hasta 5 años o más [miembro]
Bancarios [sinopsis]																
Comercio exterior (bancarios)																
TOTAL					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Con garantía (bancarios)																
TOTAL					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Banca comercial																
Banco Galicia, Banco Itau Unibanco, Banco Santander Río y Citibank NA	SI	2018-07-20	2023-07-20		0	0	0	0	0	0	0	38,251,000	178,084,000	44,932,000	44,932,000	0
Banco de la Ciudad de Buenos Aires	SI	2019-03-29	2020-03-23		0							7,007,000				
Banco BBVA (1)	SI	2019-07-30	2022-07-30									3,569,000	0	11,667,000		
Banco Galicia	SI	2019-12-12	2021-03-06									271,000	10,018,000			
Banco BBVA (2)	SI	2019-12-12	2020-03-11									12,496,000				
TOTAL					0	0	0	0	0	0	0	61,594,000	188,102,000	56,599,000	44,932,000	0
Otros bancarios																
TOTAL					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total bancarios																
TOTAL					0	0	0	0	0	0	0	61,594,000	188,102,000	56,599,000	44,932,000	0
Bursátiles y colocaciones privadas [sinopsis]																
Bursátiles listadas en bolsa (quirografarios)																
Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. (Obligación Negociable II)	SI	2019-08-07	2022-08-07									400,000	0	49,677,000		
Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. (Obligación Negociable I)	SI	2019-07-31	2021-07-31									323,000	49,786,000			
TOTAL					0	0	0	0	0	0	0	723,000	49,786,000	49,677,000	0	0
Bursátiles listadas en bolsa (con garantía)																
TOTAL					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Colocaciones privadas (quirografarios)																
TOTAL					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Colocaciones privadas (con garantía)																
TOTAL					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total bursátiles listados en bolsa y colocaciones privadas																
TOTAL					0	0	0	0	0	0	0	723,000	49,786,000	49,677,000	0	0
Otros pasivos circulantes y no circulantes con costo [sinopsis]																
Otros pasivos circulantes y no circulantes con costo																
TOTAL					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total otros pasivos circulantes y no circulantes con costo																
TOTAL					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Proveedores [sinopsis]																
Proveedores																
Proveedores	NO	2019-01-01	2020-12-31									59,264,000				
TOTAL					0	0	0	0	0	0	0	59,264,000	0	0	0	0

Institución [eje]	Institución Extranjera (Si/No)	Fecha de firma/contrato	Fecha de vencimiento	Tasa de interés y/o sobretasa	Denominación [eje]												
					Moneda nacional [miembro]						Moneda extranjera [miembro]						
					Intervalo de tiempo [eje]						Intervalo de tiempo [eje]						
					Año actual [miembro]	Hasta 1 año [miembro]	Hasta 2 años [miembro]	Hasta 3 años [miembro]	Hasta 4 años [miembro]	Hasta 5 años o más [miembro]	Año actual [miembro]	Hasta 1 año [miembro]	Hasta 2 años [miembro]	Hasta 3 años [miembro]	Hasta 4 años [miembro]	Hasta 5 años o más [miembro]	
Total proveedores																	
TOTAL					0	0	0	0	0	0	0	0	59,264,000	0	0	0	
Otros pasivos circulantes y no circulantes sin costo [sinopsis]																	
Otros pasivos circulantes y no circulantes sin costo																	
TOTAL					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total otros pasivos circulantes y no circulantes sin costo																	
TOTAL					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Total de créditos																	
TOTAL					0	0	0	0	0	0	0	0	121,581,000	237,888,000	106,276,000	44,932,000	0

[800003] Anexo - Posición monetaria en moneda extranjera

	Monedas [eje]				Total de pesos [miembro]
	Dólares [miembro]	Dólares contravalor pesos [miembro]	Otras monedas contravalor dólares [miembro]	Otras monedas contravalor pesos [miembro]	
Posición en moneda extranjera [sinopsis]					
Activo monetario [sinopsis]					
Activo monetario circulante	7,176,000	135,817,000	25,457,000	499,884,000	635,701,000
Activo monetario no circulante	8,000	144,000	1,536,000	30,163,000	30,307,000
Total activo monetario	7,184,000	135,961,000	26,993,000	530,047,000	666,008,000
Pasivo monetario [sinopsis]					
Pasivo monetario circulante	6,405,000	121,404,000	48,839,000	959,022,000	1,080,426,000
Pasivo monetario no circulante	22,638,000	426,623,000	4,627,000	90,855,000	517,478,000
Total pasivo monetario	29,043,000	548,027,000	53,466,000	1,049,877,000	1,597,904,000
Monetario activo (pasivo) neto	(21,859,000)	(412,066,000)	(26,473,000)	(519,830,000)	(931,896,000)

[800005] Anexo - Distribución de ingresos por producto

	Tipo de ingresos [eje]			Ingresos totales [miembro]
	Ingresos nacionales [miembro]	Ingresos por exportación [miembro]	Ingresos de subsidiarias en el extranjero [miembro]	
NUEVA MARCA				
PETRÓLEO CRUDO	3,453,000	0	334,819,000	338,272,000
GAS LICUADO DE PETRÓLEO	0	0	6,180,000	6,180,000
GAS NATURAL	1,069,000	0	70,455,000	71,524,000
TOTAL	4,522,000	0	411,454,000	415,976,000

[800007] Anexo - Instrumentos financieros derivados

Discusión de la administración sobre las políticas de uso de instrumentos financieros derivados, explicando si dichas políticas permiten que sean utilizados únicamente con fines de cobertura o con otro fines tales como negociación [bloque de texto]

Las actividades de la Compañía están sujetas a varios riesgos financieros: riesgo de mercado (incluido el riesgo de tipo de cambio, riesgo de tasa de interés y riesgo de precio), riesgo de crédito y riesgo de liquidez.

La gestión de riesgos financieros está incluida dentro de las políticas globales de la Compañía y existe una metodología de gestión de riesgos integrada centrada en el seguimiento de los riesgos que afectan a toda la Compañía. Dicha estrategia busca lograr un equilibrio entre los objetivos de rentabilidad y los niveles de exposición al riesgo. Los riesgos financieros son aquellos derivados de los instrumentos financieros a los que la Compañía está expuesta durante o al cierre de cada ejercicio.

La gestión de riesgos financieros está controlada por el Departamento Financiero de la Compañía, que identifica, evalúa y cubre los riesgos financieros. Los sistemas y políticas de gestión de riesgos se revisan periódicamente para reflejar los cambios en las condiciones del mercado y las actividades de la Compañía. Esta sección incluye una descripción de los principales riesgos e incertidumbres, que pueden afectar adversamente la estrategia, el desempeño, los resultados operacionales y la situación financiera de la Compañía.

[800100] Notas - Subclasificaciones de activos, pasivos y capital contable

Concepto	Cierre Trimestre Actual 2019-12-31	Cierre Ejercicio Anterior 2018-12-31
Subclasificaciones de activos, pasivos y capital contable [sinopsis]		
Efectivo y equivalentes de efectivo [sinopsis]		
Efectivo [sinopsis]		
Efectivo en caja	0	0
Saldos en bancos	139,931,000	13,254,000
Total efectivo	139,931,000	13,254,000
Equivalentes de efectivo [sinopsis]		
Depósitos a corto plazo, clasificados como equivalentes de efectivo	0	0
Inversiones a corto plazo, clasificados como equivalentes de efectivo	94,299,000	52,793,000
Otros acuerdos bancarios, clasificados como equivalentes de efectivo	0	0
Total equivalentes de efectivo	94,299,000	52,793,000
Otro efectivo y equivalentes de efectivo	0	0
Total de efectivo y equivalentes de efectivo	234,230,000	66,047,000
Clientes y otras cuentas por cobrar [sinopsis]		
Clientes	52,679,000	55,915,000
Cuentas por cobrar circulantes a partes relacionadas	3,169,000	186,000
Anticipos circulantes [sinopsis]		
Anticipos circulantes a proveedores	0	0
Gastos anticipados circulantes	1,861,000	572,000
Total anticipos circulantes	1,861,000	572,000
Cuentas por cobrar circulantes procedentes de impuestos distintos a los impuestos a las ganancias	5,111,000	12,065,000
Impuesto al valor agregado por cobrar circulante	0	0
Cuentas por cobrar circulantes por venta de propiedades	0	0
Cuentas por cobrar circulantes por alquiler de propiedades	0	0
Otras cuentas por cobrar circulantes	30,617,000	17,312,000
Total de clientes y otras cuentas por cobrar	93,437,000	86,050,000
Clases de inventarios circulantes [sinopsis]		
Materias primas circulantes y suministros de producción circulantes [sinopsis]		
Materias primas	0	0
Suministros de producción circulantes	0	0
Total de las materias primas y suministros de producción	0	0
Mercancía circulante	0	0
Trabajo en curso circulante	0	0
Productos terminados circulantes	3,032,000	2,722,000
Piezas de repuesto circulantes	16,074,000	15,465,000
Propiedad para venta en curso ordinario de negocio	0	0
Otros inventarios circulantes	0	0
Total inventarios circulantes	19,106,000	18,187,000
Activos mantenidos para la venta [sinopsis]		
Activos no circulantes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	0	0
Activos no circulantes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios	0	0
Total de activos mantenidos para la venta	0	0
Clientes y otras cuentas por cobrar no circulantes [sinopsis]		
Clientes no circulantes	0	0
Cuentas por cobrar no circulantes debidas por partes relacionadas	0	0
Anticipos de pagos no circulantes	10,366,000	10,646,000
Anticipos de arrendamientos no circulantes	0	0
Cuentas por cobrar no circulantes procedentes de impuestos distintos a los impuestos a las ganancias	0	0
Impuesto al valor agregado por cobrar no circulante	0	0

Concepto	Cierre Trimestre Actual 2019-12-31	Cierre Ejercicio Anterior 2018-12-31
Cuentas por cobrar no circulantes por venta de propiedades	0	0
Cuentas por cobrar no circulantes por alquiler de propiedades	0	0
Rentas por facturar	0	0
Otras cuentas por cobrar no circulantes	5,517,000	9,545,000
Total clientes y otras cuentas por cobrar no circulantes	15,883,000	20,191,000
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas [sinopsis]		
Inversiones en subsidiarias	0	0
Inversiones en negocios conjuntos	0	0
Inversiones en asociadas	0	0
Total de inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	0	0
Propiedades, planta y equipo [sinopsis]		
Terrenos y construcciones [sinopsis]		
Terrenos	1,549,000	1,385,000
Edificios	807,000	822,000
Total terrenos y edificios	2,356,000	2,207,000
Maquinaria	598,000	681,000
Vehículos [sinopsis]		
Buques	0	0
Aeronave	0	0
Equipos de Transporte	870,000	1,317,000
Total vehículos	870,000	1,317,000
Enseres y accesorios	0	0
Equipo de oficina	4,776,000	3,878,000
Activos tangibles para exploración y evaluación	0	0
Activos de minería	333,587,000	349,880,000
Activos de petróleo y gas	461,571,000	354,140,000
Construcciones en proceso	75,525,000	90,693,000
Anticipos para construcciones	0	0
Otras propiedades, planta y equipo	37,783,000	17,926,000
Total de propiedades, planta y equipo	917,066,000	820,722,000
Propiedades de inversión [sinopsis]		
Propiedades de inversión	0	0
Propiedades de inversión en construcción o desarrollo	0	0
Anticipos para la adquisición de propiedades de inversión	0	0
Total de Propiedades de inversión	0	0
Activos intangibles y crédito mercantil [sinopsis]		
Activos intangibles distintos de crédito mercantil [sinopsis]		
Marcas comerciales	0	0
Activos intangibles para exploración y evaluación	29,403,000	29,681,000
Cabeceras de periódicos o revistas y títulos de publicaciones	0	0
Programas de computador	4,626,000	1,919,000
Licencias y franquicias	0	0
Derechos de propiedad intelectual, patentes y otros derechos de propiedad industrial, servicio y derechos de explotación	0	0
Recetas, fórmulas, modelos, diseños y prototipos	0	0
Activos intangibles en desarrollo	0	0
Otros activos intangibles	0	0
Total de activos intangibles distintos al crédito mercantil	34,029,000	31,600,000
Crédito mercantil	28,484,000	28,484,000
Total activos intangibles y crédito mercantil	62,513,000	60,084,000
Proveedores y otras cuentas por pagar [sinopsis]		
Proveedores circulantes	59,264,000	73,609,000
Cuentas por pagar circulantes a partes relacionadas	24,839,000	0

Concepto	Cierre Trimestre Actual 2019-12-31	Cierre Ejercicio Anterior 2018-12-31
Pasivos acumulados (devengados) e ingresos diferidos clasificados como circulantes [sinopsis]		
Ingresos diferidos clasificados como circulantes	0	0
Ingreso diferido por alquileres clasificado como circulante	0	0
Pasivos acumulados (devengados) clasificados como circulantes	0	0
Beneficios a los empleados a corto plazo acumulados (o devengados)	0	0
Total de pasivos acumulados (devengados) e ingresos diferidos clasificados como circulantes	0	0
Cuentas por pagar circulantes de la seguridad social e impuestos distintos de los impuestos a las ganancias	12,553,000	6,348,000
Impuesto al valor agregado por pagar circulante	0	0
Retenciones por pagar circulantes	0	0
Otras cuentas por pagar circulantes	14,166,000	10,725,000
Total proveedores y otras cuentas por pagar a corto plazo	110,822,000	90,682,000
Otros pasivos financieros a corto plazo [sinopsis]		
Créditos Bancarios a corto plazo	61,594,000	10,352,000
Créditos Bursátiles a corto plazo	723,000	0
Otros créditos con costo a corto plazo	0	0
Otros créditos sin costo a corto plazo	0	0
Otros pasivos financieros a corto plazo	0	0
Total de otros pasivos financieros a corto plazo	62,317,000	10,352,000
Proveedores y otras cuentas por pagar a largo plazo [sinopsis]		
Proveedores no circulantes	0	0
Cuentas por pagar no circulantes con partes relacionadas	0	0
Pasivos acumulados (devengados) e ingresos diferidos clasificados como no circulantes [sinopsis]		
Ingresos diferidos clasificados como no circulantes	0	0
Ingreso diferido por alquileres clasificado como no circulante	0	0
Pasivos acumulados (devengados) clasificados como no corrientes	0	0
Total de pasivos acumulados (devengados) e ingresos diferidos clasificados como no circulantes	0	0
Cuentas por pagar no circulantes a la seguridad social e impuestos distintos de los impuestos a las ganancias	0	0
Impuesto al valor agregado por pagar no circulante	0	0
Retenciones por pagar no circulantes	0	0
Otras cuentas por pagar no circulantes	0	0
Total de proveedores y otras cuentas por pagar a largo plazo	0	0
Otros pasivos financieros a largo plazo [sinopsis]		
Créditos Bancarios a largo plazo	289,633,000	294,415,000
Créditos Bursátiles a largo plazo	99,463,000	0
Otros créditos con costo a largo plazo	0	0
Otros créditos sin costo a largo plazo	0	0
Otros pasivos financieros a largo plazo	0	0
Total de otros pasivos financieros a largo plazo	389,096,000	294,415,000
Otras provisiones [sinopsis]		
Otras provisiones a largo plazo	21,565,000	17,193,000
Otras provisiones a corto plazo	3,423,000	4,140,000
Total de otras provisiones	24,988,000	21,333,000
Otros resultados integrales acumulados [sinopsis]		
Superávit de revaluación	0	0
Reserva de diferencias de cambio por conversión	0	0
Reserva de coberturas del flujo de efectivo	0	0
Reserva de ganancias y pérdidas por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta	0	0
Reserva de la variación del valor temporal de las opciones	0	0
Reserva de la variación en el valor de contratos a futuro	0	0
Reserva de la variación en el valor de márgenes con base en moneda extranjera	0	0
Reserva de ganancias y pérdidas en activos financieros a valor razonable a través del ORI	0	0
Reserva por cambios en valor razonable de activos financieros disponibles para la venta	0	0
Reserva de pagos basados en acciones	15,842,000	4,021,000

