

PRESENTACIÓN A INVERSIÓNISTAS

Noviembre 2022



Aviso importante con respecto a las proyecciones y otras declaraciones a futuro

Este documento ha sido preparado por Vista Energy S.A.B. de C.V. ("Vista" o la "Compañía") y no puede ser reproducido o distribuida a cualquier otra persona. Esta presentación ni su contenido constituyen el sustento de un contrato o de un compromiso vinculante de cualquier naturaleza. Los receptores de este documento no deberán interpretar el contenido del mismo como asesoría legal, fiscal o recomendación de compra o de inversión, por lo que deberán consultar a sus propios asesores para tal efecto. Este documento contiene estimaciones y análisis subjetivos, así como aseveraciones. Cierta información contenida en el presente deriva de fuentes preparadas por terceros. Si bien se considera que dicha información es confiable para efectos del presente, no nos pronunciamos sobre, ni garantizamos o asumimos obligación expresa o implícita alguna con respecto a la suficiencia, precisión o fiabilidad de dicha información, ni de las aseveraciones, estimaciones y proyecciones contenidas en el mismo; por otro lado, nada de lo contenido en este documento deberá ser considerado como una expectativa, promesa o pronunciamiento respecto de un desempeño pasado, presente o futuro. Ni Vista, sus respectivos consejeros, funcionarios, empleados, miembros, socios, accionistas, agentes o asesores se pronuncian sobre o garantizan la precisión de dicha información. Este documento contiene, y en las pláticas relacionadas con las mismas se podrán mencionar, "estimaciones futuras". Las estimaciones futuras pueden consistir en información relacionada con resultados de operación potenciales o proyectados, así como una descripción de nuestros planes y estrategias de negocio. Dichas estimaciones futuras se identifican por el uso de palabras tales como "puede", "podría", "podrá", "debe", "debería", "deberá", "esperamos", "planeamos", "anticipamos", "creemos", "estimamos", "se proyecta", "predicimos", "pretendemos", "futuro", "potencial", "sugerido", "objetivo", "pronóstico", "continuo", y otras expresiones similares. Las estimaciones a futuro no son hechos históricos, y se basan en las expectativas, creencias, estimaciones, proyecciones actuales, así como en varias suposiciones del equipo de administración, mismos que inherentemente por su naturaleza son inciertos y están fuera de nuestro control. Dichas expectativas, creencias, estimaciones y proyecciones se expresan sobre una base de buena fe y en el entendimiento de que el equipo de administración considera que existe un sustento razonable para los mismos. Sin embargo, no podemos asegurar que las expectativas, creencias, estimaciones y proyecciones del equipo de administración se realizarán, por lo que los resultados reales podrían diferir materialmente de lo que se expresa o se indica a manera de estimaciones futuras. Las declaraciones a futuro están sujetas a riesgos e incertidumbres que podrían provocar que el desempeño o resultado reales difieran materialmente de aquellos que se expresan a manera de estimaciones futuras. Las estimaciones futuras se limitan a la fecha en las que se pronuncian. Vista no asume obligación alguna de actualizar estimaciones futuras para reflejar resultados reales, acontecimientos o circunstancias subsecuentes u otros cambios que afecten la información expresada en estimaciones futuras, salvo que y en la medida en que dicha actualización sea requerida en términos de la regulación aplicable. Cierta información de este documento se basa en pronósticos del equipo de administración y refleja las condiciones de mercado prevalecientes, así como la visión de las mismas del equipo de administración a la fecha, todo lo cual se encuentra sujeto a cambios. Las estimaciones futuras en esta presentación podrán incluir, por ejemplo, declaraciones hipotéticas sobre: nuestra capacidad para completar cualquier operación comercial, los beneficios de dicha operación, nuestro desempeño financiero con posterioridad a dicha operación, cambios en las reservas y resultados operativos de Vista, y planes de expansión y oportunidades.

Ningún pronunciamiento respecto a tendencias o actividades pasadas deberá considerarse como una declaración de que dichas tendencias o actividades continuarán aconteciendo en el futuro. En consecuencia, no se debe confiar en dichas tendencias o declaraciones a futuro. Ni Vista o sus respectivas Afiliadas, asesores o representantes, serán responsables (por negligencia o por cualquier otro motivo) en caso de pérdida o daños que se presenten con motivo del uso de este documento o su contenido, o que de cualquier otra manera se relacione con el mismo. Cualquier receptor de este documento, al momento de su recepción, reconoce que el contenido del mismo es meramente informativo y que no abarca ni pretende abarcar todo lo necesario para evaluar una inversión, y que no se basará en dicha información para comprar o vender valores, llevar a cabo una inversión, tomar una decisión de inversión o recomendar una inversión a un tercero, por lo que dichas personas renuncian a cualquier derecho al que pudieran ser titulares que derive de o se relacione con la información contenida en esta presentación. Esta presentación no está dirigida a, o está destinada a distribuirse o usarse por, cualquier persona o entidad que sea ciudadano o residente en cualquier localidad, estado, país u otra jurisdicción donde dicha distribución o uso sean contrarios a la ley o donde se requiera de algún registro o licencia. Ni la CNBV, ni cualquier otra autoridad han aprobado o desaprobado la información contenida en esta presentación, así como su veracidad y suficiencia.

Principales generadores de valor de Vista

Amplio inventario de pozos, de ciclo corto, listo para perforar

- Hasta 900 locaciones bajo desarrollo en Vaca Muerta
- Productividad de pozos shale oil entre las mejores de la cuenca
- 181.6 MMboe de reservas probadas (81% petróleo) al FA 2021
- ~62 Mbbl/d de capacidad total para tratar y evacuar producción incremental de crudo ⁽¹⁾

Rendimiento operativo líder

- Producción total alcanzó 50.7 Mboe/d en 3T-22
- Nuevo diseño de pozo, y mejoras continuas en la perforación y completación, redujeron el costo de desarrollo a 7.3 \$/boe
- 7.5 \$/boe de costo operativo en 3T-22, 46% debajo de 2018 ⁽²⁾
- Organización plana y ágil, liderada por un management team experimentado en oil & gas