Concepto	Cierre Trimestre Actual 2019-12-31	Cierre Ejercicio Anterior 2018-12-31
Reserva de nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	0	0
Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el capital relativos a activos no circulantes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta	0	0
Reserva de ganancias y pérdidas por inversiones en instrumentos de capital	0	0
Reserva de cambios en el valor razonable de pasivos financieros atribuibles a cambios en el riesgo de crédito del pasivo	0	0
Reserva para catástrofes	0	0
Reserva para estabilización	0	0
Reserva de componentes de participación discrecional	0	0
Reserva de componentes de capital de instrumentos convertibles	0	0
Reservas para reembolsos de capital	0	0
Reserva de fusiones	0	0
Reserva legal	0	0
Otros resultados integrales	(3,857,000)	(2,674,000)
Total otros resultados integrales acumulados	11,985,000	1,347,000
Activos (pasivos) netos [sinopsis]		
Activos	1,385,133,000	1,086,142,000
Pasivos	781,417,000	606,485,000
Activos (pasivos) netos	603,716,000	479,657,000
Activos (pasivos) circulantes netos [sinopsis]		
Activos circulantes	372,571,000	185,145,000
Pasivos circulantes	193,036,000	134,118,000
Activos (pasivos) circulantes netos	179,535,000	51,027,000

[800200] Notas - Análisis de ingresos y gastos

Concepto	Acumulado Año Actual 2019-01-01 - 2019-12-31	Acumulado Año Anterior 2018-01-01 - 2018-12-31	Trimestre Año Actual 2019-10-01 - 2019-12-31	Trimestre Año Anterior 2018-10-01 - 2018-12-31
Análisis de ingresos y gastos [sinopsis]				
Ingresos [sinopsis]				
Servicios	0	0	0	0
Venta de bienes	415,976,000	331,336,000	96,445,000	104,103,000
Intereses	0	0	0	0
Regalías	0	0	0	0
Dividendos	0	0	0	0
Arrendamiento	0	0	0	0
Construcción	0	0	0	0
Otros ingresos	0	0	0	0
Total de ingresos	415,976,000	331,336,000	96,445,000	104,103,000
Ingresos financieros [sinopsis]				
Intereses ganados	3,770,000	2,532,000	3,073,000	2,151,000
Utilidad por fluctuación cambiaria	0	3,005,000	0	15,630,000
Utilidad por cambios en el valor razonable de derivados	6,840,000	0	0	0
Utilidad por cambios en valor razonable de instrumentos financieros	873,000	1,415,000	6,131,000	0
Otros ingresos financieros	0	0	1,298,000	0
Total de ingresos financieros	11,483,000	6,952,000	10,502,000	17,781,000
Gastos financieros [sinopsis]				
Intereses devengados a cargo	34,163,000	15,746,000	13,854,000	4,622,000
Pérdida por fluctuación cambiaria	2,991,000	0	1,600,000	0
Pérdidas por cambio en el valor razonable de derivados	0	8,860,000	14,278,000	5,787,000
Pérdida por cambios en valor razonable de instrumentos financieros	0	0	0	17,000
Otros gastos financieros	5,437,000	18,976,000	1,942,000	4,719,000
Total de gastos financieros	42,591,000	43,582,000	31,674,000	15,145,000
Impuestos a la utilidad [sinopsis]				
Impuesto causado	1,886,000	35,444,000	3,473,000	6,026,000
Impuesto diferido	14,346,000	11,975,000	14,324,000	(18,224,000)
Total de Impuestos a la utilidad	16,232,000	47,419,000	17,797,000	(12,198,000)

[800500] Notas - Lista de notas

Información a revelar sobre notas, declaración de cumplimiento con las NIIF y otra información explicativa de la entidad [bloque de texto]

Los estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los períodos de tres meses finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, han sido preparado de conformidad con la Norma Internacional de Contabilidad ("NIC") No. 34 - Información financiera intermedia. La Compañía ha optado por presentar sus estados financieros correspondientes a períodos intermedios en el formato condensado previsto en la NIC 34. Se incluyen notas explicativas seleccionadas para explicar los eventos y transacciones que son importantes para la comprensión de los cambios en la posición financiera al 31 de diciembre de 2019 y los resultados de la Compañía por el año finalizado el 31 de diciembre de 2019. Por lo tanto, los estados financieros intermedios condensados consolidados no incluyen toda la información y revelaciones requeridas en los estados financieros anuales, y deben leerse junto con los estados financieros anuales de la Compañía al 31 de diciembre de 2018.

Información a revelar de las políticas contables significativas [bloque de texto]

Ver anexo 813000 Notas-Información Intermedia.

[800600] Notas - Lista de políticas contables

Información a revelar de las políticas contables significativas [bloque de texto]

Ver anexo 813000 Notas-Información Intermedia.

[813000] Notas - Información financiera intermedia de conformidad con la NIC 34

Información a revelar sobre información financiera intermedia [bloque de texto]



VISTA OIL & GAS, S.A.B. DE C.V.

Estados financieros intermedios condensados consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018, y por los períodos de tres meses finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 (no auditados).

Estados financieros intermedios condensados consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018, y por los períodos de tres meses finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 (no auditados).

ÍNDICE

- Estados de resultados y otros resultados integrales intermedios condensados consolidados por los años y por los períodos de tres meses finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 (no auditados).
- Estados de situación financiera intermedios condensados consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 (no auditados).
- Estados de variaciones en el capital contable intermedios condensados consolidados por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 (no auditados).
- Estados de flujo de efectivo intermedios condensados consolidados por los años y por los períodos de tres meses finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 (no auditados).
- Notas a los estados financieros intermedios condensados consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los períodos de tres meses finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 (no auditados).

Estados de resultados y otros resultados integrales intermedios condensados consolidados por los años y por los períodos de tres meses finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 (no auditados)

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018
Ingreso por ventas a clientes	4	415,976	331,336	96,445	104,103
Costo de ventas:					
Costos de operación	5.1	(114,431)	(86,245)	(25,716)	(28,556)
Fluctuación del inventario de crudo	5.2	310	(1,241)	(698)	(1,241)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	2.2/12/13	(153,001)	(74,772)	(38,361)	(11,473)
Regalías		(61,008)	(50,323)	(13,289)	(16,353)
Utilidad bruta		87,846	118,755	18,381	46,480
Gastos de ventas	6	(27,138)	(21,341)	(6,745)	(8,133)
Gastos generales y de administración	7	(42,400)	(27,122)	(13,248)	(7,492)
Gastos de exploración	8	(676)	(637)	(65)	(457)
Otros ingresos operativos	9.1	3,165	2,641	907	(238)
Otros gastos operativos	9.2	(6,180)	(18,097)	(4,426)	(2,615)
Utilidad/ (Pérdida) de operación		14,617	54,199	(5,196)	27,545
Inversión en asociadas		-	-	(84)	-
Ingresos por intereses	10.1	3,770	2,532	3,073	2,151
Gastos por intereses	10.2	(34,163)	(15,746)	(13,854)	(4,622)
Otros resultados financieros	10.3	(715)	(23,416)	(10,391)	5,107
Resultados financieros netos		(31,108)	(36,630)	(21,172)	2,636
(Pérdida) / Utilidad antes de impuestos		(16,491)	17,569	(26,452)	30,181
(Gasto) Impuesto sobre la renta corriente	14	(1,886)	(35,444)	(3,473)	(6,026)
(Gasto) / Beneficio Impuesto sobre la renta diferido	14	(14,346)	(11,975)	(14,324)	18,224
(Gasto) / Beneficio de impuesto		(16,232)	(47,419)	(17,797)	12,198
(Pérdida) / Utilidad neta del ejercicio / período		(32,723)	(29,850)	(44,249)	42,379
Otros resultados integrales					
<i>Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en períodos posteriores</i>					
- (Pérdida) por remediación relacionada con planes de beneficios definidos	24	(1,577)	(3,565)	(1,550)	(5,882)
- Beneficio de impuesto sobre la renta diferido	14	394	891	387	1,470
Otros resultados integrales que no serán reclasificados a resultados en períodos posteriores		(1,183)	(2,674)	(1,163)	(4,412)
Otros resultados integrales del período, netos de impuestos		(1,183)	(2,674)	(1,163)	(4,412)
Total (pérdida) / utilidad integral del período		(33,906)	(32,524)	(45,412)	37,967

Estados de resultados y otros resultados integrales intermedios condensados consolidados por los años y por los períodos de tres meses finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 (no auditados)

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018
(Pérdida) / Utilidad por acción atribuible a los accionistas de la Compañía					
Acción básica y diluida - (en dólares por acción)	11	(0.409)	(0.527)	(0.508)	0.602

Las Notas 1 a 31 son parte integral de estos estados financieros intermedios condensados consolidados.

Estados de situación financiera intermedio condensado consolidado al 31 de diciembre de 2019 y 2018 (no auditados)

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Activos			
Activos no corrientes			
Propiedad, planta y equipos	12	917,066	820,722
Crédito mercantil	13	28,484	28,484
Otros activos intangibles	13	34,029	31,600
Activos por derecho de uso	2.2	16,624	-
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	15	15,883	20,191
Activos por impuestos diferidos		476	-
Total activos no corrientes		1,012,562	900,997
Activos corrientes			
Inventarios	17	19,106	18,187
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	15	93,437	86,050
Caja, bancos e inversiones corrientes	18	260,028	80,908
Total activos corrientes		372,571	185,145
Total activos		1,385,133	1,086,142
Capital contable y pasivos			
Capital contable			
Capital social	19	659,399	513,255
Pago basado en acciones		15,842	4,021
Otros resultados integrales acumulados		(3,857)	(2,674)
Pérdidas acumuladas		(67,668)	(34,945)
Total capital contable		603,716	479,657
Pasivos			
Pasivos no corrientes			
Pasivos por impuestos diferidos		147,019	133,757
Pasivos por arrendamientos	2.2	9,372	-
Provisiones	20	21,146	16,186
Préstamos	16.1	389,096	294,415
Títulos opcionales	16.4	16,860	23,700
Beneficios a empleados	24	4,469	3,302
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	23	419	1,007
Total pasivos no corrientes		588,381	472,367

Estados de situación financiera intermedio condensado consolidado al 31 de diciembre de 2019 y 2018 (no auditados)

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Pasivos corrientes			
Provisiones	20	3,423	4,140
Pasivos por arrendamiento	2.2	7,395	-
Préstamos	16.1	62,317	10,352
Salarios y contribuciones sociales	21	12,553	6,348
Impuesto sobre la renta por pagar		3,039	22,429
Otros impuestos y regalías por pagar	22	6,040	6,515
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	23	98,269	84,334
Total pasivos corrientes		193,036	134,118
Total pasivos		781,417	606,485
Total capital contable y pasivos		1,385,133	1,086,142

Las Notas 1 a 31 son parte integral de estos estados financieros intermedios condensados consolidados.

Estados de variaciones en el capital contable intermedio condensado consolidado por los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 (no auditados).

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Capital Social	Pago basado en acciones	Interés minoritario	Otros resultados integrales acumulados	Pérdidas acumuladas	Total capital contable
Saldos al 31 de diciembre de 2017	25	-	-	-	(5,095)	(5,070)
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	(29,850)	(29,850)
Otros resultados integrales del ejercicio	-	-	-	(2,674)	-	(2,674)
Total resultados integrales	-	-	-	(2,674)	(29,850)	(32,524)
Emisión Acciones Serie A, neta de costos de emisión (Nota 19)	513,230	-	-	-	-	513,230
Pagos basados en acciones (Nota 7)	-	4,021	-	-	-	4,021
Interés minoritario originado por combinación de negocios	-	-	1,307	-	-	1,307
Adquisición de interés minoritario	-	-	(1,307)	-	-	(1,307)
Saldos al 31 de diciembre de 2018	513,255	4,021	-	(2,674)	(34,945)	479,657
Resultado del ejercicio	-	-	-	-	(32,723)	(32,723)
Otros resultados integrales del ejercicio	-	-	-	(1,183)	-	(1,183)
Total resultados integrales	-	-	-	(1,183)	(32,723)	(33,906)
Emisión de acciones Serie A, neto de costos de emisión (Nota 19)	146,144	-	-	-	-	146,144
Pagos basados en acciones (Nota 7) ⁽¹⁾	-	11,821	-	-	-	11,821
Saldos al 31 de diciembre de 2019	659,399	15,842	-	(3,857)	(67,668)	603,716

⁽¹⁾Incluye 10,655 de pagos basados en acciones y 1,166 de impuesto diferido.

Las Notas 1 a 31 son parte integral de estos estados financieros intermedios condensados consolidados

Estados de flujo de efectivo intermedios condensados consolidados por los años y por los períodos de tres meses finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2019 (no auditados).

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

	Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018
Flujos de efectivo de las actividades de operación					
(Pérdida) / utilidad neta del período		(32,723)	(29,850)	(44,249)	42,379
Ajustes para conciliar los flujos netos de efectivo					
Partidas relacionadas con actividades de operación:					
(Reversión) / Constitución de reserva por pérdidas crediticias esperadas	6	(118)	539	284	536
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	10.3	2,991	(3,005)	1,600	(15,630)
Descuento de obligación por taponamiento de pozos	10.3	1,723	897	514	394
Incremento neto en provisiones	9.2	2,210	2,533	718	1,270
Gastos por intereses de arrendamiento	10.3	1,561	-	821	-
Descuento de activos y pasivos a valor presente	10.3	10	2,743	(849)	2,743
Pagos basados en acciones	7	10,655	4,021	3,123	1,471
Beneficios a empleados	24	220	368	(345)	-
Impuesto sobre la renta	14	16,232	47,419	17,797	(12,198)
Partidas relacionadas con actividades de inversión:					
Depreciaciones y agotamientos	2.2/12	151,483	73,975	37,798	11,074
Amortización de activos intangibles	13	1,518	797	563	399
Ingresos por intereses	10.1	(3,770)	(2,532)	(3,073)	(2,151)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	10.3	(873)	(1,415)	(6,131)	17
Inversión en asociadas	26	-	-	84	-
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:					
Gastos por intereses	10.2	34,163	15,746	13,854	4,622
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales	10.3	(6,840)	8,860	14,278	5,787
Costo por cancelación de préstamos y costo amortizado	10.3	2,076	14,970	607	1,216
Cambios en activos y pasivos operativos:					
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar		(2,065)	(32,966)	12,834	(13,038)
Inventarios		(609)	(10,951)	277	364
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar		(22,113)	33,920	(6,073)	27,398
Beneficios a empleados		(631)	(727)	(181)	(368)
Salarios y contribuciones sociales		5,406	3,576	4,660	1,238
Otros impuestos y regalías por pagar		2,377	9,979	(703)	7,015
Provisiones		(2,298)	551	(429)	(3,266)
Pago de impuesto sobre la renta ⁽¹⁾		(26,327)	(16,642)	(1,235)	(6,573)
Flujos netos de efectivo generados por actividades operativas		134,258	122,806	46,544	54,699

Estados de flujo de efectivo intermedios condensados consolidados por los años y por los períodos de tres meses finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2019 (no auditados).

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

		Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018
Flujos de efectivo de las actividades de inversión:					
Adquisiciones de negocios netas de efectivo		-	(708,136)	-	-
Adquisiciones de propiedad, planta y equipos		(240,315)	(117,837)	(49,968)	(64,476)
Adquisiciones de otros activos intangibles	13	(4,225)	(31,486)	(1,156)	(31,562)
Recursos procedentes de otros activos financieros		5,761	16,680	1,073	-
Recursos procedentes de intereses cobrados		3,770	2,532	3,073	-
Flujos netos de efectivo (aplicados) en actividades de inversión		(235,009)	(838,247)	(46,978)	(96,038)
Flujos de efectivo de las actividades de financiamiento:					
Adquisición de interés minoritario		-	(1,307)	-	-
Pago de redención de Acciones Serie A	16.2	-	(204,590)	-	-
Emisión de acciones Serie A netas de costos de emisión	19	146,144	70,739	(760)	(688)
Préstamos recibidos	16.2	234,728	560,000	59,729	-
Pago de costos de emisión de préstamos	16.2	(1,274)	(18,280)	-	-
Pago de préstamos – capital	16.2	(90,233)	(260,000)	(62,233)	-
Pago de préstamos – intereses	16.2	(32,438)	(5,018)	(8,319)	-
Pago de arrendamientos	2.2	(7,619)	-	(7,619)	-
Procedente de otros pasivos financieros, neto de efectivo y equivalentes de efectivo restringido	18/26	16,993	-	16,993	-
Flujos netos de efectivo generados/(aplicados) en actividades de financiamiento		266,301	141,544	(2,209)	(688)
Aumento/(Disminución) de efectivo y equivalente de efectivo neto		165,550	(573,897)	(2,643)	(42,027)
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del periodo	18	66,047	655,232	236,367	105,523
Efecto de la exposición del efectivo y equivalente de efectivo a cambios en la moneda extranjera		2,633	(15,288)	506	2,551
Aumento/(Disminución) de efectivo y equivalente de efectivo neto		165,550	(573,897)	(2,643)	(42,027)
Efectivo y equivalente de efectivo al cierre del periodo	18	234,230	66,047	234,230	66,047

Estados de flujo de efectivo intermedios condensados consolidados por los años y por los períodos de tres meses finalizados el 31 de diciembre de 2018 y 2019 (no auditados).

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses)

Notas	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018
Transacciones significativas que no generaron flujo de efectivo				
Adquisición de propiedad, planta y equipos a través de un incremento en cuentas por pagar y otras cuentas	23,943	24,939	23,943	24,939
Cambios en la provisión por obligación de taponamiento de pozos que impactan en propiedad, planta y equipos	4,141	11,839	7,585	2,266
Capitalización de acciones Serie A	-	442,491	-	-
Intercambio de activos	-	23,157	-	23,157

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

Las Notas 1 a 31 son parte integral de estos estados financieros intermedios condensados consolidados

Notas a los estados financieros intermedios condensados consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los períodos de tres meses finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 (no auditados).

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, excepto que se indique lo contrario)

Nota 1. Información del Grupo

1.1 Información general, estructura y actividades de la Compañía

Vista Oil & Gas, S.A.B. de C.V. ("VISTA", la "Compañía" o "el Grupo") estaba organizada como una sociedad anónima bursátil de capital variable constituida el 22 de marzo de 2017, de conformidad con la legislación de México. El 28 de julio de 2017, la Compañía adoptó la forma de "Sociedad Anónima Bursátil" ("S.A.B.").

El domicilio de la oficina principal de la Compañía se encuentra en la Ciudad de México (México). Volcán 150. Piso 5. Lomas de Chapultepec. Miguel Hidalgo. C.P.11000.

La principal actividad de la Compañía es, a través de sus subsidiarias, la exploración y producción de petróleo y gas (Upstream).

Estos estados financieros consolidados han sido aprobados para su publicación por el Directorio el 26 de febrero de 2020.

No hubo cambios en la estructura y actividades del Grupo desde la fecha de emisión de los estados financieros anuales al 31 de diciembre de 2018.

1.2 Oferta Pública con cotización en la Bolsa de Nueva York ("NYSE")

El 25 de julio de 2019 la Compañía realizó su oferta pública en la Bolsa de Nueva York, y comenzó a operar bajo el símbolo "VIST" al día siguiente. En la misma fecha, la Compañía emitió acciones Serie A adicionales en la Bolsa Mexicana de Valores ("BMV"). Ver la Nota 19 para mayores detalles.

1.3 Eventos relevantes del trimestre

El 29 de noviembre de 2019 Vista Oil & Gas Argentina (subsidiaria de la Compañía) obtuvo la concesión de explotación no convencional sobre el área de Águila Mora por un plazo de 35 años.

Nota 2. Bases de preparación y políticas contables significativas

2.1 Bases de preparación y presentación

Los estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados al 31 de diciembre de 2019 y 2018 y por los períodos de tres meses finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, han sido preparado de conformidad con la Norma Internacional de Contabilidad ("NIC") No. 34 - Información financiera intermedia. La Compañía ha optado por presentar sus estados financieros correspondientes a períodos intermedios en el formato condensado previsto en la NIC 34. Se incluyen notas explicativas seleccionadas para explicar los eventos y transacciones que son importantes para la comprensión de los cambios en la posición financiera al 31 de diciembre de 2019 y los resultados de la Compañía por el año finalizado el 31 de diciembre de 2019. Por lo tanto, los estados financieros intermedios condensados consolidados no incluyen toda la información y revelaciones requeridas en los estados financieros anuales, y deben leerse junto con los estados financieros anuales de la Compañía al 31 de diciembre de 2018.

Estos estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados, se han preparado utilizando las mismas políticas contables que se utilizaron en la preparación de nuestros estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2018, excepto por la adopción de nuevas normas e interpretaciones vigentes a partir del 1 de enero de 2019.

Los estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados se han preparado sobre la base del costo histórico, excepto por ciertos activos y pasivos financieros que se han medido al valor razonable. Los estados financieros intermedios condensados consolidados se presentan en dólares estadounidenses (“US”) y todos los valores se redondean en miles (US .000), excepto cuando se indique lo contrario.

2.2 Nuevas normas contables, modificaciones e interpretaciones emitidas por el IASB adoptadas por la Compañía.

La Compañía no ha adoptado anticipadamente ninguna otra norma, interpretación o enmienda que haya sido emitida pero que aún no esté vigente.

La Compañía aplica, por primera vez, la Norma Internacional de Información Financiera (“NIIF”) 16- Arrendamientos. Como lo requiere la NIC 8, a continuación, se describen la naturaleza y el efecto de los cambios requeridos por la norma:

NIIF 16 Arrendamientos

La NIIF 16 sustituye la NIC 17 “Arrendamientos”, CINIIF 4 “Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento”, SIC-15 “Arrendamientos operativos – Incentivos” y SIC-27 “Evaluación de la sustancia de las transacciones que involucran la forma legal de un contrato de arrendamiento”. La norma establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación y divulgación de los arrendamientos y requiere que los arrendatarios reconozcan la mayoría de los arrendamientos en un solo modelo dentro del estado de situación financiera.

La Compañía adoptó NIIF 16 usando el método retrospectivo con la fecha de aplicación inicial el 1 de enero de 2019. Bajo este método, la norma se aplica de forma retrospectiva con el efecto acumulativo de la aplicación inicial en la fecha de la aplicación inicial. La Compañía eligió usar las exenciones aplicables a la norma en los contratos de arrendamiento para los cuales los términos del arrendamiento finalizan dentro de los 12 meses desde la fecha de la aplicación inicial, y los contratos de arrendamiento para los cuales el activo subyacente es de bajo valor.

El efecto de la adopción de la NIIF 16 al 1 de enero de 2019 es el siguiente:

Activo

Activos por derecho de uso	12,103
Total Activo	12,103
Pasivo	
Pasivos por arrendamientos	(12,103)
Total Pasivo	(12,103)

Los pasivos por arrendamientos al 1 de enero de 2019 se pueden conciliar con los compromisos de arrendamiento operativo a partir del 31 de diciembre de 2018 de la siguiente manera:

Compromisos por arrendamientos operativos al 31 de diciembre de 2018	16,153
Tasa de endeudamiento incremental promedio ponderada al 1 de enero de 2019	9.356%
Compromisos de arrendamiento operativo descontados al 1 de enero de 2019	13,608
Menos:	
Compromisos relativos a arrendamientos a corto plazo	(1,401)
Compromisos relativos a arrendamientos de activos de bajo valor	(104)
Total de pasivos por arrendamientos al 1 de enero de 2019	12,103

a)Naturaleza del efecto de la adopción de la NIIF 16

La Compañía tiene contratos de arrendamiento en ciertos rubros como edificios, equipos de oficina y planta y maquinaria. Antes de la adopción de la NIIF 16, la Compañía clasificó cada uno de sus arrendamientos (como arrendatario) en la fecha de inicio como un

arrendamiento financiero o un arrendamiento operativo. Un arrendamiento se clasificó como un arrendamiento financiero si transfirió sustancialmente todos los riesgos y recompensas inherentes a la propiedad del activo arrendado a la Compañía; de lo contrario, se clasificó como un arrendamiento operativo. Los arrendamientos financieros se capitalizaron al inicio del arrendamiento al valor razonable de la propiedad arrendada o, si fuera menor, al valor presente de los pagos mínimos del arrendamiento. En un arrendamiento operativo, la propiedad arrendada no se capitalizó y los pagos del arrendamiento se reconocieron como gastos de alquiler en resultados en forma lineal durante el plazo del arrendamiento. Cualquier renta prepaga y renta acumulada se reconocieron en las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar y las cuentas por pagar y otras cuentas por pagar, respectivamente.

- La Compañía no tiene arrendamientos previamente contabilizados como arrendamientos financieros.
- Arrendamientos previamente contabilizados como arrendamientos operativos: la Compañía reconoció los activos por derecho de uso y los pasivos por arrendamientos para aquellos arrendamientos previamente clasificados como arrendamientos operativos, excepto los arrendamientos a corto plazo y los arrendamientos de activos de bajo valor. Los activos de derecho de uso para la mayoría de los arrendamientos se reconocieron en función del valor en libros como si la norma siempre se hubiera aplicado, además del uso de la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de la aplicación inicial. En algunos arrendamientos, los activos con derecho de uso se reconocieron sobre la base del monto reconocido por pasivos por arrendamiento, ajustados por cualquier pago relacionado y acumulado previamente reconocido. Los pasivos por arrendamiento se reconocieron con base en el valor presente de los pagos de arrendamiento restantes, descontados utilizando la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de la aplicación inicial.

La Compañía aplicó los expedientes prácticos disponibles en los que:

- (i) Utilizó una tasa de descuento única para una cartera de arrendamientos con características razonablemente similares;
- (ii) Se aplicaron las exenciones de arrendamientos a corto plazo a los arrendamientos con un plazo de arrendamiento que termina dentro de 12 meses a la fecha de la aplicación inicial;
- (iii) Se utilizó una revisión retrospectiva para determinar el plazo del arrendamiento en el que el contrato contiene opciones para extender o terminar el arrendamiento.

b) Resumen de las nuevas políticas contables

A continuación, se detallan las nuevas políticas contables de la Compañía tras la adopción de la NIIF 16, que se aplican desde la fecha de aplicación inicial:

• Activo por derecho de uso

La Compañía reconoce los activos por derecho de uso en la fecha de inicio del arrendamiento (es decir, la fecha en que el activo subyacente está disponible para su uso). Los activos por derecho de uso se miden al costo, menos cualquier depreciación acumulada y pérdidas por deterioro, y se ajustan por cualquier nueva medición de los pasivos por arrendamiento. El costo de los activos por derecho de uso incluye el monto de los pasivos de arrendamiento reconocidos, los costos directos iniciales incurridos y los pagos de arrendamiento realizados en la fecha de inicio o antes, menos los incentivos de arrendamiento recibidos.

A menos que la Compañía esté razonablemente segura de obtener la propiedad del activo arrendado al final del plazo del arrendamiento, los activos reconocidos por el derecho de uso se deprecian en línea recta durante el período más corto de su vida útil estimada y el plazo del arrendamiento. Los activos por derecho de uso están sujetos a deterioro. Favor de referirse a la Nota 2.4 para mayores detalles con respecto a la política contable para evaluar el deterioro de activos no financieros.

- Pasivo por arrendamiento

En la fecha de inicio del arrendamiento, la Compañía reconoce los pasivos de arrendamiento medidos al valor presente de los pagos de arrendamiento que se realizarán durante el plazo del mismo. Los pagos de arrendamiento incluyen pagos fijos (incluidos los pagos fijos en sustancia) menos los incentivos de arrendamiento por cobrar, los pagos de arrendamiento variables que dependen de un índice o una tasa, y los montos que se espera pagar bajo garantías de valor residual. Los pagos del arrendamiento también incluyen el precio de ejercicio de una opción de compra que la Compañía razonablemente ejerza y los pagos de multas por rescindir un contrato de arrendamiento, si el plazo del mismo refleja que la compañía ejerza la opción de rescindir. Los pagos de arrendamiento variables que no dependen de un índice o una tasa se reconocen como gasto en el período en el que se produce el evento o condición que desencadena el pago.

Al calcular el valor presente de los pagos de arrendamiento, si la tasa de interés implícita en el arrendamiento no se puede determinar fácilmente, la Compañía utiliza la tasa de endeudamiento incremental en la fecha de inicio del arrendamiento. Después de la fecha de inicio el monto del pasivo por arrendamiento se incrementará para reflejar el devengamiento de intereses y se reducirá por los pagos de arrendamiento realizados. Además, el valor en libros de los pasivos por arrendamiento se vuelve a medir si hay una modificación, un cambio en el plazo del arrendamiento, un cambio en los pagos del arrendamiento fijo en la sustancia o un cambio en la evaluación para comprar el activo subyacente.

- Arrendamientos a corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor

La Compañía aplica la exención de reconocimiento de arrendamiento a corto plazo de maquinaria y equipo (es decir, aquellos arrendamientos que tienen un plazo de 12 meses o menos desde la fecha de inicio y no contienen una opción de compra). También aplica la exención de reconocimiento de activos de bajo valor a los equipos de oficina que se consideran individualmente de bajo valor. Los pagos de arrendamiento en estos arrendamientos se reconocen como gastos de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

- Juicios significativos en la determinación del plazo de arrendamiento de los contratos con opción de renovación

La Compañía determina el plazo del arrendamiento como el término no cancelable del arrendamiento, junto con cualquier período cubierto por una opción para extender el contrato si es razonablemente seguro que se ejerza, o cualquier período cubierto por una opción para rescindir el contrato, si es razonablemente cierto que no se ejerza.

La Compañía aplica su juicio al evaluar si es razonablemente seguro ejercer la opción de renovar. Es decir, considera todos los factores relevantes que crean un incentivo económico para que ejerza la renovación. Después de la fecha de inicio, la Compañía reevalúa el plazo del arrendamiento si hay un evento o cambio significativo en las circunstancias que están bajo su control y afecta su capacidad para ejercer (o no ejercer) la opción de renovar (por ejemplo, un cambio en la estrategia comercial).

c) Importes reconocidos en el estado de situación financiera y el estado de resultados y otros resultados integrales

Los valores en libros de los activos por derecho de uso y los pasivos por arrendamientos de la Compañía, así como los movimientos durante el período, se detallan a continuación:

	Activos por derechos de uso			Pasivos por arrendamiento
	Edificios	Planta y maquinaria	Total	
Al 1 de enero de 2019	1,843	10,260	12,103	(12,103)
Adiciones	873	9,478	10,351	(10,351)
Depreciación ⁽¹⁾	(656)	(5,174)	(5,830)	-
Pagos	-	-	-	7,619
Gastos por intereses ⁽²⁾	-	-	-	(1,932)
Al 31 de diciembre de 2019	2,060	14,564	16,624	(16,767)

⁽¹⁾Se incluye la depreciación servicios de perforación que se capitalizan como obras en curso por un monto de 1,326.

⁽²⁾El monto incluye transferencias de arrendamientos por servicios de perforación incurridos, que fueron capitalizados en obras en curso por 371.

CINIIF 23 Incertidumbre sobre los Tratamientos del Impuesto a las Ganancias

La Interpretación aborda la contabilización de los impuestos a las ganancias cuando los tratamientos impositivos implican incertidumbre que afecta la aplicación de la NIC 12 Impuestos a las ganancias. No se aplica a los impuestos o gravámenes que están fuera del alcance de la NIC 12, ni incluye específicamente los requisitos relacionados con los intereses y las sanciones asociadas con tratamientos fiscales inciertos. La Interpretación aborda específicamente lo siguiente:

- Si una entidad considera tratamientos fiscales inciertos por separado;
- Los supuestos que una entidad hace sobre los tratamientos fiscales por parte de las autoridades fiscales;
- Cómo una entidad determina la utilidad fiscal (pérdida fiscal), las bases fiscales, las pérdidas fiscales no utilizadas, los créditos fiscales no utilizados y las tasas fiscales;
- Cómo una entidad considera los cambios en los hechos y circunstancias.

Una entidad debe determinar si debe considerar cada tratamiento fiscal incierto por separado o junto con uno o más tratamientos fiscales inciertos. El enfoque que mejor predice la resolución de la incertidumbre debe ser seguido.

La Compañía aplica un juicio importante en la identificación de incertidumbres sobre los tratamientos del impuesto sobre la renta. Dado que el Grupo opera en un entorno multinacional complejo, evaluó si la interpretación tuvo un impacto en sus estados financieros intermedios condensados consolidados.

La interpretación no tuvo un impacto en los estados financieros intermedios condensados consolidados de la Compañía.