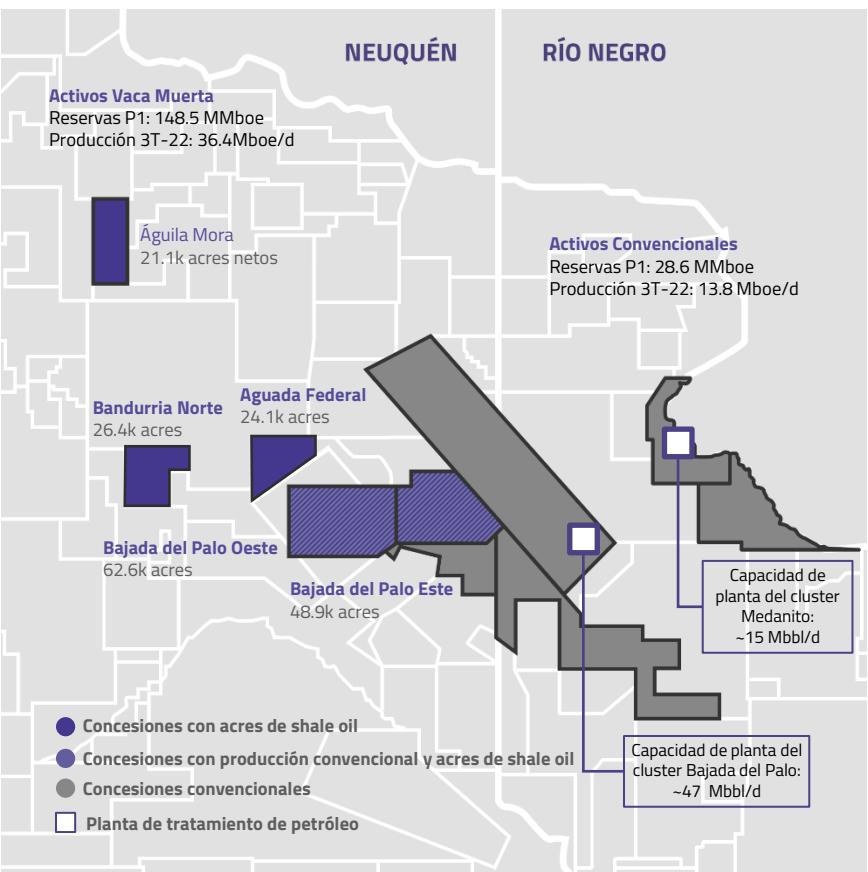
Sólido balance y rendimientos financieros

- Balance sólido con 183 \$MM en caja , resultando en un ratio de apalancamiento neto de 0.5x al 3T-22
- 203 \$MM de free cash flow positivo para los últimos 12 meses ⁽³⁾
- Margen de EBITDA ajustado de 70% y Netback de 50.1 \$/boe, con 76.6 \$/bbl de precio realizado de crudo en 3T-22 ⁽⁴⁾

Cultura enfocada en la sustentabilidad

- Se aspira alcanzar cero emisiones netas en 2026, combinando la reducción de huella de carbono operativa con portfolio de soluciones basadas en la naturaleza para remover emisiones restantes ⁽⁵⁾

183,100 acres de shale oil y activos convencionales



Nota: Activos en México con 4.5 MMboe de Reservas P1 y 0.5 Mboe/d de producción 3T-22 no mostrada en el mapa. Las métricas de los activos convencionales incluyen información de la concesión Acambuco, no mostrada en el mapa

(1) Combina la capacidad de los clusters Bajada del Palo y Medanito

(2) Costos operativos: incluye producción, transporte, tratamiento y servicios de apoyo en campo; excluye fluctuaciones en inventarios de crudo, depreciaciones, regalías, impuestos directos, costos comerciales, exploración y costos de G&A

(3) Free cash flow = flujo de caja por actividades operativas + flujo de caja por actividades de inversión

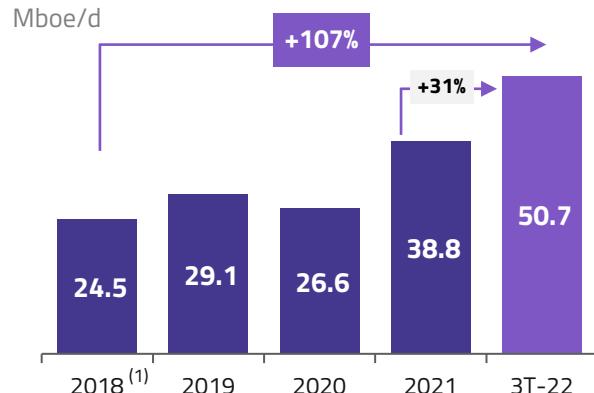
(4) EBITDA ajustado = Utilidad (pérdida) neta + Impuesto sobre la renta + Resultados financieros netos + Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones + Gastos de reestructuración y reorganización + Deterioro de activos de larga duración + Otros ajustes

(5) Emisiones de alcance 1 y 2

Aspectos destacados de Vista

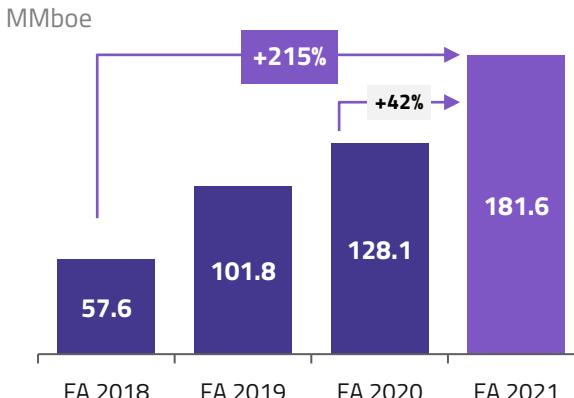
Hitos principales de los primeros 4 años de operaciones

PRODUCCIÓN



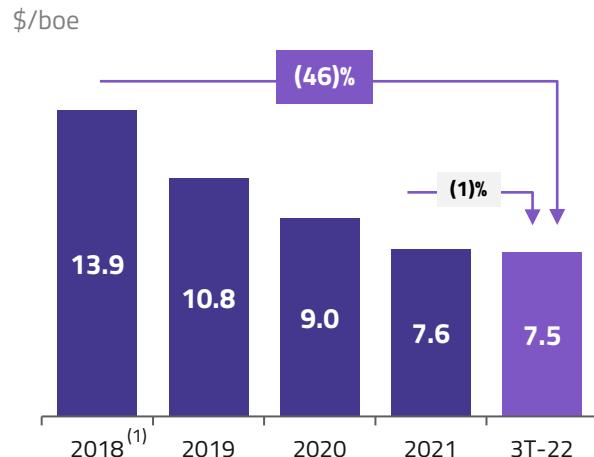
Fuerte crecimiento en producción impulsado por el proyecto Bajada del Palo Oeste

RESERVAS PROBADAS



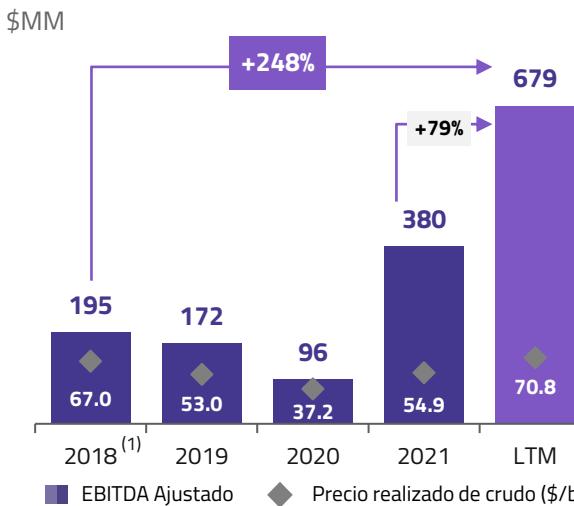
Índice de remplazo de reservas probadas de +477% en 2021, apalancado por adiciones en el proyecto Bajada del Palo Oeste