Modificaciones a la NIIF 9: Características de pago Anticipado con Compensación Negativa

Bajo la NIIF 9, un instrumento de deuda puede medirse al costo amortizado o al valor razonable a través de otro resultado integral, siempre que los flujos de efectivo contractuales sean “únicamente pagos del principal e intereses sobre el monto pendiente de pago” (el criterio “SPPI”, por sus siglas en inglés) y el instrumento se mantiene dentro del modelo de negocio apropiado para esa clasificación. Las modificaciones a la NIIF 9 aclaran que un activo financiero pasa el criterio SPPI independientemente de un evento o circunstancia que provoque la rescisión anticipada del contrato e independientemente de qué parte pague o reciba una compensación razonable por la rescisión anticipada del contrato.

Estas modificaciones no tuvieron ningún impacto en los estados financieros intermedios condensados consolidados de la Compañía, ya que no tuvo Características de pago anticipado con Compensación Negativa durante el período.

Modificaciones a la NIC 19: Modificación, reducción o liquidación del plan

Las modificaciones a la NIC 19 abordan la contabilidad cuando se produce una modificación, reducción o liquidación del plan durante un período de información. Las modificaciones especifican que cuando se produce una modificación, reducción o liquidación del plan durante el período de informe anual, se requiere que una entidad determine el costo de servicio actual por el resto del período posterior a la modificación, reducción o liquidación del plan, utilizando los supuestos actuariales utilizados para la remediación del pasivo (activo) por beneficios definidos neto, que refleje los beneficios ofrecidos bajo el plan y los activos del plan después de ese evento. También se requiere que una entidad determine el interés neto por el resto del período posterior a la modificación, reducción o liquidación del plan utilizando el pasivo (activo) por beneficios definidos neto que refleja los beneficios ofrecidos bajo el plan y los activos del plan después de ese evento, y la tasa de descuento utilizada para la remediación de ese pasivo (activo) por beneficios definidos neto.

Estas modificaciones no tuvieron ningún impacto en los estados financieros intermedios condensados consolidados de la Compañía, ya que no tuvieron ninguna enmienda, reducción o liquidación del plan durante el período.

Modificaciones a la NIC 28: Intereses a largo plazo en asociadas y negocios conjuntos

Las modificaciones aclaran que una entidad aplica la NIIF 9 a los intereses a largo plazo en una asociada o negocio conjunto al que no se aplica el método de la participación pero que, en esencia, forma parte de la inversión neta en la asociada o negocio conjunto (intereses a largo plazo).

Esta aclaración es relevante porque implica que el modelo de pérdida crediticia esperada en la NIIF 9 se aplica a dichos intereses a largo plazo. Las enmiendas también aclararon que, al aplicar la NIIF 9, una entidad no tiene en cuenta ninguna pérdida de la asociada o negocio conjunto, ni ninguna pérdida por deterioro de la inversión neta, reconocida como ajustes a la inversión neta en la asociada o negocio conjunto que surgen de la aplicación de la NIC 28 Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos.

Estas modificaciones no tuvieron impacto en los estados financieros intermedios condensados consolidados, ya que la Compañía no tiene intereses a largo plazo en ninguna asociada o negocio conjunto.

Mejoras a las NIIF – Período 2015-2017**• NIIF 3 Combinaciones de Negocios**

Las modificaciones aclaran que, cuando una entidad obtiene el control de un negocio que es una operación conjunta, aplica los requisitos para una combinación de negocios lograda en etapas, incluida la reconsideración de los intereses mantenidos anteriormente en los activos y pasivos de la operación conjunta a valor razonable. Al hacerlo, el adquirente vuelve a medir la totalidad de su participación anterior en la operación conjunta.

Una entidad aplica esas modificaciones a las combinaciones de negocios para las cuales la fecha de adquisición es en o después del comienzo del primer período de reporte anual que comienza en o después del 1 de enero de 2019, con la aplicación anticipada permitida.

Estas modificaciones no tuvieron impacto en los estados financieros intermedios condensados consolidados de la Compañía, ya que no participó de combinaciones de negocios durante el período actual.

• NIC 12 Impuestos a las ganancias

Las enmiendas aclaran que las consecuencias de los dividendos en el impuesto a las ganancias están vinculadas más directamente a transacciones o eventos pasados que generaron ganancias distribuibles que a distribuciones a los propietarios. Por lo tanto, una entidad reconoce las consecuencias del impuesto a las ganancias sobre los dividendos en resultados, otros resultados integrales o patrimonio según el lugar en el que reconoció originalmente esas transacciones o eventos pasados.

Una entidad aplica las enmiendas para los períodos de reporte anual que comienzan en o después del 1 de enero de 2019, permitiéndose la aplicación anticipada. Cuando la entidad aplica esas modificaciones por primera vez, las aplica únicamente a las consecuencias del impuesto a las ganancias sobre los dividendos reconocidos en o después del comienzo del primer período comparativo.

Dado que la práctica actual de la Compañía está en línea con estas enmiendas, no tuvieron impacto en los estados financieros intermedios condensados consolidados de la Compañía. Además, no se han declarado dividendos durante el período.

•NIC 23 Costos por préstamos

Las modificaciones aclaran que una entidad trata como parte de los préstamos generales cualquier préstamo originalmente hecho para desarrollar un activo que califica cuando se completan sustancialmente todas las actividades necesarias para preparar ese activo para su uso o venta previstos.

La entidad aplica las enmiendas a los costos por préstamos incurridos en o después del comienzo del período de presentación de reporte anual en el que la entidad aplica esas enmiendas por primera vez. Una entidad aplica esas modificaciones para los períodos anuales que comienzan en o después del 1 de enero de 2019, permitiéndose la aplicación anticipada.

Dado que la práctica actual de la Compañía está en línea con estas enmiendas, no tuvieron impacto en los estados financieros intermedios condensados consolidados de la Compañía.

2.3 Bases de consolidación

Los estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados incorporan los estados financieros de la Compañía y sus subsidiarias; excepto por lo mencionado en la Nota 26, no se han producido cambios en las participaciones en las subsidiarias de la Compañía durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2019.

2.4 Deterioro del crédito mercantil y activos no financieros distintos del crédito mercantil

Los activos no financieros, incluidos los activos intangibles identificables, se revisan para determinar su deterioro al nivel más bajo en el que existen flujos de efectivo identificables por separado que son en gran medida independientes de los flujos de efectivo de otros grupos de activos o UGEs. A estos efectos, se han agrupado todas las propiedades petróleo y gas en cuatro (4) UGEs (i) concesiones operadas convencionales de petróleo y gas; (ii) concesiones operadas no convencionales de petróleo y gas; (ii) concesiones no operadas convencionales de petróleo y gas; y (iv) concesiones no operadas no convencionales de petróleo y gas.

La Compañía realiza su prueba de deterioro anual en diciembre de cada año o cuando las circunstancias indican que el valor en libros pudiese verse afectado. La prueba de deterioro de la Compañía para el crédito mercantil y activos no financieros se basa en el cálculo del valor de uso.

Al cierre de cada período, cuando hay indicios de deterioro, la Compañía revisa la relación entre el valor recuperable y el valor en libro de sus activos. Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía identificó indicios de deterioro principalmente dados por la inestabilidad macroeconómica en Argentina; que condujo a un incremento en el riesgo país y al congelamiento de precios a corto plazo.

Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía realizó la prueba de deterioro; utilizando los flujos de efectivo futuros estimados para determinar el monto recuperable que excedió el valor en libros.

Principales supuestos utilizados

El cálculo del valor de uso realizado por la Compañía para las UGEs antes mencionadas es más sensible a los siguientes supuestos:

	Al 31 de diciembre de 2019
Tasas de descuento (después de impuestos)	12.6%
Tasas de descuento (antes de impuestos)	18.6%
Precios del Petróleo Crudo, del Gas Licuado de Petróleo (“GLP”) y del Gas Natural	
Petróleo crudo - Brent (US/bbl.)	
2020	60.0
2021	60.4
Gas natural - Precios locales (US/MMBTU ^(a))	
En adelante	3.5
Gas licuado de petróleo - Precios locales (US/Tn.)	
En adelante	300
Tipo de cambio (ARS/US)	
2020	80.5
2021	98.5
Tasa de inflación de Argentina	
2020	43%
2021	32%

⁽¹⁾ Por sus siglas en inglés Million of British Thermal Unit (“MMBTU”).

Como resultado del análisis actualizado, la Compañía no identificó un deterioro del crédito mercantil y los activos no financieros.

2.5 Marco regulatorio

A-Argentina

2.5.1 Petróleo y gas

2.5.1.1 Decreto de Necesidad y Urgencia N° 566/2019

Mediante Decreto de Necesidad y Urgencia N° 566/2019 de fecha 15 de agosto de 2019, y efectivo desde el 16 de agosto de 2019 (el “Decreto 566/2019”), el gobierno de la República Argentina determinó que durante el período comprendido desde la entrada en vigencia del Decreto 566/2019 hasta los noventa (90) días corridos siguientes al mismo (el “Período de Vigencia”):

(i) las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local durante el Período de Vigencia deberán ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras al día 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de Pesos Argentinos (“ARS”) 45.19/US y un precio de referencia Brent de 59 US/ barril (“bbl”);

(ii) que el precio tope de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas en el país, en todos los canales de venta, durante el Período de Vigencia, no podrá ser superior al precio vigente al día 9 de agosto de 2019;

(iii) que durante el Período de Vigencia, las empresas refinadoras y los expendedores mayoristas y minoristas del país, deberán cubrir, a los precios establecidos en el Decreto 566/2019, el total de la demanda nacional de combustibles líquidos en la República Argentina, de conformidad con los volúmenes que les sean requeridos a partir de las prácticas usuales del mercado argentino, proveyendo de manera habitual y continua a todas y cada una de las zonas que integran el territorio de la República Argentina;

(iv) las empresas productoras de hidrocarburos de la República Argentina deberán cubrir el total de la demanda de petróleo crudo que les sea requerido por las empresas refinadoras del mercado argentino, proveyendo de manera habitual y continua a todas las refinerías ubicadas en el territorio de la República Argentina.

Con fecha 20 de agosto de 2019 la Compañía se presentó en los tribunales federales contencioso administrativo competentes para demandar la nulidad de los efectos del Decreto 566/2019, solicitando en forma cautelar la inmediata suspensión de los artículos 1° y 4° del Decreto 566/2019 que impusieron precios máximos a la venta de petróleo crudo en el mercado local y la obligación de abastecerlo, todo ello con el objeto de evitar perjuicios sobre las operaciones y los resultados financieros de la Compañía.

Con fecha 3 de diciembre de 2019, la Compañía desistió de la medida cautelar. A la fecha de los presentes estados financieros intermedios condensados consolidados, ha finalizado el período de vigencia del mencionado Decreto.

2.5.1.2 Decreto 601/19

Mediante el Decreto 601/19, de fecha 30 de agosto de 2019, se modificaron las disposiciones del Decreto 566/2019 estableciéndose que:

(i) hasta el 13 de noviembre de 2019 las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local deberán ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras al día 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de 46.69 ARS/US y un precio de referencia Brent de 59 US/bbl; y

(ii) el precio tope de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y/o los expendedores mayoristas y/o minoristas, que tengan como destino final el abastecimiento de combustibles por pico de surtidor en bocas de expendio no podrá ser superior al precio vigente al día 9 de agosto de 2019.

A la fecha de los presentes estados financieros intermedios condensados consolidados, ha finalizado el período de vigencia del mencionado Decreto.

2.5.1.3 Resolución 557/2019

Mediante Resolución 557/2019, de la Secretaría de Gobierno de Energía del 19 de septiembre de 2019 se estableció que:

(i) durante la vigencia del Decreto 601/2019 los precios de naftas y gasoil en todas sus calidades, comercializados por las empresas refinadoras y los expendedores mayoristas y/o minoristas, que tengan como destino final el abastecimiento de combustibles por pico de surtidor en bocas de expendio podrá incrementarse en hasta 4% respecto de los precios vigentes al 9 de agosto de 2019; y

(ii) durante la vigencia del Decreto 601/2019 las entregas de petróleo crudo efectuadas en el mercado local deberán ser facturadas y pagadas al precio convenido entre las empresas productoras y refinadoras al 9 de agosto de 2019, aplicando un tipo de cambio de referencia de 49.30 ARS/US, equivalente al 5.58% de incremento sobre el valor de referencia vigente, y un precio de referencia Brent de 59 US/bbl.

A la fecha de los presentes estados financieros intermedios condensados consolidados, ha finalizado el período de vigencia de la mencionada Resolución.

2.5.2 Mercado del gas

Durante los últimos años, el Gobierno Nacional ha creado diferentes programas para alentar e incrementar la inyección de gas en el mercado interno.

2.5.2.1 Programa de Promoción de la Inyección de Excedentes de Gas Natural para empresas con inyección reducida ("Programa IR")

El Programa IR fue establecido por la Secretaría de Energía en Argentina de conformidad con la Resolución 60/13 del año 2013. Dicho programa estableció incentivos de precios a las Compañías productoras que se adhirieran al mismo, para aumentar la producción de gas natural del país, y multas de importación de GLP en caso de incumplimientos de volúmenes. La resolución mencionada, que fue enmendada por las resoluciones No. 22/14 y No. 139/14 estableció un precio de venta que oscilaba entre 4 US/MMBTU y 7.5 US/MMBTU, de acuerdo con la curva de producción.

El 1 julio de 2019, mediante Resolución No. 358/19, la Compañía fue notificada por la Secretaría de Energía sobre el plan de cancelación del crédito vinculado con el Programa IR. De acuerdo con dicha resolución, el crédito sería cancelado con bonos emitidos por el Estado Nacional ("Bonos Programas Gas Natural") denominados en US, a amortizar en un plazo máximo de treinta (30) cuotas.

Durante el período de tres meses finalizado el 31 de diciembre de 2019, la Compañía ha recibido 2,064 en Bonos Programas Gas Natural. Al 31 de diciembre de 2019, el crédito registrado por la Compañía vinculado con el Programa IR asciende a 12,406 de valor nominal y 11,397 de valor actual. (Ver Nota 15).

Excepto por lo mencionado anteriormente, no ha habido cambios significativos en el marco regulatorio de la Compañía durante el período finalizado el 31 de diciembre de 2019.

Nota 3. Información por segmento

El Comité de Dirección Ejecutivo (“el comité” o “CODM” por sus siglas en inglés) es el responsable de la asignación de recursos y la evaluación del desempeño del segmento operativo. El Comité supervisa los resultados operativos y el desempeño de los indicadores de sus propiedades de petróleo y gas en forma agregada, con el propósito de tomar decisiones sobre la ubicación de los recursos, la negociación global con los proveedores y la forma en que se gestionan los acuerdos con los clientes.

El Comité considera como un segmento único el negocio de exploración y producción de gas natural, GLP y petróleo crudo (incluye todas las actividades comerciales de exploración y producción), a través de sus propias actividades, subsidiarias y participaciones en operaciones conjuntas, y en función de la naturaleza del negocio, cartera de clientes y riesgos implicados. La Compañía no agregó ningún segmento, ya que sólo tiene uno.

Al 31 de diciembre de 2018, todos los ingresos derivan de clientes externos argentinos. Por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2019 la Compañía generó el 99% de sus ingresos de clientes externos en Argentina y el 1% en México.

Los criterios contables utilizados por las subsidiarias para medir los resultados, activos y pasivos de los segmentos son consistentes con los utilizados en estos estados financieros intermedios condensados consolidados.