COSTO OPERATIVO UNITARIO ⁽²⁾



La base de costos reestructurada y el aumento en producción en Bajada del Palo Oeste llevaron a un costo operativo unitario de 7.5 \$/boe en 3T-22

EBITDA AJUSTADO ⁽³⁾



El EBITDA ajustado del 3T-22 fue 233.7 \$MM, con un margen de EBITDA ajustado de 70%

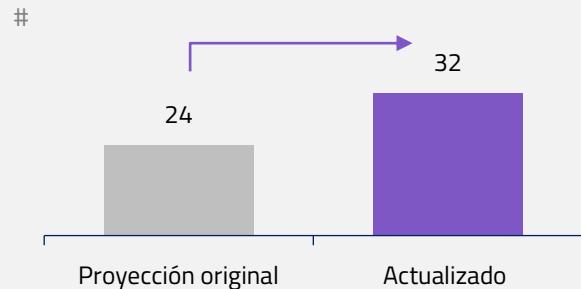
(1) Incluye resultados pro forma del 1T-18 agregando producción y costos de activos adquiridos el 4 de abril del 2018

(2) Costos operativos: incluye producción, transporte, tratamiento y servicios de apoyo en campo; excluye fluctuaciones en inventarios de crudo, depreciaciones, regalías, impuestos directos, costos comerciales, exploración y costos de G&A

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

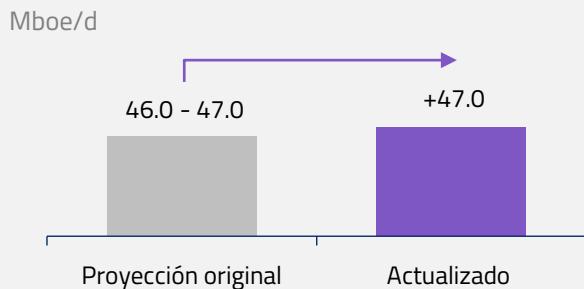
Objetivos actualizados para el año 2022 (1)

POZOS DE PETRÓLEO SHALE



- Agrega 4 en BPO, 2 en AF y 2 en BPE

PRODUCCIÓN



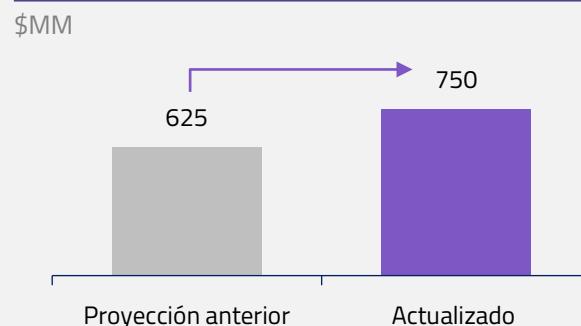
- Exit rate esperado 2022 >52 Mboe/d

COSTO OPERATIVO UNITARIO ⁽²⁾



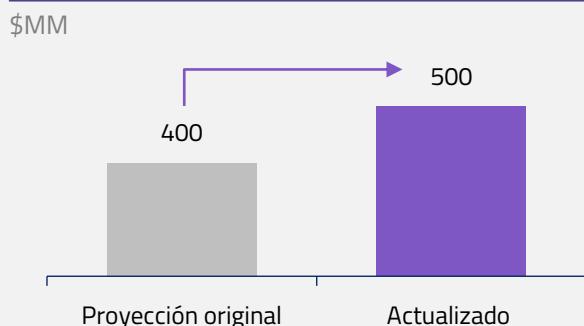
- Dilución de costos en 4T-22

EBITDA Ajustado ⁽³⁾



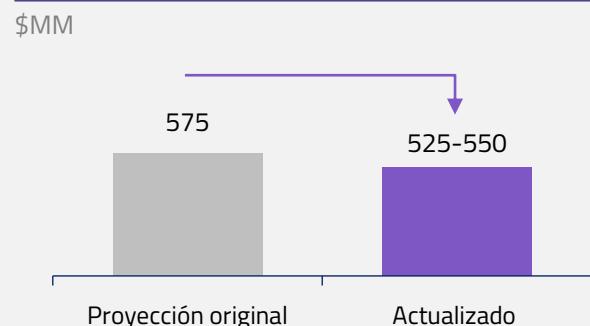
- Asume precio 4T-22 en 70 \$/bbl

CAPEX



- Impulsado por 3 pads adicionales

DEUDA BRUTA ⁽⁴⁾



- Uso de generación de caja adicional para continuar desapalancando

(1) Ver "Aviso importante con respecto a las proyecciones y otras declaraciones a futuro" en la lámina 2

(2) Costos operativos: incluye producción, transporte, tratamiento y servicios de apoyo en campo; excluye fluctuaciones en inventarios de crudo, depreciaciones, regalías, impuestos directos, costos comerciales, exploración y costos de G&A

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

(4) Excluye intereses devengados

Proyectando sólidos retornos totales para los accionistas al 2026

Objetivos claves de 2026: ⁽¹⁾

Crecimiento líder:



Retornos superiores:



Flexibilidad financiera:



Energía baja en carbono:



Generación de caja acumulada 1 \$Bn ⁽⁷⁾

(1) Supuesto de precio de 60 \$/bbl de precio realizado de crudo en términos reales (consistente con Brent a 65\$)

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

(3) Tasa de crecimiento anual compuesto de 2021 a 2026

(4) ROACE = Utilidad de Operación / (Deuda total promedio + Capital contable promedio)

(5) Comparado con 2020

(6) Emisiones de GEI de alcance 1 y 2

(7) Generación de caja acumulada = caja al inicio de 2022 + EBITDA Ajustado - Impuesto sobre la renta, IVA y pagos de intereses + capital de trabajo y otros ajustes - inversiones - caja al cierre del periodo

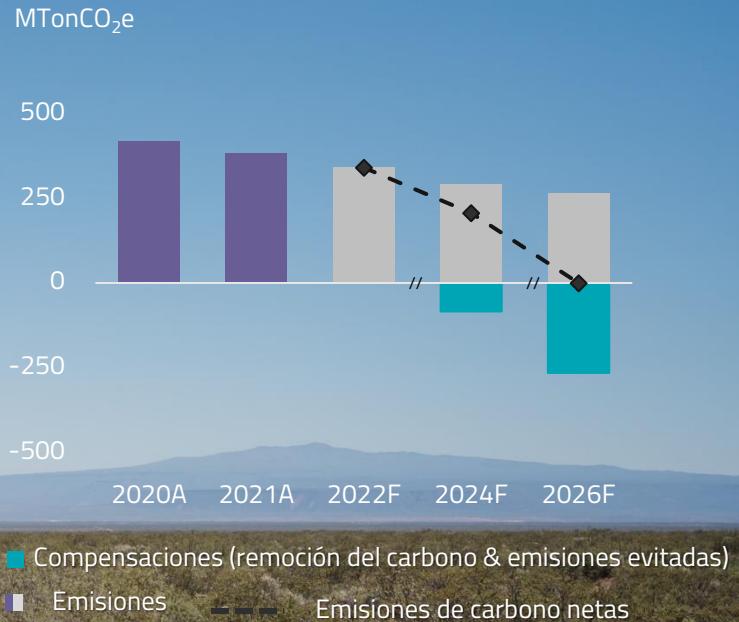
Hoja de ruta para alcanzar nuestra ambición de cero emisiones netas