La siguiente tabla resume los activos no corrientes por área geográfica:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Argentina	982,397	871,313
México	30,165	29,684
Total activos no corrientes	1,012,562	900,997

Nota 4. Ingresos por ventas a clientes

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018
Ventas de bienes	415,976	331,336	96,445	104,103
Ingresos por ventas a clientes	415,976	331,336	96,445	104,103
Reconocido en un momento determinado	415,976	331,336	96,445	104,103

4.1 Información desglosada de ingresos por ventas a clientes

Tipo de productos	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018
Ingresos por ventas de petróleo crudo	338,272	260,079	82,833	82,910
Ingresos por ventas de gas natural	71,524	65,164	13,078	19,175
Ingresos por ventas de GLP	6,180	6,093	534	2,018
Ingresos por contratos con clientes	415,976	331,336	96,445	104,103

Canales de distribución	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018
Refinerías	338,272	260,079	82,833	82,910
Industrias	39,279	51,240	6,875	12,115
Distribuidores minoristas de gas natural	26,452	10,254	4,300	6,632
Comercialización de GLP	6,180	6,093	534	2,018
Gas natural para generación eléctrica	5,793	3,670	1,903	428
Ingresos por contratos con clientes	415,976	331,336	96,445	104,103

Nota 5. Costos de ventas**Nota 5.1 Costos de operación**

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018
Honorarios y consumo de materiales	84,271	65,507	16,996	20,540
Salarios y contribuciones sociales	10,943	7,353	3,654	2,635
Servidumbre y cánones	9,632	7,147	2,212	2,557
Transporte	2,914	2,204	890	1,035
Beneficios a empleados	2,836	1,421	985	518
Gastos generales	3,835	2,613	979	1,271
Total costos de operación	114,431	86,245	25,716	28,556

Nota 5.2 Fluctuación del inventario de crudo

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018
Inventario de petróleo al inicio del período (Nota 17)	2,722	-	3,730	3,963
Más: Variación del período				
Incorporación de inventarios por adquisición de negocios	-	3,963	-	-
Menos: Inventario de petróleo al cierre del período (Nota 17)	(3,032)	(2,722)	(3,032)	(2,722)
Total fluctuación del inventario de crudo	(310)	1,241	698	1,241

Nota 6. Gastos de ventas

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018
Impuestos, tasas y contribuciones	13,115	10,349	3,214	3,915
Transporte	9,596	5,878	2,115	1,799
Impuesto sobre transacciones bancarias	4,495	4,390	1,121	1,830
(Reversión) / Constitución de reserva por pérdidas crediticias esperadas (Nota 15)	(118)	539	284	536
Honorarios y compensación por servicios	50	158	11	25
Otros	-	27	-	28
Total gastos de ventas	27,138	21,341	6,745	8,133

Nota 7. Gastos generales y de administración

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018
Salarios y contribuciones sociales	10,958	6,975	3,820	1,135
Gastos por pagos basados en acciones	10,655	4,021	3,123	1,471
Honorarios y compensación por servicios	9,603	11,066	2,678	2,715
Beneficios a empleados	6,055	2,366	1,970	1,226
Impuestos, tasas y contribuciones	1,718	951	801	438
Publicidad y promoción institucional	1,179	342	(146)	272
Otros	2,232	1,401	1,002	235
Total gastos generales y de administración	42,400	27,122	13,248	7,492

Nota 8. Gastos de exploración

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018
Gastos geológicos y geofísicos	676	637	65	457
Total gastos de exploración	676	637	65	457

Nota 9. Otros ingresos y gastos operativos**Nota 9.1 Otros ingresos operativos**

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018
Servicios de terceros ⁽¹⁾	3,165	2,641	907	(238)
Total otros ingresos operativos	3,165	2,641	907	(238)

⁽¹⁾Corresponde a los servicios prestados a clientes que no corresponden a la actividad principal de la Compañía.

9.2 Otros gastos operativos

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018
Gastos de reestructuración ⁽¹⁾	(3,244)	(12,018)	(2,542)	(1,336)
Provisión de obsolescencia de inventarios ⁽²⁾	(972)	(1,125)	(122)	(618)
Provisión por remediación ambiental	(816)	(1,168)	(492)	(415)
Provisión para contingencias	(422)	(240)	(104)	(237)
Costos de transacciones de combinaciones de negocio	-	(2,380)	-	-
Otros	(726)	(1,166)	(1,166)	(9)
Total otros gastos operativos	(6,180)	(18,097)	(4,426)	(2,615)

⁽¹⁾ La Compañía registró cargos por reestructuración que incluyen pagos de honorarios y otros gastos inusuales: (i) 2,577 relacionados a la creación de un nuevo negocio de midstream mencionado en la Nota 26 y; (ii) 667 relacionados a la reorganización de la estructura del grupo.

⁽²⁾ Incluye 360 relacionados con materiales y repuestos corrientes, y 612 relacionados con materiales y repuestos no corrientes por el año finalizado el 31 de diciembre de 2019.

Nota 10. Resultados Financieros**10.1 Ingresos por intereses**

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018
Intereses financieros	1,328	2,125	668	2,125
Intereses sobre bonos del gobierno a costo amortizado	2,442	407	2,405	26
Total ingresos por intereses	3,770	2,532	3,073	2,151

10.2 Gastos por intereses

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018
Intereses por préstamos (Nota 16.2)	(34,159)	(15,546)	(13,854)	(4,422)
Otros intereses	(4)	(200)	-	(200)
Total gastos por intereses	(34,163)	(15,746)	(13,854)	(4,622)

10.3 Otros resultados financieros

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018
Costo por cancelación de préstamos y costo amortizado (Nota 16.2)	(2,076)	(14,970)	(607)	(1,216)
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales (Nota 16.4.1)	6,840	(8,860)	(14,278)	(5,787)
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta	(2,991)	3,005	(1,600)	15,630
Descuento de activos y pasivos a valor presente	(10)	(2,743)	849	(2,743)
Cambios en el valor razonable de activos financieros	873	1,415	6,131	(17)

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018
Gastos por intereses de arrendamiento (Nota 2.2)	(1,561)	-	(821)	-
Descuento de obligación por taponamiento de pozos	(1,723)	(897)	(514)	(394)
Otros	(67)	(366)	449	(366)
Total otros resultados financieros	(715)	(23,416)	(10,391)	5,107

Nota 11. (Pérdidas) Ganancias por acción

a) Básica

Las ganancias (pérdidas) básicas por acción se calculan dividiendo los resultados atribuibles a los tenedores de intereses del capital de la Compañía por el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación durante el periodo/año.

b) Diluida

Las ganancias (pérdidas) diluidas por acción se calculan dividiendo los resultados atribuibles a los tenedores de intereses del capital de la Compañía por el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación durante el periodo/año más el promedio ponderado de las acciones comunes con potencial de dilución.

Las acciones comunes potenciales se considerarán dilutivas solo cuando su conversión a acciones comunes pueda reducir las ganancias por acción o aumentar las pérdidas por acción del negocio continuo. Las acciones comunes potenciales se considerarán anti-dilutivas cuando su conversión a acciones comunes pueda resultar en un aumento en las ganancias por acción o una disminución en las pérdidas por acción de las operaciones continuas.

El cálculo de las ganancias (pérdidas) diluidas por acción no implica una conversión, el ejercicio u otra emisión de acciones que puedan tener un efecto antidilutivo sobre las pérdidas por acción, o cuando el precio de ejercicio de la opción sea mayor que el precio promedio de acciones comunes durante el periodo/año, no se registra ningún efecto de dilución, siendo la ganancia (pérdida) diluida por acción igual a la básica.

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018
(Pérdida) / Ganancia neta del período	(32,723)	(29,850)	(44,249)	42,379
Número promedio ponderado de acciones comunes	80,068	56,609	87,040	70,409
(Pérdida) / Ganancia básica y diluida por acción (en US por acción)	(0.409)	(0.527)	(0.508)	0.602

Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía tiene las siguientes acciones comunes potenciales que son anti-dilutivas y, por lo tanto, están excluidas del número promedio ponderado de acciones comunes a los efectos de las (pérdidas) / ganancias por acción diluidas:

- i. 21,666,667 acciones Series A relacionadas con los 65,000,000 de Títulos Opcionales Serie A (Ver Nota 20.1 a los estados financieros consolidados anuales);
- ii. 9,893,333 relacionados con los 29,680,000 de Títulos Opcionales (Ver Nota 20.1 a los estados financieros consolidados anuales);
- iii. 1,666,667 relacionados con 5,000,000 de Título de suscripción de Acciones ("FPA", por sus siglas en inglés) (Ver Nota 20.1 a los estados financieros consolidados anuales) y;

- iv. 8,432,068 de acciones Series A que serán usadas en el Plan de Incentivos a Largo Plazo (“LTIP”) para los empleados y no están garantizadas como parte del “LTIP”.

No ha habido otras transacciones que involucren acciones comunes o acciones comunes potenciales entre la fecha de reporte y la fecha de autorización de estos estados financieros intermedios condensados consolidados no auditados.

Nota 12. Propiedad, planta y equipos

Los cambios en propiedad, planta y equipo para el año finalizado el 31 de diciembre de 2019 son los siguientes:

	Terrenos y edificios	Rodados, maquinarias, instalaciones, equipamiento de computación y muebles y útiles	Propiedad Minera	Pozos e instalaciones de producción ⁽¹⁾	Obras en curso	Materiales y repuestos	Total
Costo							
Saldos al 31 de diciembre de 2018	2,221	15,665	351,306	424,962	90,693	9,491	894,338
Altas	224	83	261	4,596	142,791	96,624	244,579
Transferencias	-	4,697	1,509	229,244	(157,959)	(77,491)	-
Bajas	-	(34)	-	(112)	-	(1,170)	(1,316)
Saldos al 31 de diciembre de 2019	2,445	20,411	353,076	658,690	75,525	27,454	1,137,601
Depreciaciones acumuladas							
Saldos al 31 de diciembre de 2018	(14)	(1,354)	(1,426)	(70,822)	-	-	(73,616)
Depreciaciones del periodo	(75)	(2,518)	(18,063)	(126,323)	-	-	(146,979)
Bajas	-	34	-	26	-	-	60
Saldos al 31 de diciembre de 2019	(89)	(3,838)	(19,489)	(197,119)	-	-	(220,535)
Valor neto							
Saldos al 31 de diciembre de 2019	2,356	16,573	333,587	461,571	75,525	27,454	917,066
Al 31 de diciembre de 2018	2,207	14,311	349,880	354,140	90,693	9,491	820,722

⁽¹⁾ Las altas de pozos e instalaciones de producción incluyen 4,141 de la reestimación de la obligación por taponamiento de pozos.

Nota 13. Crédito mercantil y otros activos intangibles.

Las variaciones en el crédito mercantil y otros activos intangibles para el año finalizado al 31 de diciembre de 2019, son los siguientes:

	Crédito Mercantil	Otros activos intangibles		Total
		Licencias Software	Derechos de exploración	
Costo				
Saldos al 31 de diciembre de 2018	28,484	2,716	29,681	32,397
Altas	-	4,225	-	4,225
Bajas	-	-	(278)	(278)
Saldos al 31 de diciembre de 2019	28,484	6,941	29,403	36,344
Amortización acumulada				
Saldos al 31 de diciembre de 2018	-	(797)	-	(797)
Amortización del año	-	(1,518)	-	(1,518)
Saldos al 31 de diciembre de 2019	-	(2,315)	-	(2,315)
Valor neto				
Saldos al 31 de diciembre de 2019	28,484	4,626	29,403	34,029
Saldos al 31 de diciembre de 2018	28,484	1,919	29,681	31,600

Nota 14. Gastos por impuesto sobre la renta

La Compañía calcula el cargo por impuesto sobre la renta del período utilizando la tasa impositiva que resultará aplicable a los resultados anuales esperados. Los componentes más significativos del cargo impositivo en el estado de resultados y otros resultados integrales de estos estados intermedios condensados consolidados son:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2019	Período del 1 de octubre al 31 de diciembre de 2018
Impuesto sobre la renta				
Impuesto sobre la renta corriente (gasto)	(1,886)	(35,444)	(3,473)	(6,026)
Impuesto sobre la renta diferido (gasto) / beneficio relativo al origen y reversión de diferencias temporarias	(14,346)	(11,975)	(14,324)	18,224
Gasto / (Beneficio) por impuesto sobre la renta expuesto en el estado de resultados	(16,232)	(47,419)	(17,797)	12,198
Impuesto sobre la renta diferido con cargo a otros resultados integrales	394	891	387	1,470
Total (gasto) / beneficio de impuesto sobre la renta	(15,838)	(46,528)	(17,410)	13,668

La tasa efectiva del impuesto para los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 fue de 98% y (270%), respectivamente.

Las diferencias significativas entre las tasas efectiva del impuesto y la estatutaria, por los años finalizados al 31 de diciembre de 2019 y 2018, incluye (i) la devaluación del ARS respecto del US que impacta sobre las deducciones del impuesto de los activos no monetarios de la Compañía, (ii) pérdidas operativas netas no reconocidas incurridas en México, y (iii) la aplicación del ajuste por inflación impositivo.

La tasa efectiva al 31 de diciembre de 2019 ha aumentado de 16% a 98% en comparación con la tasa efectiva esperada del impuesto por el periodo de nueve meses finalizado al 30 de septiembre de 2019, debido a (i) la devaluación del ARS frente al US que generó un impacto significativo en las pérdidas cambiarias generadas por pasivos en moneda extranjera, principalmente pasivos financieros en US que redujeron el impuesto a la renta corriente esperado; ii) la aplicación del ajuste por inflación impositivo y, iii) el cambio de la tasa del impuesto a las ganancias en sociedades, debido a que la Ley No. 27,430 había establecido que para los para períodos que comenzaran a partir del 1 de enero de 2020, esta tasa se reduciría del 30% al 25%, sin embargo, la reforma de la Ley No. 25,541 suspende dicho cambio en las tasas y mantiene el 30% original hasta los años fiscales que comiencen a partir del 1 de enero de 2021. (Ver Nota 31.1)

Nota 15. Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
<u>No Corrientes</u>		
Otras cuentas por cobrar:		
Pagos anticipados, impuestos y otros:		
Pagos anticipados y otras cuentas por cobrar	9,594	10,646
Impuesto sobre la renta mínima presunta	1,462	-
Impuesto a los ingresos brutos	455	496
	11,511	11,142
Activos financieros:		
Programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 2.5.2.1)	3,600	9,049
Anticipos y préstamos a empleados	772	-
	4,372	9,049
Total cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	15,883	20,191
	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
<u>Corrientes</u>		
Cuentas por cobrar:		
Cuentas por cobrar de petróleo y gas (neto de reservas)	52,676	55,032
Cheques a depositar	3	883
	52,679	55,915
Otras cuentas por cobrar:		
Pagos anticipados, créditos impositivos y otros:		
Impuesto sobre la renta	16,274	3,826
Impuesto al valor agregado	3,953	10,127
Gastos prepagados	1,861	572
Impuesto a los ingresos brutos	1,158	1,938
	23,246	16,463
Activos financieros		
Programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 2.5.2.1)	7,797	6,899
Préstamos con terceros	1,241	-
Cuentas por cobrar terceros	3,797	2,850

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Partes relacionadas (Nota 25)	3,169	186
Programa de estabilidad de precios de GLP	480	151
Anticipos a directores y préstamos a los empleados	284	1,818
Saldos por operaciones conjuntas	14	-
Subsidio de propano	-	982
Otros	730	786
	17,512	13,672
Otras cuentas por cobrar	40,758	30,135
Total cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	93,437	86,050

Debido a la naturaleza a corto plazo de las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, su valor en libros se considera similar a su valor razonable. Para las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes, los valores razonables tampoco son significativamente diferentes a sus valores en libros.

Las cuentas por cobrar por lo general tienen un plazo de 30 días para las ventas de petróleo y de 65 días para las ventas de gas natural y GLP.

La Compañía cancela una cuenta por cobrar comercial cuando hay información que indica que el deudor se encuentra en una dificultad financiera grave y no existe una posibilidad realista de recuperación, por ejemplo; cuando el deudor haya sido colocado en liquidación o haya entrado en un procedimiento de quiebra. Ninguna de las cuentas por cobrar comerciales que se hayan dado de baja está sujeta a actividades de cumplimiento. La Compañía ha reconocido una provisión de cuentas incobrables del 100% por todas las cuentas por cobrar con más de 90 días de vencimiento debido a que la experiencia histórica ha indicado que estas cuentas por cobrar generalmente no son recuperables.

Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar vencidas a menos de 90 días ascendían a 6,189 y 11,798 respectivamente, por lo tanto, no se constituyó una provisión por pérdidas crediticias esperadas. Así mismo, se reconoció como provisión para pérdidas crediticias esperadas en cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar de 100 y 257 respectivamente.

A la fecha de estos estados financieros intermedios condensados consolidados, la exposición máxima al riesgo de crédito corresponde al valor en libros de cada clase de cuentas por cobrar.