Aspirando alcanzar cero emisiones netas en 2026 ⁽¹⁾

- Nuestra prioridad es continuar reduciendo nuestra huella de carbono operacional al implementar tecnologías ya disponibles
- En 2022, lanzamos nuestro propio portfolio de soluciones basadas en la naturaleza (NBS) para remover el CO₂ de la atmósfera, mediante la implementación de proyectos de forestación y captura de carbono en suelo
- NBS es la alternativa para remoción de carbono mas accionable, probada, eficiente, y estamos bien posicionados para implementarla
- Seremos transparentes con nuestro progreso, consistentes con nuestro alineamiento con los marcos de GRI, SASB y TCFD

Emisiones GEI & remoción del carbono



⁽¹⁾ Emisiones de GEI de alcance 1 y 2

Activos



Resumen del portafolio de Vista



Inventario profundo de
locaciones shale oil de alta
rentabilidad, apalancado por caja
generada por los activos y
capacidad ociosa en la
infraestructura existente

Activos en México

Cuenca (1)	Bloque	W.I. (%)	Reservas netas 2021 1P (MMboe)	Producción 3T 2022 (Mboe/d)	Operador
Mac.	CS-01	100%	4.5	0.5	Si
Total			4.5	0.5	

Activos en Argentina

Cuenca (1)	Bloque	W.I. (%)	Reservas netas 2021 1P (MMboe)	Producción 3T 2022 (Mboe/d)	Operador
Neuquén	Entre Lomas ⁽²⁾	100%	9.7	5.4	Si
	Bajada del Palo Este (conv.)	100%	2.5	0.7	Si
	Bajada del Palo Este (shale)	100%	-	2.3	Si
	Bajada del Palo Oeste (conv.)	100%	6.5	1.7	Si
	Bajada del Palo Oeste (shale)	100%	148.5	30.1	Si
	Agua Amarga ⁽³⁾	100%	1.0	0.2	Si
	25 de Mayo Medanito	100%	4.0	2.5	Si
	Jaguel de los Machos	100%	3.5	2.9	Si
	Coirón Amargo Norte	84.6%	0.8	0.2	Si
	Águila Mora	90%	-	-	Si
	Aguada Federal	100%	-	3.9	Si
	Bandurria Norte	100%	-	-	Si
NO	Acambuco	1.5%	0.6	0.1	No
Total			177.1	50.2	

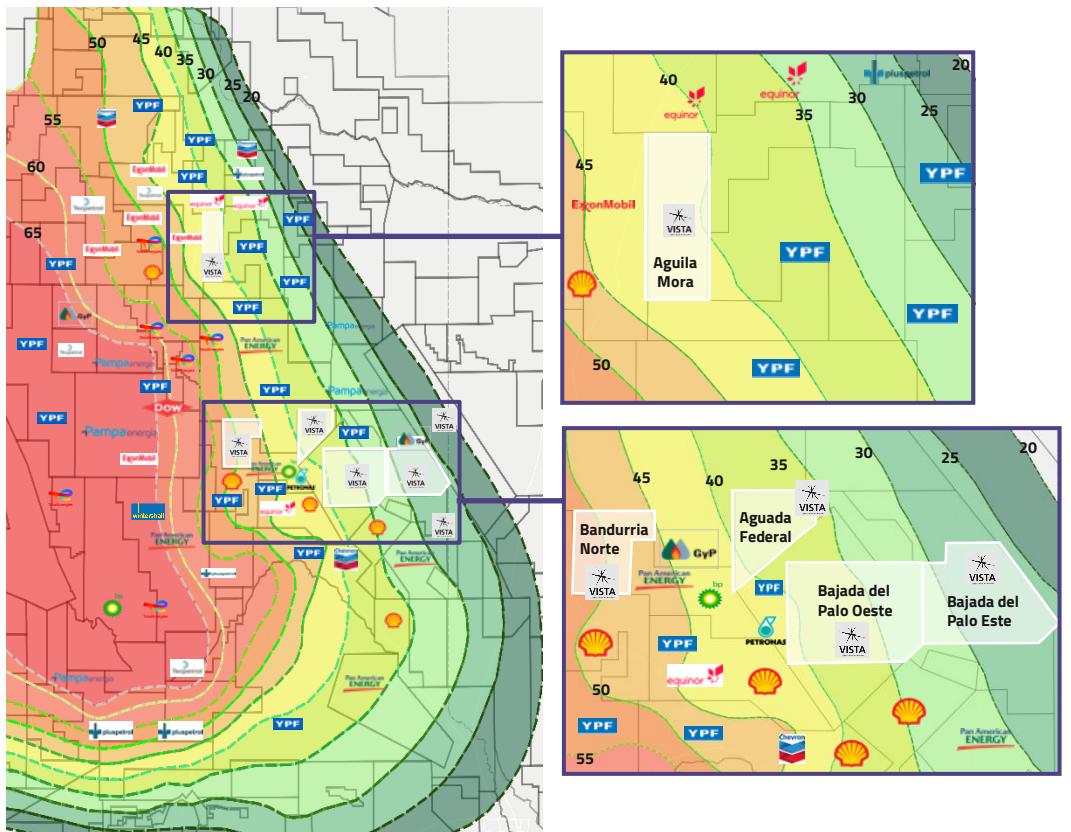
(1) Cuenca: Mac. = Macuspana; NO = Noroeste

(2) Incluye Entre Lomas Neuquén y Entre Lomas Río Negro

(3) Incluye Jarilla Quemada y Charco del Palenque

Acreage en Vaca Muerta

Cinco bloques operados en el epicentro de desarrollos destacados



Los números de las líneas de contorno indican grados API

Bajada del Palo Oeste

- **Acres netos:** 62,641 (100% WI)
- **Plazo de concesión:** 2053
- **Operador:** Vista
- **Inventario:** Se identificaron hasta 550 locaciones habiendo comprobado 3 niveles de navegación
- **Producción:** 30.1 Mboe/d en el 3T-22

Aguada Federal

- **Acres netos:** 24,058 (100% WI)
- **Plazo de concesión:** 2050
- **Operador:** Vista
- **Inventario:** Se identificaron hasta 150 locaciones
- **Resultados exitosos:** En 2 primeros pozos (perforados en 2T-22)

Bajada del Palo Este

- **Acres netos:** 48,853 (100% WI)
- **Plazo de concesión:** 2053
- **Operador:** Vista
- **Compromiso:** Inversiones por 52 \$MM antes de Dic-2022
- **Inventario:** Se identificaron hasta 50 locaciones
- **Resultados exitosos:** En 2 primeros pozos (perforados en 1T-22)

Águila Mora

- **Acres netos:** 21,128 (90% WI)
- **Plazo de concesión:** 2054
- **Operador:** Vista
- **Compromiso:** Inversiones por 32 \$MM antes de Nov-2022

Bandurria Norte

- **Acres netos:** 26,404 (100% WI)
- **Plazo de concesión:** 2050
- **Operador:** Vista
- **Inventario:** Se identificaron hasta 150 locaciones

- Áreas productivas "core"
- Áreas Pilot / Delineación

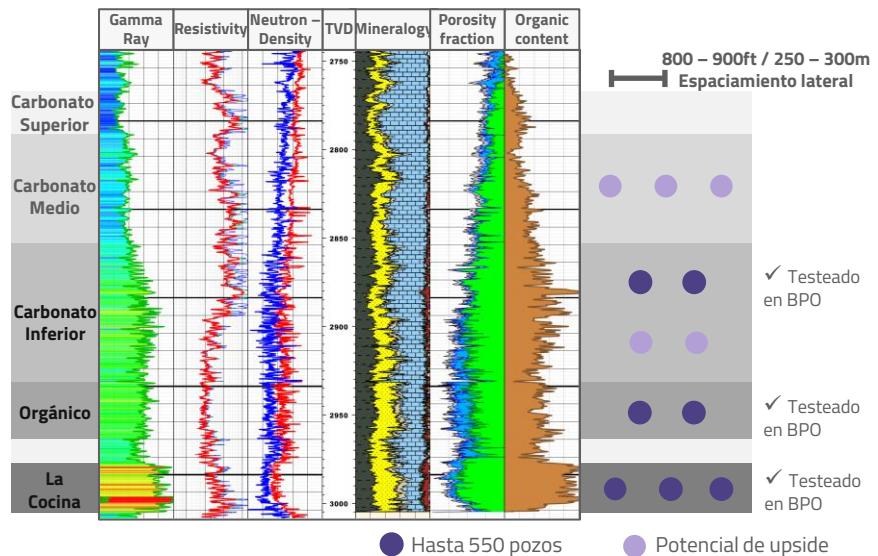
Desarrollo en Vaca Muerta

Acreage premium en Bajada del Palo Oeste

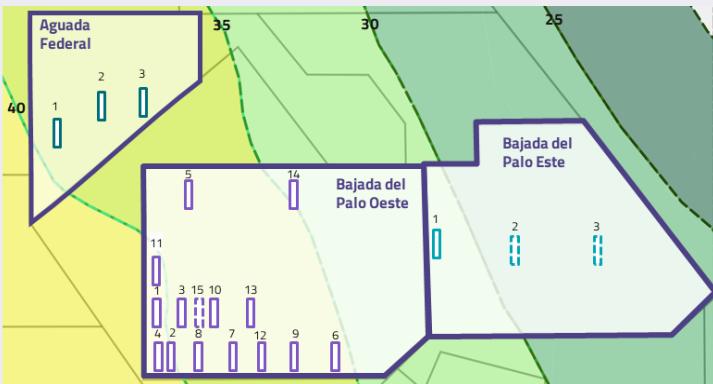
Potenciales propiedades geológicas de primer nivel ⁽¹⁾

	Bajada del Palo Oeste	Permian (Wolfcamp)	Eagle Ford
COT (%)	4.2	3	3 - 5
Espesor (m)	250	200 - 300	30 - 100
Presión (psi/ft)	0.9	0.6	0.5 – 0.9

Múltiples horizontes de navegación potenciales



Desarrollo de shale oil en Vaca Muerta



- Inventario de hasta 750 pozos en áreas core (550 en BPO, 150 en AF y 50 en BPE)
- Solido rendimiento a la fecha en BPO, con 55 pozos conectados y produciendo en promedio 5% por encima de la curva tipo ⁽²⁾⁽³⁾
- Nuevo diseño de pozo, capturando mejoras de productividad y eficiencia de costos, llevando a un costo de desarrollo esperado de 7.3 \$/boe, y permitiendo generar retornos sólidos incluso en escenarios de precios bajos de crudo
- Pad BPO-4 aterrizó 2 pozos en el horizonte de navegación Carbonato Inferior, confirmando dicho nivel como un shale oil play económico en Bajada del Palo Oeste, y agregando hasta 150 pozos al inventario
- Conexión del pad BPE-1, con los primeros dos pozos en Bajada del Palo Este mostrando sólida productividad, con producción promedio acumulada a la fecha 14% por encima de la curva tipo después de 180 días ⁽³⁾
- En Aguada Federal, completación y conexión de los primeros 2 pozos en junio, produciendo en línea con la curva tipo de BPO. Se completó la construcción del oleoducto que conecta con BPO
- Infraestructura instalada con capacidad para tratar ~62 Mbbl/d de crudo ⁽⁴⁾
- Consorcio con Trafigura para el desarrollo de 10 pads, de 4 pozos cada uno, con una participación del 80% en los primeros 7 pads y de 75% en los últimos 3 pads

(1) Basado en estimaciones de la compañía, Ministerio de Hacienda, Secretaría de Energía y la EIA

(2) Compara la curva tipo de BPO con la producción promedio de los primeros 40 pozos en BPO a los 180 días

(3) Normalizado a un diseño de pozo estándar de 2,800 metros de longitud lateral y 47 etapas de fractura

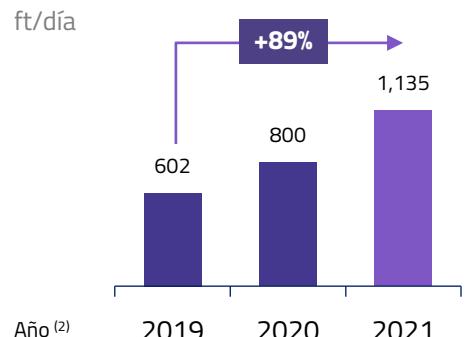
(4) Combina la capacidad de los clusters Bajada del Palo y Medanito

Desarrollo en Bajada del Palo Oeste

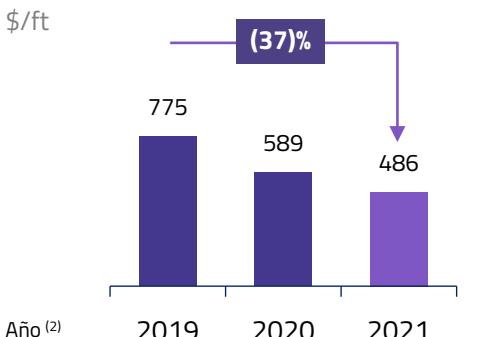
Continuas mejoras en las métricas de perforación y completación