Nota 16. Activos financieros y pasivos financieros

16.1 Préstamos:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
<u>No corriente</u>		
Préstamos	389,096	294,415
Total no corriente	389,096	294,415
<u>Corriente</u>		
Préstamos	62,317	10,352
Total corriente	62,317	10,352
Total préstamos	451,413	304,767

Los vencimientos de los préstamos de la Compañía (excluyendo los pasivos por arrendamientos) y su exposición a las tasas de interés son los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Interés fijo		
Menos de un año	43,370	4,841
De uno a dos años	200,172	14,721
De tres a cinco años	44,932	132,486
Total	288,474	152,048
Interés variable		
Menos de un año	18,947	5,511
De uno a dos años	99,060	14,721
De tres a cinco años	44,932	132,487
Total	162,939	152,719
Total préstamos	451,413	304,767

Ver Nota 16.4 para información sobre el valor razonable de los préstamos.

A continuación, se detalla el valor en libros de los préstamos vigentes al 31 de diciembre de 2019:

Subsidiaria (1)	Banco	Fecha de suscripción	Moneda	Capital	Interés	Tasa anual	Vencimiento	Valor en libros
Vista Argentina	Banco Galicia, Banco Itaú	Julio 2018	US	150,000	Variable	Libor +4.5%	Julio 2023	306,199
Vista Argentina	Unibanco, Banco Santander Rio y Citibank NA	Julio 2018	US	150,000	Fijo	8%	Julio 2023	306,199
Vista Argentina	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	Marzo 2019	US	7,000	Fijo	0% a 7%	Marzo 2020	7,007
Vista Argentina	Banco BBVA	Julio 2019	US	15,000	Fijo	9.4%	Julio 2022	15,236
Vista Argentina	Banco BBVA	Diciembre 2019	ARS	725,000	Fijo	62%	Marzo 2020	12,496
Vista Argentina	Banco Galicia	Diciembre 2019	ARS	600,000	Variable	Badlar + 8.2%	Marzo 2021	10,289

Adicionalmente, Vista Argentina emitió títulos de deuda simples no convertibles, bajo el nombre “Programa de Notas”, aprobado por la Comisión Nacional de Valores (“CNV”) de la República de Argentina, según el siguiente detalle:

Subsidiaria ⁽¹⁾	Instrumento	Fecha de suscripción	Moneda	Capital	Interés	Tasa anual	Vencimiento	Valor en libros
Vista Argentina	Obligaciones Negociables	Julio 2019	US	50,000	Fijo	7.88%	Julio 2021	50,109
Vista Argentina	Obligaciones Negociables	Agosto 2019	US	50,000	Fijo	8.5%	Agosto 2022	50,077

⁽¹⁾ Vista Oil & Gas Argentina S.A.U.

Bajo el mencionado Programa de Notas, la Compañía puede ofrecer públicamente y emitir títulos de deuda en Argentina por un monto total de capital de hasta 800,000 o su equivalente en otras monedas en cualquier momento.

16.1.1 Financiamiento OPIC

El 11 de septiembre de 2019, el Consejo de Administración de Overseas Private Investment Corporation (“OPIC”) aprobó el otorgamiento de un financiamiento por hasta 300,000 a Vista Argentina y 150,000 a Aleph Midstream S.A. (“Aleph” o “Aleph Midstream”), por un plazo de hasta 10 años, los cuales se encuentran sujetos a la celebración de los documentos definitivos.

16.2 Cambios en el pasivo por actividades de financiamiento

Los movimientos en los préstamos fueron los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Saldos al inicio del año	304,767	644,630
Ingresos del préstamo puente	-	260,000
Pago de los costos de transacción del préstamo puente	-	(11,904)
Pago del préstamo puente	-	(260,000)
Pago de redención de Acciones Serie A	-	(204,590)
Pasivo capitalizado relacionado con las acciones Serie A ⁽¹⁾	-	(442,491)
Intereses por préstamos ⁽¹⁾ (Nota 10.2)	34,159	15,546
Ingresos procedentes de préstamos	234,728	300,000
Pagos costos de transacción	(1,274)	(6,376)
Pago de intereses de los préstamos	(32,438)	(5,018)
Pago de capital de los préstamos	(90,233)	-
Costos por cancelación anticipada de préstamos y costo amortizado (Nota 10.3)	2,076	14,970
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera	(372)	-
Saldos al cierre del año	451,413	304,767

⁽¹⁾ Transacciones que no originaron flujos de efectivo.

16.3 Instrumentos financieros por categoría

El siguiente cuadro presenta los instrumentos financieros por categoría:

Al 31 de diciembre de 2019	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable	Total activos/pasivos financieros
Activos			
Activos por derecho de uso (Nota 2.2)	16,624	-	16,624
Bonos del gobierno americano (Nota 24)	7,882	-	7,882
Programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 15)	3,600	-	3,600
Anticipos y préstamos a empleados (Nota 15)	772	-	772
Total activos financieros no corrientes	28,878	-	28,878
Caja y bancos (Nota 18)	139,931	-	139,931
Inversiones corrientes (Nota 18)	111,314	8,783	120,097
Cuentas por cobrar de petróleo y gas (Nota 15)	52,676	-	52,676
Programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 15)	7,797	-	7,797
Cuentas por cobrar terceros (Nota 15)	3,797	-	3,797
Partes relacionadas (Nota 15)	3,169	-	3,169
Préstamos con terceros (Nota 15)	1,241	-	1,241
Programa de estabilidad de precios de GLP (Nota 15)	480	-	480
Anticipos a directores y préstamos a empleados (Nota 15)	284	-	284
Saldos por operaciones conjuntas (Nota 15)	14	-	14
Cheques a depositar (Nota 15)	3	-	3
Otros (Nota 15)	730	-	730
Total activos financieros corrientes	321,436	8,783	330,219
Pasivos			
Préstamos (Nota 16.1)	389,096	-	389,096
Títulos opcionales (Nota 16.4)	-	16,860	16,860
Pasivos por arrendamiento (Nota 2.2)	9,372	-	9,372
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar (Nota 23)	419	-	419
Total pasivos financieros no corrientes	398,887	16,860	415,747
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar (Nota 23)	98,269	-	98,269
Préstamos (Nota 16.1)	62,317	-	62,317
Pasivos por arrendamiento (Nota 2.2)	7,395	-	7,395
Total pasivos financieros corrientes	167,981	-	167,981

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable	Total activos/pasivos financieros
Al 31 de diciembre de 2018			
Activos			
Programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 15)	9,049	-	9,049
Total activos financieros no corrientes	9,049	-	9,049
Caja y bancos (Nota 18)	13,254	-	13,254
Inversiones corrientes (Nota 18)	38,862	28,792	67,654
Cuentas por cobrar de petróleo y gas (Nota 15)	55,032	-	55,032
Programa de estímulo a la inyección excedente de gas natural (Nota 15)	6,899	-	6,899
Cuentas por cobrar a terceros (Nota 15)	2,850	-	2,850
Anticipos a directores y préstamos a empleados (Nota 15)	1,818	-	1,818
Subsidio de propano (Nota 15)	982	-	982
Cheques a depositar (Nota 15)	883	-	883
Partes relacionadas (Nota 25)	186	-	186
Programa de estabilidad de precios de GLP (Nota 15)	151	-	151
Otros (Nota 15)	786	-	786
Total activos financieros corrientes	121,703	28,792	150,495
Pasivos			
Préstamos (Nota 16.1)	294,415	-	294,415
Títulos opcionales (Nota 16.4)	-	23,700	23,700
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar (Nota 23)	1,007	-	1,007
Total pasivos financieros no corrientes	295,422	23,700	319,122
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar (Nota 23)	84,334	-	84,334
Préstamos (Nota 16.1)	10,352	-	10,352
Total pasivos financieros corrientes	94,686	-	94,686

Los ingresos, gastos, ganancias y pérdidas derivadas de cada una de las categorías de instrumentos financieros se indican a continuación:

Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2019:

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable	Total
Ingresos por intereses (Nota 10.1)	3,770	-	3,770
Gastos por intereses (Nota 10.2)	(34,163)	-	(34,163)
Costo por cancelación de préstamos y costo amortizado (Nota 10.3)	(2,076)	-	(2,076)
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales (Nota 10.3)	-	6,840	6,840
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta (Nota 10.3)	(2,991)	-	(2,991)

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable	Total
Descuento de activos y pasivos a valor presente (Nota 10.3)	(10)	-	(10)
Cambios en el valor razonable de activos financieros (Nota 10.3)	-	873	873
Gastos por intereses de arrendamiento (Nota 10.3)	(1,561)	-	(1,561)
Descuento de obligación por taponamiento de pozos (Nota 10.3)	(1,723)	-	(1,723)
Otros resultados financieros (Nota 10.3)	(67)	-	(67)
Total	(38,821)	7,713	(31,108)

Por el año finalizado el 31 de diciembre de 2018:

	Activos/Pasivos financieros a costo amortizado	Activos/Pasivos financieros a valor razonable	Total
Ingresos por intereses (Nota 10.1)	2,532	-	2,532
Gastos por intereses (Nota 10.2)	(15,746)	-	(15,746)
Costos por cancelación anticipada de préstamos (Nota 10.3)	(14,970)	-	(14,970)
Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales (Nota 10.3)	-	(8,860)	(8,860)
Fluctuación cambiaria de moneda extranjera, neta (Nota 10.3)	3,005	-	3,005
Descuento de activos y pasivos a valor presente (Nota 10.3)	(2,743)	-	(2,743)
Cambios en el valor razonable de activos financieros (Nota 10.3)	-	1,415	1,415
Descuento de obligación por taponamiento de pozos (Nota 10.3)	(897)	-	(897)
Otros resultados financieros (Nota 10.3)	(366)	-	(366)
Total	(29,185)	(7,445)	(36,630)

16.4 Valor razonable

Esta nota brinda información sobre como la Compañía determina el valor razonable de los activos y pasivos financieros.

16.4.1 Valor razonable de los activos financieros y pasivos financieros de la Compañía que se miden a valor razonable de forma recurrente

La Compañía clasifica las mediciones del valor razonable de los instrumentos financieros utilizando una jerarquía de valor razonable, que refleja la relevancia de las variables utilizadas para realizar esas mediciones. La jerarquía de valor razonable tiene los siguientes niveles:

- Nivel 1: precios cotizados (no ajustados) para activos o pasivos idénticos en mercados activos.
- Nivel 2: datos diferentes de los precios cotizados incluidos en el Nivel 1 observable para el activo o pasivo, ya sea directamente (es decir, precios) o indirectamente (es decir, derivados de los precios).

- Nivel 3: Datos de activos o pasivos basados en información que no se puede observar en el mercado (es decir, datos no observables).

La siguiente tabla muestra los activos y pasivos financieros de la Compañía medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2019 y 2018:

Al 31 de diciembre de 2019	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos				
<i>Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Bonos del Gobierno y fondos comunes de inversión	8,783	-	-	8,783
Total activo	8,783	-	-	8,783
Al 31 de diciembre de 2019	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Pasivos				
<i>Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Títulos opcionales	-	-	16,860	16,860
Total pasivo	-	-	16,860	16,860
Al 31 de diciembre de 2018	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Activos				
<i>Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Bonos del Gobierno y fondos comunes de inversión	28,792	-	-	28,792
Total activo	28,792	-	-	28,792
Al 31 de diciembre de 2018	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Total
Pasivos				
<i>Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados</i>				
Títulos opcionales	-	-	23,700	23,700
Total pasivo	-	-	23,700	23,700

El valor de los instrumentos financieros negociados en mercados activos se basa en los precios cotizados en el mercado a la fecha de estos estados financieros intermedios condensados consolidados. Un mercado se considera activo cuando los precios cotizados están disponibles regularmente a través de una bolsa de valores, un corredor, una institución específica del sector o un organismo regulador, y esos precios reflejan transacciones de mercado regulares y actuales entre partes que actúan en condiciones de independencia mutua. El precio de cotización de mercado utilizado para los activos financieros mantenidos por la Compañía es el precio de oferta actual. Estos instrumentos están incluidos en el Nivel 1.

El valor razonable de los instrumentos financieros que no se negocian en mercados activos se determina utilizando técnicas de valuación. Estas técnicas de valuación maximizan el uso de información observable en el mercado, cuando está disponible, y se basan lo menos posible en estimaciones específicas de la Compañía. Si se pueden observar todas las variables significativas para establecer el valor razonable de un instrumento financiero, el instrumento se incluye en el Nivel 2.

Si una o más variables utilizadas para determinar el valor razonable no se pudieron observar en el mercado, el instrumento financiero se incluye en el Nivel 3.

No hubo transferencias entre el Nivel 1 y el Nivel 2 durante los años finalizados al 31 de diciembre de 2018 al 2019 y del 31 de diciembre de 2017 al 2018.

El valor razonable de los títulos opcionales se determina utilizando el modelo de precios de títulos de suscripción de acciones de Black & Scholes teniendo en cuenta la volatilidad esperada de las acciones ordinarias de la Compañía al estimar la volatilidad futura del precio de las acciones de la Compañía. La tasa de interés libre de riesgo para la vida útil esperada de los títulos opcionales del Patrocinador se basa en el rendimiento disponible de los bonos de referencia del gobierno con un plazo restante equivalente aproximado en el momento de la subvención. La vida esperada se basa en el término contractual.

Los siguientes supuestos se utilizaron para estimar el valor razonable del pasivo de los títulos el 31 de diciembre de 2019:

	Al 31 de diciembre de 2019
Volatilidad anualizada	22.941%
Tasa de interés libre de riesgo doméstico	6.562%
Tasa de interés libre de riesgo extranjero	1.697%
Vida útil esperada en años	3.31 años

Esta es una medición de valor razonable recurrente de Nivel 3. Las entradas clave de Nivel 3 utilizadas por la administración para determinar el valor razonable son el precio de mercado y la volatilidad esperada. Si el precio de mercado aumentara en 0,10, esto aumentaría la obligación en aproximadamente 901 al 31 de diciembre de 2019. Si el precio de mercado disminuyera 0,10, esto disminuiría la obligación en aproximadamente 878. Si la volatilidad aumentara en 50 puntos básicos, esto aumentaría la obligación en aproximadamente 506. Si la volatilidad disminuyera en 50 puntos básicos, esto disminuiría la obligación en aproximadamente 519 al 31 de diciembre de 2019.

<i>Reconciliación de las mediciones de valor razonable de Nivel 3:</i>	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Saldo del pasivo de título opcionales al comienzo del año	23,700	14,840
Total cambios en el valor razonable de los títulos opcionales (Pérdida) o ganancia (Nota 10.3)	(6,840)	8,860
Saldo al cierre del año	16,860	23,700

16.4.2 Valor razonable de activos financieros y pasivos financieros que no se miden a valor razonable (pero se requieren revelaciones de valor razonable)

Excepto por lo detallado en la siguiente tabla, la Compañía considera que los valores en libros de los activos financieros y pasivos financieros reconocidos en los estados financieros intermedios condensados consolidados se aproximan a sus valores razonables, tal como se explica en las notas correspondientes.

Al 31 de diciembre de 2019	Valor en libros	Valor razonable	Nivel
Pasivos			
Préstamos	451,413	416,845	2
Total pasivos	451,413	416,845	

16.5 Objetivos y políticas de gestión de riesgos de instrumentos financieros.

16.5.1 Factores de riesgo financiero

Las actividades de la Compañía están sujetas a varios riesgos financieros: riesgo de mercado (incluido el riesgo de tipo de cambio, riesgo de tasa de interés y riesgo de precio), riesgo de crédito y riesgo de liquidez.

La gestión de riesgos financieros está incluida dentro de las políticas globales de la Compañía y existe una metodología de gestión de riesgos integrada centrada en el seguimiento de los riesgos que afectan a toda la Compañía. Dicha estrategia busca lograr un equilibrio entre los objetivos de rentabilidad y los niveles de exposición al riesgo. Los riesgos financieros son aquellos derivados de los instrumentos financieros a los que la Compañía está expuesta durante o al cierre de cada ejercicio. Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía realizó operaciones de cobertura de tipo de cambio y el impacto de los resultados del año se registraron en “Otros resultados financieros”.

La gestión de riesgos financieros está controlada por el Departamento Financiero de la Compañía, que identifica, evalúa y cubre los riesgos financieros. Los sistemas y políticas de gestión de riesgos se revisan periódicamente para reflejar los cambios en las condiciones del mercado y las actividades de la Compañía. La Compañía ha revisado su exposición a factores de riesgo financiero y no ha identificado ningún cambio significativo en el análisis de riesgo incluido en sus estados financieros anuales de 2018, excepto por lo siguiente:

16.5.1.1 Riesgo de mercado

Riesgo de tipo de cambio

La situación financiera de la Compañía y los resultados de sus operaciones son sensibles a las variaciones en el tipo de cambio entre el US y el ARS y otras monedas. Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía realizó operaciones de cobertura de tipo de cambio y el impacto en los resultados del año se registraron en “Otros resultados financieros”.

La mayoría de las ventas de la Compañía están denominadas directamente en US o la evolución de las ventas siguen la evolución de la cotización de esta moneda.

Durante el año finalizado el 31 de diciembre de 2019, el ARS se depreció aproximadamente en un 59%.

La siguiente tabla demuestra la sensibilidad a un cambio razonablemente posible en los tipos de cambio ARS frente al US, con todas las demás variables mantenidas constantes. El impacto en la utilidad antes de impuestos de la Compañía se debe a los cambios en el valor razonable de los activos monetarios y pasivos monetarios denominados en otras monedas distintas del US, la moneda funcional de la Compañía. La exposición de la Compañía a los cambios de moneda extranjera para todas las demás monedas no resulta significativa.

Al 31 de diciembre de 2019

Variación en la tasa en pesos argentinos	+/- 33%
Efecto en la utilidad antes de impuesto	(20,350) / 20,350
Efecto en el patrimonio antes de impuesto	(20,350) / 20,350

Ambiente inflacionario en Argentina

La inflación en Argentina ha sido alta durante varios años, pero la inflación de los precios al consumidor (“IPC”) no se informó de manera consistente. Dadas las diferencias en la cobertura geográfica, las ponderaciones, el muestreo y la metodología de varias series de inflación, la inflación promedio del IPC para 2014, 2015 y 2016, y la inflación de fin de período para 2015 y 2016 no se informaron en el Informe Mundial de abril de 2018 del Fondo Monetario Internacional (“FMI”), Perspectivas económicas. La inflación acumulada a 3 años utilizando diferentes combinaciones de índices de precios al por menor ha superado el 100% desde fines de 2017. Sin embargo, el índice de precios al por mayor, que había estado disponible de manera consistente durante los últimos tres años, era de alrededor del 75% acumulado a diciembre de 2017.

Durante los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, el ARS se devaluó aproximadamente un 59% y 100% respectivamente. Las tasas de interés anual durante el año 2019 y 2018 aumentaron en más del 65% y 60% y la inflación de los precios al por mayor se aceleró considerablemente. Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 la tasa acumulada de inflación a 3 años alcanzó un nivel de alrededor del 180% y 140% respectivamente.

Riesgo de tasa de interés en flujo de efectivo y valor razonable

La gestión del riesgo de tasa de interés busca minimizar los costos financieros y limitar la exposición de la Compañía a los aumentos de tasas de interés.

El endeudamiento a tasas variables expone a la Compañía al riesgo de tasa de interés en sus flujos de efectivo debido a la posible volatilidad que pueden experimentar. El endeudamiento a tasas fijas expone a la Compañía al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos, ya que podrían ser considerablemente más elevadas que las tasas variables. Al 31 de diciembre de 2019 y 2018, aproximadamente el 36% y 50% del endeudamiento estaba sujeto a tasas de interés variables, de Libor y Badlar más un margen. Al 31 de diciembre de 2019 y 2018 la tasa de interés variable para los préstamos denominados en US era del 6.67% y 8.06% respectivamente, y para los préstamos denominados en ARS de 59.90% y 0%, respectivamente.

La Compañía busca mitigar su exposición al riesgo de tasa de interés a través del análisis y evaluación de (i) las diferentes fuentes de liquidez disponibles en el mercado financiero y de capital, tanto nacionales como internacionales (si están disponibles); (ii) alternativas de tasas de interés (fijas o variables), monedas y términos disponibles para compañías en un sector, industria y riesgo similar al de la Compañía; (iii) la disponibilidad, el acceso y el costo de los contratos de cobertura de tasas de interés. Al hacer esto, la Compañía evalúa el impacto en las ganancias o pérdidas resultantes de cada estrategia sobre las obligaciones que representan las principales posiciones con intereses.

En el caso de las tasas fijas y en vista de las condiciones actuales del mercado, la Compañía considera que el riesgo de una disminución significativa en las tasas de interés es bajo y, por lo tanto, no prevé un riesgo sustancial en su endeudamiento a tasas fijas.

Para los años finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018, la Compañía no utilizó instrumentos financieros derivados para mitigar los riesgos asociados con las fluctuaciones en las tasas de interés.

Nota 17. Inventarios

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Materiales y repuestos	16,074	15,465
Inventario petróleo crudo (Nota 5.2)	3,032	2,722
Total	19,106	18,187

Nota 18. Caja, bancos e inversiones corrientes

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Bancos	139,931	13,254
Fondos monetarios de mercado	107,041	-
Fondos comunes de inversión	7,756	52,793
Bonos del gobierno	5,300	11,457
Letras del tesoro	-	3,404
Total	260,028	80,908

A los fines del estado de flujos de efectivo consolidado, el efectivo y los equivalentes de efectivo incluyen los recursos disponibles en efectivo y en banco y aquellas inversiones con un vencimiento inferior a tres meses. A continuación, se muestra una conciliación entre caja, bancos e inversiones corrientes y el efectivo y equivalente de efectivo:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Caja, bancos e inversiones corrientes	260,028	80,908
Menos		
Bonos del gobierno y letras del tesoro	(5,300)	(14,861)
Efectivo y equivalentes de efectivo restringido ⁽¹⁾	(20,498)	-
Efectivo y equivalentes de efectivo	234,230	66,047

(1) Corresponde al efectivo y equivalentes de efectivo de Aleph, el cual sólo puede ser utilizado para los fines mencionados en la Nota 26.

Nota 19. Capital social

El siguiente cuadro muestra una conciliación de los movimientos en el capital social de la Compañía del 31 de diciembre del 2018 al 31 de diciembre de 2019:

	Series A Público Inversionista	Series A Colocación Privada	Series C	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2018	423,017	90,238	-	513,255
Número de acciones	60,909,315	9,500,000	2	70,409,317
Valor neto de acciones Serie A del 13 de febrero de 2019	55,000	-	-	55,000
Número de acciones	5,500,000	-	-	5,500,000
Valor neto de acciones Serie A del 25 de julio de 2019	91,143	-	-	91,143
Número de acciones	10,906,257	-	-	10,906,257
Acciones Serie A a concederse en LTIP	-	1	-	1
Número de acciones	-	317,932	-	317,932
Saldo al 31 de diciembre de 2019	569,160	90,239	-	659,399
Número de acciones	77,315,572	9,817,932	2	87,133,506

Con fecha 13 de febrero de 2019 la Compañía completó la venta de 5,500,000 acciones serie A y 5,000,000 de títulos opcionales para la compra de acciones series A por un monto acordado de 55,000 con Kensington Investements B.V., de acuerdo con un contrato de compra a plazo y el compromiso de suscripción, revelado en la Nota 20.1.1 de los estados financieros anuales.

El 25 de julio de 2019, la Compañía realizó una oferta pública en México y Estados Unidos, mediante la colocación de 10,906,257 acciones Serie A.

La oferta global consistió en:

- (i) una oferta internacional en los Estados Unidos y otros países fuera de México de 10,091,257 de American Depositary Shares “ADS”, cada uno representando una Acción Serie A a un precio de US 9.25 por ADS. Los ADS cotizan en NYSE bajo el símbolo “VIST”; y

(ii) una oferta simultánea en México de 815,000 Acciones Serie A a un precio en pesos mexicano equivalente a US 9.25 por Acción Serie A.

Por la oferta global la Compañía obtuvo recursos netos de gastos de emisión por 91,143.

Durante el ejercicio 2019, la Compañía emitió 317,932 acciones serie A que se encontraban en su tesorería para concederse en el LTIP.

Al 31 de diciembre de 2019, el capital social variable de la Compañía es de 87,133,504 acciones Serie A sin valor nominal, cada una de las cuales otorga derecho a un voto, las cuales están totalmente suscritas y pagadas. Al 31 de diciembre de 2019, el capital común autorizado de la Compañía incluye 41,663,005 acciones comunes Serie A que se encuentran en tesorería, y pueden ser usadas con los títulos opcionales, los contratos de compra a plazo y LTIP.

La porción variable del capital social es una cantidad ilimitada, de acuerdo con el estatuto social y las leyes aplicables, mientras que la porción fija de capital social está dividida en 2 acciones clase C.

Nota 20. Provisiones

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
No corriente		
Obligación de taponamiento de pozos	20,987	15,430
Remediación ambiental	159	756
Total no corriente	21,146	16,186
Corriente		
Obligación de taponamiento de pozos	761	823
Remediación ambiental	2,340	2,968
Contingencias	322	349
Total corriente	3,423	4,140

Nota 21. Salarios y contribuciones sociales

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Corriente		
Salarios y contribuciones sociales	3,467	925
Provisión por gratificaciones y bonos	9,086	5,423
Total corriente	12,553	6,348

Nota 22. Otros impuestos y regalías por pagar

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
<u>Corriente</u>		
Regalías	4,539	5,467
Retenciones de impuestos	866	909
Impuesto al valor agregado	597	-
Impuesto sobre los ingresos brutos	-	139
Otros	38	-
Total corriente	6,040	6,515

Nota 23. Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
<u>No Corriente</u>		
Cuentas por pagar:		
Canon extraordinario por el programa de inyección excedente de gas natural	419	1,007
Total cuentas por pagar y otras cuentas por pagar no corriente	419	1,007

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
<u>Corriente</u>		
Cuentas por pagar:		
Proveedores	59,264	73,609
Total cuentas por pagar corriente	59,264	73,609
Otras cuentas por pagar:		
Partes relacionadas (Notas 25 y 26)	24,839	-
Otros pasivos (Nota 26)	12,661	-
Canon extraordinario por el programa de inyección excedente de gas natural	1,436	769
Saldos con socios de operaciones conjuntas	69	1,023
Pasivo por extensión de la concesión de Bajada del Palo	-	7,899
Honorarios a directores	-	1,034
Total otras cuentas por pagar corriente	39,005	10,725
Total cuentas por pagar y otras cuentas por pagar corriente	98,269	84,334

Debido a la naturaleza a corto plazo de las cuentas por pagar y otras cuentas corrientes, su importe en libros se considera que es el mismo que su valor razonable. El importe en libros de las cuentas por pagar no corrientes no difiere significativamente de su valor razonable.

Nota 24. Beneficios a empleados

Los siguientes cuadros resumen los componentes del gasto neto y la obligación en los estados financieros intermedios condensados consolidados:

	Año finalizado el 31 de diciembre de 2019	Año finalizado el 31 de diciembre de 2018
Costo de servicios vigentes	(68)	(99)
Costo de intereses	(152)	(446)
Reducciones	-	177
Total	(220)	(368)

	Al 31 de diciembre de 2019		
	Valor actual de la obligación	Valor razonable del plan de activos	Pasivo neto al final del año
Saldos al inicio del año	(11,014)	7,712	(3,302)
<i>Conceptos clasificados como pérdida o ganancia</i>			
Costo de servicios vigentes	(68)	-	(68)
Costo de intereses	(541)	389	(152)
<i>Conceptos clasificados en otros resultados integrales</i>			
(Pérdidas) actuariales	(1,358)	(219)	(1,577)
Pagos de beneficios	630	(630)	-
Pago de contribuciones	-	630	630
Saldos al cierre del año	(12,351)	7,882	(4,469)

El valor razonable de los activos del plan al final de cada ejercicio por categoría es el siguiente:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Bonos del gobierno americano	7,882	-
Efectivo y equivalentes de efectivo	-	7,712
Total	7,882	7,712

A continuación, se muestran los pagos estimados de los beneficios esperados para los próximos diez años. Los montos en la tabla representan los flujos de efectivo no descontados y, por lo tanto, no concilian con las obligaciones registradas al final del ejercicio.

Al 31 de diciembre de 2019	
Menos de un año	871
De uno a dos años	851
De dos a tres años	836
De tres a cuatro años	856
De cuatro a cinco años	839
De seis a diez años	4,554

Las estimaciones actuariales significativas utilizadas fueron las siguientes:

Al 31 de diciembre de 2019

Tasa de descuento	5%
Tasa de retorno de activos	5%
Aumento de salario	
Hasta 35 años	1%
De 36 a 49 años	1%
Más de 50 años	1%

El siguiente análisis de sensibilidad muestra el efecto de una variación en la tasa de descuento y el aumento de salarios en el monto de la obligación.

Si la tasa de descuento fuera 100 puntos base más alta (más baja), la obligación por beneficios definidos disminuiría en 1,156 (aumento en 1,379) al 31 de diciembre de 2019.

Si el crecimiento salarial esperado aumenta (disminuye) en un 1%, la obligación por beneficios definidos aumentaría en 179 (disminución en 198) al 31 de diciembre de 2019.

Los análisis de sensibilidad detallados se han determinado en función de los cambios razonablemente posibles de los supuestos respectivos que se producen al final de cada año de reporte, en función de un cambio en un supuesto manteniendo constantes los restantes. En la práctica, es poco probable que esto ocurra, y los cambios en algunos de los supuestos pueden estar correlacionados. Por lo tanto, el análisis presentado puede no ser representativo del cambio real en la obligación de beneficio definido. Los métodos y tipos de supuestos utilizados en la preparación del análisis de sensibilidad no cambiaron en comparación con el ejercicio anterior.

Además, al presentar el análisis de sensibilidad anterior, el valor presente de la obligación por beneficios definidos se ha calculado utilizando el método de crédito unitario proyectado al final de cada año de reporte, que es el mismo que el aplicado en el cálculo del pasivo por obligaciones por beneficios definidos reconocido en el estado de situación financiera.

No hubo cambios en los métodos y supuestos utilizados en la preparación del análisis de sensibilidad de años anteriores.

La Nota 22 a los estados financieros anuales de la Compañía al 31 de diciembre de 2018 proporciona más detalles sobre los planes de beneficios a los empleados.

Nota 25. Transacciones y saldos con partes relacionadas

La Nota 2.3 a los estados financieros anuales de la Compañía al 31 de diciembre de 2018 proporciona información sobre la estructura del Grupo, incluidos los detalles de las subsidiarias de la Compañía.

La siguiente tabla proporciona el monto total de los saldos con partes relacionadas:

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Otras cuentas por cobrar		
<u>Corrientes</u>		
REL Amsterdam	2,355	-
Aleph Midstream Holding L.P.	814	-
Riverstone Vista Capital Partners L.P.	-	186
	<u>3,169</u>	<u>186</u>

	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018
Otras cuentas por pagar		
Corrientes		
REL Amsterdam ⁽¹⁾	24,032	-
Aleph Midstream Holding L.P. ⁽¹⁾	807	-
	24,839	-

⁽¹⁾ Incluye otras cuentas por pagar vinculadas con el acuerdo de inversión de Aleph, referente a la cláusula de Opción de Venta. Ver Nota 26.

Los saldos pendientes al final de cada año no están garantizados y la liquidación se realiza en efectivo. No ha habido garantías proporcionadas o recibidas por ninguna parte relacionada con las cuentas por cobrar o por pagar para los años que finalizaron el 31 de diciembre de 2019 y 2018. La Compañía no ha registrado ningún deterioro de cuentas por cobrar con respecto a los montos adeudados por partes relacionadas. Esta evaluación se realiza al final de cada año, a través del examen de la situación financiera de la parte relacionada y el mercado en el que opera la misma.

Nota 26. Aleph Midstream S.A.

Con fecha 27 de junio de 2019, Vista, firmó un acuerdo de inversión con una afiliada de Riverstone (parte relacionada) y una afiliada de Southern Cross Group (conjuntamente “los inversores”), para invertir en Aleph, una empresa de midstream en Argentina.