Evolución de las métricas de D&C

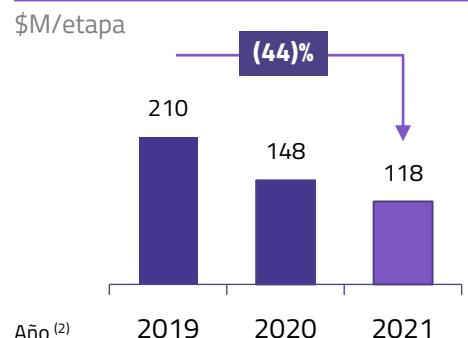
VELOCIDAD DE PERFORACIÓN



COSTO POR PIE LATERAL ⁽¹⁾



COSTO DE COMPLETACIÓN



COSTO D&C POR POZO ⁽¹⁾

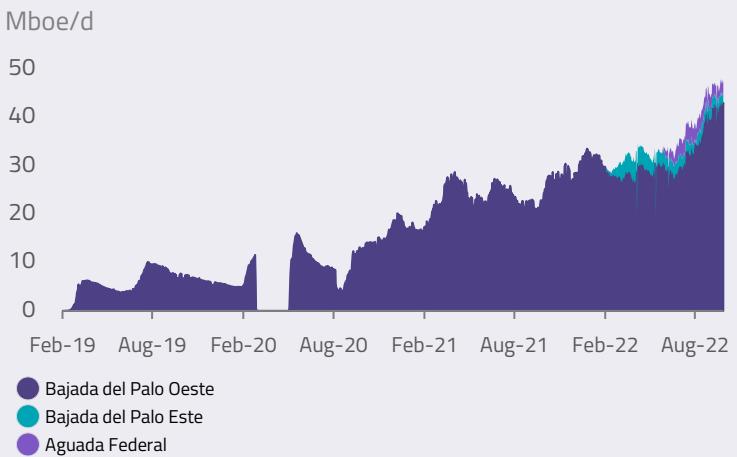


Evolución de la producción

PRODUCCIÓN ACUMULADA POR POZO ⁽¹⁾



PRODUCCIÓN SHALE DE VISTA



(1) Normalizado a un pozo estándar de 2,800 metros de rama lateral y 47 etapas de fractura

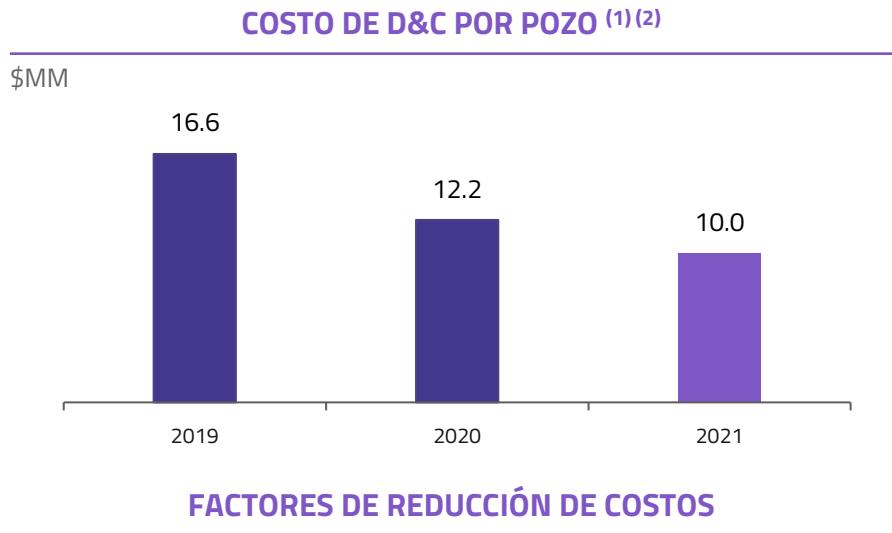
(2) 2019 incluye pads BPO-1 y BPO-2, 2020 incluye pads BPO-3, BPO-4 y BPO-5, y 2021 incluye pads BPO-6, BPO-7, BPO-8, BPO-9 y BPO-10

(3) EUR: 1.52 MMboe

(4) Producción promedio acumulada normalizada de los pozos en el pad BPO-1 a BPO-10 para 180 días y pad BPO-1 a BPO-9 para 360 días

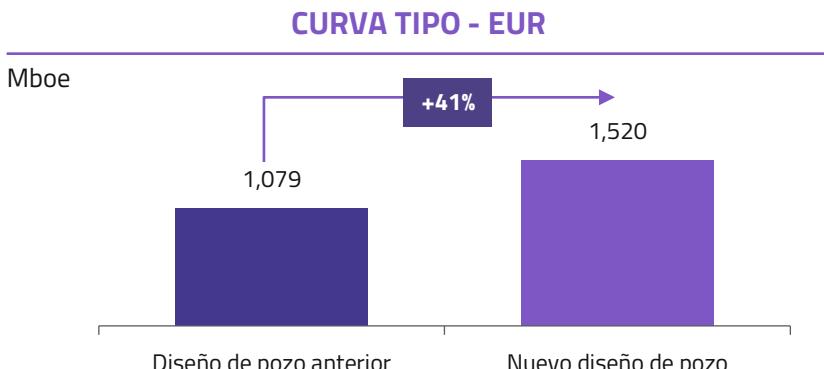
Desarrollo en Bajada del Palo Oeste

Mejoras de productividad y costos reducen el costo de desarrollo

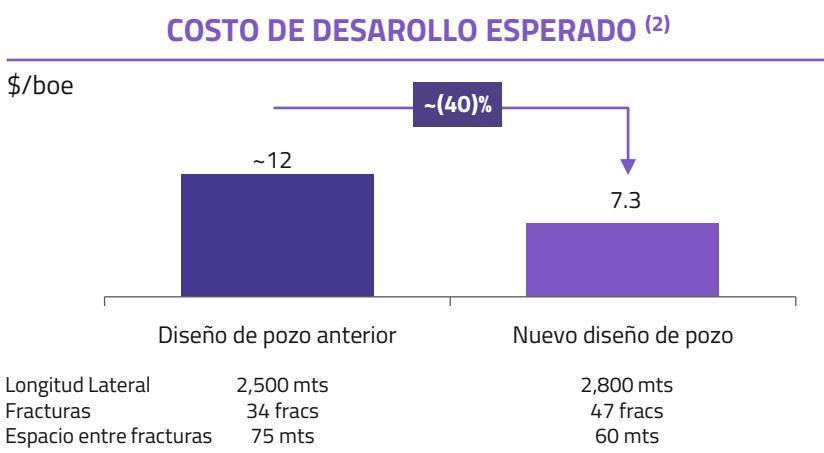


- FACTORES DE REDUCCIÓN DE COSTOS**
- Eficiencias operativas impulsaron mejoras en los días por pozo y etapas de completación por día
 - Reducción de tarifas de perforación y completación
 - Optimización del diseño de fluidos de fractura, aprovechando lo aprendido en pads anteriores
 - Reducción los costos de aprovisionamiento de arena y agua

Se espera que el nuevo diseño de pozo logre sólidas tasas de retorno a los precios realizados actuales



Curva Tipo	Petróleo	Gas	Total
EUR (Mboe)	1,345	175	1,520
Pico IP-30 (boe/d)	1,556	195	1,751
180-días acumulada (Mboe)	198	25	224



(1) Normalizado a un pozo estándar de 2,800 metros de rama lateral y 47 etapas de fractura

(2) Costo D&C promedio por pozo: 2019 incluye pads BPO-1 y BPO-2, 2020 incluye pads BPO-3, BPO-4 y BPO-5, y 2021 incluye pads BPO-6, BPO-7, BPO-8, BPO-9 y BPO-10

(3) Calculado como: (i) Target de costo D&C (perforación y completación) por pozo más los costos de instalaciones (~10%); dividido por (ii) EUR. Diseño de pozo anterior: el target de costo D&C fue 11.7 \$MM por 2,500 metros de rama lateral y 34 etapas de fractura

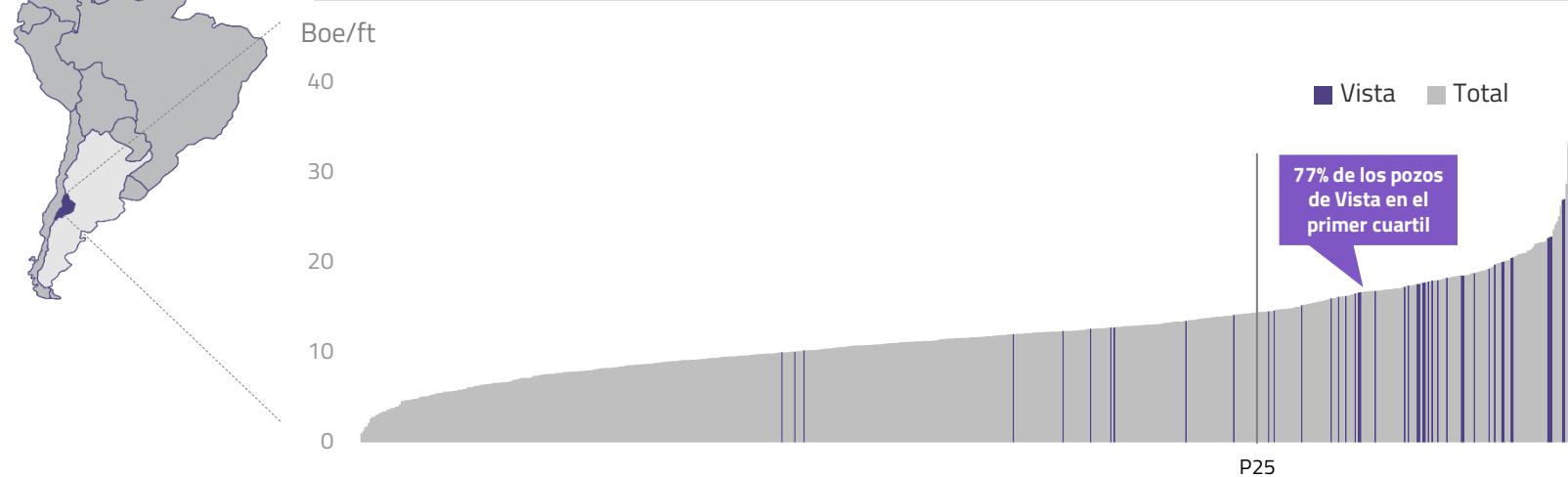
Desarrollo en Bajada del Palo Oeste

Destacada productividad de pozos de Vista comparados con Permian y Vaca Muerta

Pozos de Permian – producción de petróleo y gas acumulada 90 días ⁽¹⁾



Pozos Vaca Muerta – producción de petróleo acumulada 90 días ⁽²⁾



(1) Pozos de petróleo horizontales (>70% contenido de petróleo). Pozos totales: 12,907, desde 2012. Fuente: Rystad Energy

(2) Pozos de petróleo horizontales (>70% contenido de petróleo). Pozos totales: 614, desde 2012. Fuente: Rystad Energy

Información Financiera



Camino claro para proporcionar retornos superiores a los accionistas

Prioridades para los próximos 5 años ⁽¹⁾

- ✓ Aumentar gradualmente el ritmo de D&C en Bajada del Palo Oeste de 20 a 40 pozos por año
- ✓ Vender la producción incremental de crudo al mercado de exportación, alcanzando el 60% de la producción total de crudo
- ✓ Continuar reduciendo el costo operativo a 6 \$/boe y el costo de desarrollo a 6.5 \$/boe
- ✓ Reducir en 75% la intensidad de las emisiones de GEI (vis-à-vis 2020)
- ✓ Reducir la deuda bruta un ~33% a 400 \$MM

Estrategia de asignación de capital

1 Crecimiento

Inversiones en proyectos de alto retorno y ciclos cortos para generar crecimiento rentable impulsado por el mercado de exportaciones

2 Descarbonización

Inversiones en la descarbonización para alcanzar nuestros objetivos de sustentabilidad

3 Reducción de la deuda

Reducción de la deuda bruta para ganar mayor flexibilidad

4 Flexibilidad

Uso eficiente de la generación de caja neta de acuerdo a los cambios en los mercados