En el marco de dicho acuerdo, se acordó la escisión de un grupo de activos que se transferirán a Aleph a cambio de capital, a través de un acuerdo de escisión-fusión conforme se define a continuación:

Con fechas 17 y 18 de julio de 2019 los Directorios de la Compañía y Aleph, respectivamente, resolvieron iniciar las gestiones conducentes a la ejecución de una escisión-fusión de conformidad con las siguientes pautas: (i) escisión por parte de Vista de una porción de su patrimonio (“patrimonio escindido”) para el desarrollo por parte de Aleph de un proyecto de infraestructura para el procesamiento y transporte de hidrocarburos, como petróleo crudo y gas, en la Cuenca Neuquina en la República Argentina que incluye, entre otros activos y pasivos, (1) la planta de tratamiento de crudo ubicada en el área Entre Lomas, la planta de tratamiento de gas ubicada en el área Entre Lomas, la planta de tratamiento de crudo ubicada en el área 25 de Mayo-Medanito SE, las instalaciones para el tratamiento del agua de producción asociadas a las plantas de tratamiento de crudo en las áreas Entre Lomas y “25 de Mayo-Medanito SE; (2) los ductos que conectan las mencionadas plantas con el sistema troncal de transporte de crudo operado por Oldelval SA y de gas operado por Transportadora del Gas del Sur S.A., (ii) absorción por parte de Aleph del Patrimonio Escindido; y (iii) asunción y continuación por parte de Aleph de las actividades y obligaciones de la Compañía con relación al Patrimonio Escindido.

A partir de la fecha de la escisión, Aleph está en condiciones de asumir la explotación de los activos divididos por Vista. El proceso de fusión está pendiente de aprobación por la Comisión Nacional de Valores de la República Argentina y el correspondiente Registro Público de Comercio.

Al 31 de diciembre de 2019, la Compañía ha obtenido solo una de las concesiones de transporte (Ver Nota 29) y no se han cumplido las condiciones precedentes establecidas en el acuerdo de inversión antes mencionado. El mismo determina que si la Compañía no obtiene todos los títulos de concesión antes de que los inversores hayan aportado 75,000 en Aleph o hayan transcurrido 11 meses desde la fecha efectiva del acuerdo de inversión; los mismos tendrán derecho a ejercer la Opción de Venta (“Put - Option”) de su participación en el capital social de Aleph; la cual al 31 de diciembre de 2019 asciende a 37,500. (Ver Nota 31).

Como consecuencia a lo mencionado precedentemente, al 31 de diciembre de 2019 la Compañía está expuesta a todos riesgos y/o rendimientos variables por su participación en Aleph, por lo tanto, ha considerado que tiene control sobre Aleph y ha consolidado la información financiera de la misma.

Nota 27. Compromisos y contingencias

Para obtener más detalle sobre los compromisos y contingencias de la Compañía, ver Notas 27 y 29.4 a los estados financieros consolidados anuales de al 31 de diciembre de 2018. Excepto por el acuerdo de inversión revelado en la Nota 26, no ha habido cambios significativos de compromisos y contingencias al 31 de diciembre de 2019.

Nota 28. Combinación de negocios

No hubo combinaciones de negocios durante el período finalizado el 31 de diciembre de 2019. Ver Nota 30 a los estados financieros consolidados anuales para obtener más detalles sobre las combinaciones de negocios efectuadas en 2018.

Nota 29. Concesiones de Transporte

No hubo cambios significativos durante el período finalizado el 31 de diciembre de 2019, excepto por las siguientes concesiones:

29.1 Consideraciones generales

El art. 28 de la Ley Federal de Hidrocarburos (“LFH”) dispone que a todo titular de una concesión de explotación le corresponde el derecho de obtener una concesión para el transporte de sus hidrocarburos. De conformidad con lo estipulado en el Artículo 6 del Decreto PEN 115/19, las concesiones de transporte que sean otorgadas con posterioridad a la emisión de dicho Decreto tendrán total independencia y autonomía respecto de la concesión de explotación que le da origen a la misma, a fin de que la concesión de explotación no interfiera y/o afecte en modo alguno la vigencia de la concesión de transporte. El titular de una concesión de transporte estará facultado a celebrar libremente los contratos de reserva de capacidad en los términos previstos en dicho Decreto. Estos contratos podrán ser libremente negociados en cuanto a su modalidad de asignación, precios y volúmenes entre el titular de una concesión de transporte y los respectivos cargadores.

29.2 Concesión de Transporte Federal

Con fecha 22 de noviembre de 2019, la Secretaría de Gobierno de Energía de Argentina emitió la Resolución 753/19 mediante la cual otorgó a Vista Argentina una concesión de transporte de petróleo crudo para el oleoducto que se extenderá desde el yacimiento Borde Montuoso (en el área Bajada de Palo Oeste, ubicado en la Provincia del Neuquén) hasta la estación de bombeo La Escondida (correspondiente al oleoducto Allen – Puerto Rosales, ubicada en la provincia de Río Negro), operado por Oleoductos del Valle Sociedad Anónima.

La Concesión de Transporte Federal se extiende hasta el 19 de diciembre de 2053.

Dicha Concesión Federal de Transporte transportará producción proveniente no solo del Área Bajada de Palo Oeste, sino también de las Áreas Bajada del Palo Este, Coirón Amargo Norte, Charco del Palenque, Entre Lomas, ubicadas en la Provincia del Neuquén, y de Río Negro.

29.3 Concesión de Transporte Entre Lomas Crudo

Con fecha 6 de diciembre de 2019 la Provincia de Río Negro emitió el Decreto No. 1,821/19 mediante el cual otorgó a Vista Argentina una concesión de transporte de hidrocarburos asociada al Área Entre Lomas, sobre el oleoducto que conecta la Planta de Tratamiento de Crudo ubicada en el yacimiento Charco Bayo en el Área Entre Lomas (la “PTC Elo”) hasta su interconexión con el sistema troncal de transporte de crudo en “La Escondida” operado por Oleoductos del Valle S.A. en la Provincia de Río Negro, incluyendo dentro de la concesión de transporte a la PTC ELO.

La Concesión de Transporte fue otorgada por un término equivalente al plazo remanente de vigencia de la concesión de explotación del Área Entre Lomas vinculada, esto es, hasta el 21 de enero de 2026.

La Concesión de Transporte transportará producción proveniente no solo del Área Entre Lomas, sino también de las Áreas Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Coirón Amargo Norte, Entre Lomas, y Charco del Palenque.

29.4 Concesión de Transporte 25 de Mayo – Medanito SE

Con fecha 6 de diciembre de 2019 la Provincia de Río Negro emitió el Decreto No. 1,822/19 mediante el cual otorgó a Vista Argentina una concesión de transporte de hidrocarburos asociada al Área 25 de Mayo – Medanito SE, ubicada en la Provincia de Río Negro, sobre el oleoducto que conecta la Planta de Tratamiento de Crudo ubicada en el Área 25 de Mayo-Medanito SE (Río Negro) (“PTC MED”), hasta su interconexión con el sistema troncal de transporte de crudo en “Medanito” operado por Oleoductos del Valle S.A. en la provincia de Río Negro incluyendo dentro de la concesión de transporte a la PTC MED.

La concesión de transporte fue otorgada por un término equivalente al plazo remanente de vigencia de la concesión de explotación del Área 25 de Mayo - Medanito vinculada, esto es, hasta el 26 de octubre de 2026.

La concesión de transporte transportará producción proveniente no solo del Área 25 de Mayo – Medanito SE, sino también del Área Jagüel de los Machos.

29.5 Concesión de Transporte Entre Lomas Gas

Con fecha 6 de diciembre de 2019 la Provincia de Río Negro emitió el Decreto No. 1,823/19 mediante el cual otorgó a Vista Argentina una concesión de transporte de hidrocarburos asociada al Área Entre Lomas, sobre el gasoducto que conecta la Planta de Tratamiento de Gas ubicada en el yacimiento Charco Bayo en el Área Entre Lomas (“PTG ELO”) hasta el punto que interconecta con el sistema troncal de transporte de gas operado por Transportadora del Gas S.A. (“TGS”) en la provincia de Río Negro incluyendo dentro de dicha concesión de transporte a la PTG ELO.

La Concesión de Transporte fue otorgada por un término equivalente al plazo remanente de vigencia de la concesión de explotación del Área Entre Lomas vinculada, esto es, hasta el 21 de enero de 2026.

La Concesión de Transporte transportará producción proveniente no solo del Área Entre Lomas, sino también de las Áreas Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Coirón Amargo Norte y Charco del Palenque.

Nota 30. Reforma Fiscal

El 10 de diciembre de 2019, asumió un nuevo gobierno nacional en Argentina. El 23 de diciembre de 2019 se publicó en el Boletín Oficial la Ley No. 27,541 de “Solidaridad Social y Reactivación Productiva en el marco de Emergencia Pública”, promulgada mediante el Decreto No. 58/2019. Las reformas introducidas procuran reactivar las áreas económica, financiera, fiscal, administrativa, previsional, tarifaria, energética, sanitaria y social, y facultan al Poder Ejecutivo Nacional (PEN) a llevar adelante las gestiones y los actos necesarios para recuperar y asegurar la sostenibilidad de la deuda pública de la República Argentina

Las principales medidas contenidas en la Ley y su reglamentación son las siguientes:

30.1 Impuesto sobre la renta

La Ley No. 27,430 había establecido que la tasa del impuesto sobre la renta para las empresas argentinas se reduciría gradualmente para las ganancias no distribuidas del 35% al 30% para los años fiscales que comienzan a partir del 1° de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019, y hasta el 25% para los años que comienzan a partir del 1° de enero de 2020.

El impuesto a los dividendos o ganancias distribuidos por, entre otros, empresas o establecimientos permanentes argentinos a individuos, propiedades indivisas o beneficiarios que residen en el extranjero se distribuyen en base a las siguientes consideraciones: (i) dividendos resultantes de las ganancias devengadas durante los años fiscales que comienzan el 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019, estarán sujetos a una retención del 7%; y (ii) los dividendos resultantes de las ganancias devengadas durante los años fiscales que comienzan a partir del 1 de enero de 2020 estarán sujetos a una retención del 13%.

La reforma introducida por la Ley No. 27,541 suspende ese cambio de tasas y mantiene las originales del 30% y 7%, hasta los ejercicios fiscales que se inicien a partir del 1° de enero de 2021, inclusive.

La Ley No. 27,468 había dispuesto para los tres primeros ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2019, que el ajuste por inflación positivo o negativo que pudiera corresponder debía distribuirse un tercio en el ejercicio fiscal en que se determinara el ajuste, y los dos tercios restantes, en partes iguales, en los dos períodos fiscales inmediatos siguientes. La reforma mencionada, modificó esa distribución y establece que el ajuste positivo o negativo correspondiente al primer y segundo ejercicio fiscal iniciados a partir del 1° de enero de 2019, deberá imputarse un sexto al ejercicio fiscal en que se determine el ajuste y los cinco sextos restantes, en partes iguales, en los cinco períodos fiscales inmediatos siguientes; en tanto que para los ejercicios fiscales iniciados a partir del 1° de enero de 2021 se podrá deducir/gravar el 100% del ajuste en el año en el cual el efecto se determina.

30.2 Contribuciones patronales

(i) Se elimina la reducción progresiva de las contribuciones prevista, y las alícuotas se fijan desde diciembre de 2019 en 20.40% para los empleadores del sector privado con actividad en el sector Servicios o Comercio y 18% para los restantes empleadores del sector privado.

(ii) Se establecen sumas fijas que podrán detrarse de la base de cálculo, sin que exista en la norma previsión de ajuste futuro.

(iii) De las contribuciones efectivamente abonadas, se podrá computar como crédito fiscal del impuesto al valor agregado el monto que resulte de aplicar a las bases imponibles los puntos porcentuales que se fijan para cada jurisdicción en particular.

32.3 Tasa de estadística

Se establece un incremento del 2.5% al 3% en la tasa de estadística aplicable a importaciones definitivas para consumo efectuadas desde el 1° de enero hasta el 31 de diciembre de 2020.

Para las importaciones de bienes de capital a ser utilizados en el marco de inversiones en desarrollo de producción de hidrocarburos provenientes de reservorios no convencionales y ciertas importaciones temporarias, se extiende hasta el 31 de diciembre de 2020 la aplicación de una tasa de 0%.

30.4 Impuesto para una Argentina inclusiva y solidaria (“PAIS”)

Se establece con carácter de emergencia, por el término de cinco períodos fiscales, un impuesto que grava con una tasa del 30% las operaciones vinculadas con la adquisición de moneda extranjera.

El gravamen no reviste el carácter de pago a cuenta de ningún impuesto; y alcanza las siguientes operaciones: (i) compra de billetes y divisas en moneda extranjera para atesoramiento; (ii) cambio de divisas con destino al pago de adquisiciones de bienes o prestaciones y locaciones de servicios efectuadas en el exterior cualquiera sea el medio de pago con que sean canceladas; (iii) adquisición de servicios en el exterior contratados a través de agencias de viajes y turismo del país; o bien (iv) adquisición de servicios de transporte de pasajeros con destino fuera del país.

30.5 Derechos de exportación

Se faculta al PEN a incrementar los derechos de exportación hasta (i) un 15% para las exportaciones de mercancías que no estaban sujetas a derechos de exportación o tenían una alícuota del 0% al 2 de septiembre de 2018.

Previo a la aprobación de la Ley No. 27,541, el gobierno emitió el Decreto N° 37/2019 (B.O 14/12/2019) por el que cambió el esquema de retenciones, dejando sin efecto el límite de 4 ARS/US que había establecido la anterior administración en 2018.

30.6 Sistema energético

La Ley faculta al PEN a:

i) Mantener las tarifas de electricidad y gas natural que estén bajo jurisdicción federal y a iniciar un proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente o iniciar una revisión de carácter extraordinario, a partir de la vigencia de la presente ley y por un plazo máximo de hasta ciento ochenta (180) días, propendiendo a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020. Asimismo, se invita a las provincias a adherir a estas políticas de mantenimiento de los cuadros tarifarios y renegociación o revisión de carácter extraordinario de las tarifas de las jurisdicciones provinciales.

ii) Intervenir administrativamente el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) y el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) por el término de un (1) año.

En uso de las facultades delegadas, el gobierno anunció la suspensión de cualquier actualización de las tarifas de electricidad y gas por los 180 días previstos en la Ley.

Consistente con la suspensión de la actualización de tarifas en el área de energía, el gobierno también requirió al titular de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) que el precio de los combustibles se mantenga sin actualización. Las otras compañías petroleras, incluida Vista, inicialmente estuvieron de acuerdo en no actualizar sus precios si YPF no lo hace.

Nota 31. Eventos posteriores

La Compañía ha evaluado los eventos posteriores al 31 de diciembre de 2019 para evaluar la necesidad de un posible reconocimiento o revelación en estos estados financieros intermedios condensados consolidados. La Compañía evaluó dichos eventos hasta el 26 de febrero de 2020, fecha en que estos estados financieros estaban disponibles para su emisión:

- El 15 de enero de 2020, Vista Argentina firmó un acuerdo de préstamos con el Banco Macro por un monto de 30,000 por un plazo de 180 días a una tasa de interés anual de 5.25%, y con fecha de vencimiento el 15 de julio 2020.
- El día 16 de enero de 2020, la Comisión Nacional de Hidrocarburos ("CNH") notificó la autorización de la cesión del control del bloque CS-01 a favor de Vista Oil & Gas Holding II, S.A. de C.V. Como consecuencia, la Compañía operará el bloque, una vez que los asuntos administrativos con la CNH sean completados.
- El 21 de enero de 2020, se realizó el pago correspondiente a la primera cuota del préstamo sindicado por un monto de 15,000, junto a la tercera cuota de intereses por 11,190.
- El 21 de febrero de 2020 Vista Argentina, bajo el Programa de Notas mencionado en Nota 16, emitió títulos de deuda no convertibles ("ON III") por un monto total de capital de 50,000 con un interés anual de 3.5% y fecha de vencimiento 21 de febrero de 2024.
- El 26 de febrero de 2020, el Directorio de la Compañía aprobó ciertos cambios de su participación en la estructura de capital de Aleph. La Compañía ha llegado a un acuerdo con las filiales de Riverstone y Southern Cross Group (los "inversores") para adquirir su participación en el capital suscrito y en circulación en Aleph, a un precio total de compra de 37,500 (cantidad equivalente a la totalidad del capital efectivamente aportado a Aleph Midstream por los Socios). Para más detalles por favor ver Nota 26.

No hay otros eventos u operaciones que hayan ocurrido entre la fecha de estos estados intermedios condensados consolidados y la fecha de emisión de los estados financieros intermedios no auditados que podrían afectar significativamente la situación del patrimonio o los resultados de la Compañía.

Descripción de sucesos y transacciones significativas

Ver anexo 813000 Notas-Información Intermedia.

Dividendos pagados, acciones ordinarias:	0
Dividendos pagados, otras acciones:	0
Dividendos pagados, acciones ordinarias por acción:	0
Dividendos pagados, otras acciones por acción:	0