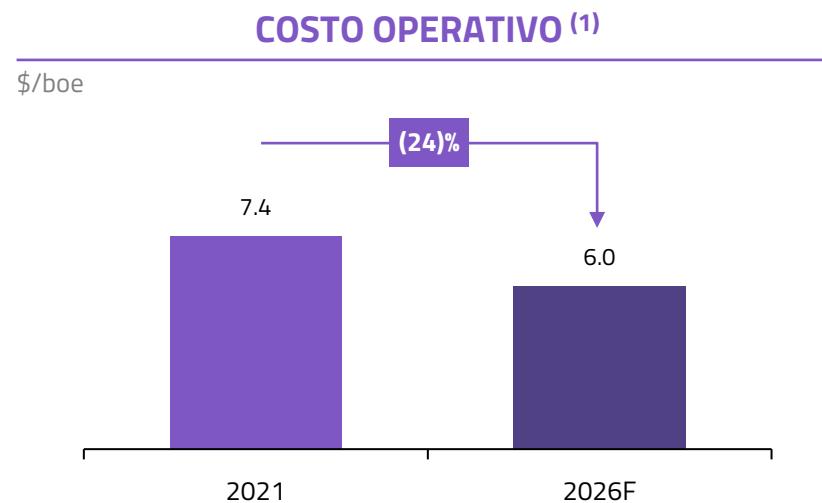
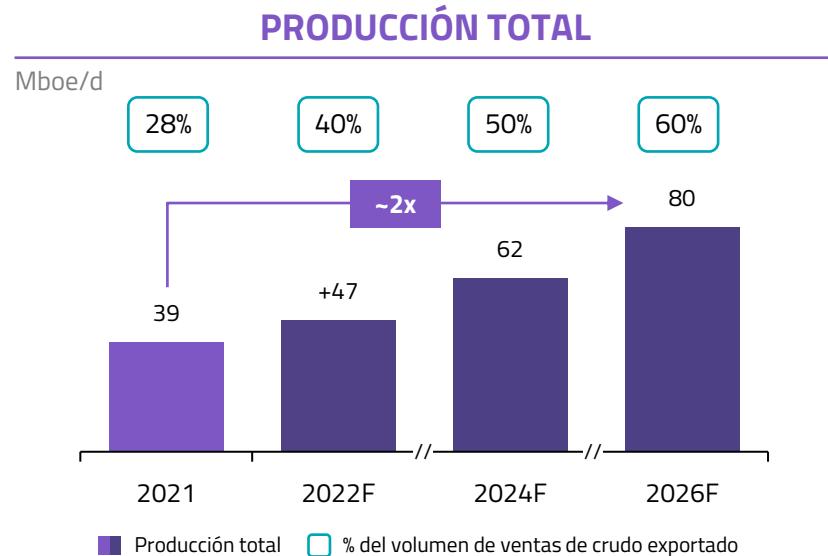
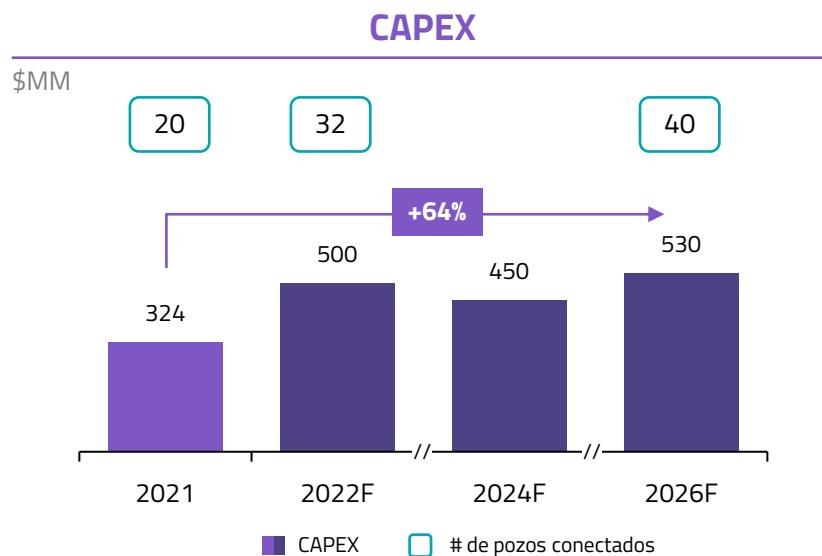


- ✓ Distribuir capital a los accionistas mediante recompra de acciones o dividendos
- ✓ Continuar invirtiendo en proyectos de crecimiento para capturar el potencial de nuestro portfolio en Vaca Muerta
- ✓ Continuar reduciendo la deuda bruta para preservar un balance sólido
- ✓ Ejecutar oportunidades de M&A selectas, enfocadas y sinérgicas para reforzar nuestro portafolio

(1)

Ver "Aviso importante con respecto a las proyecciones y otras declaraciones a futuro"

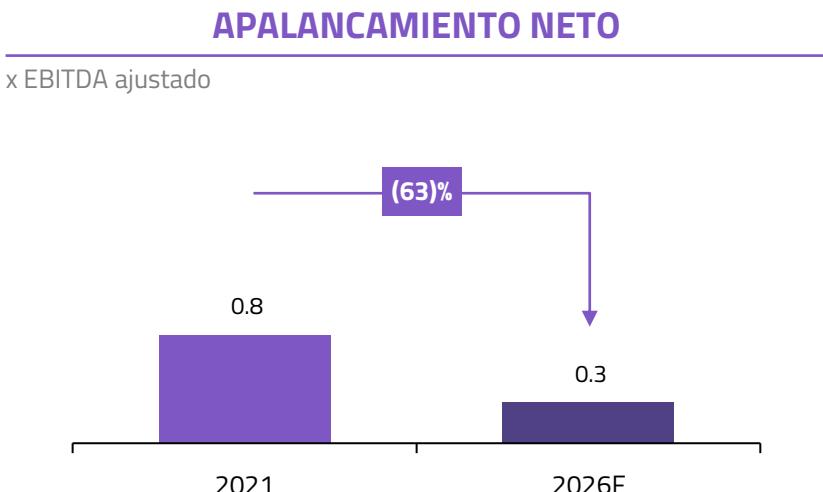
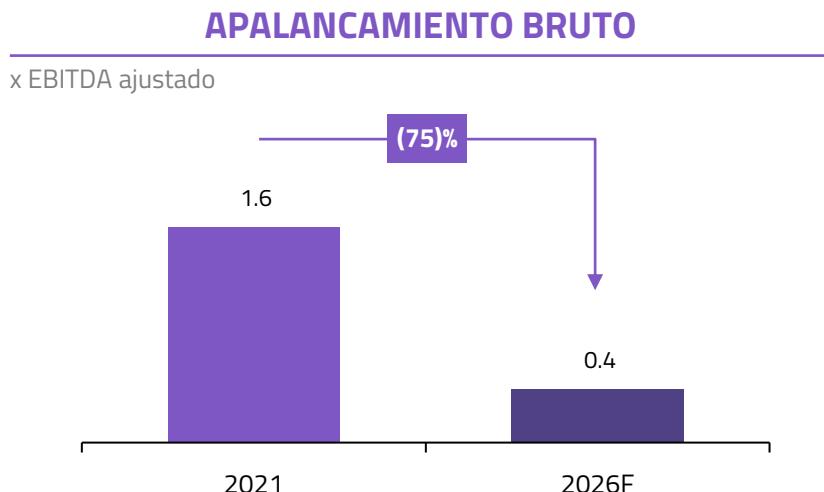
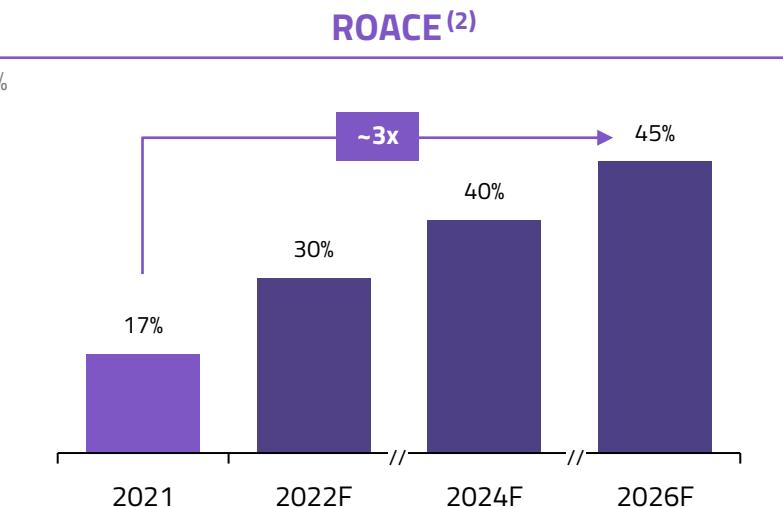
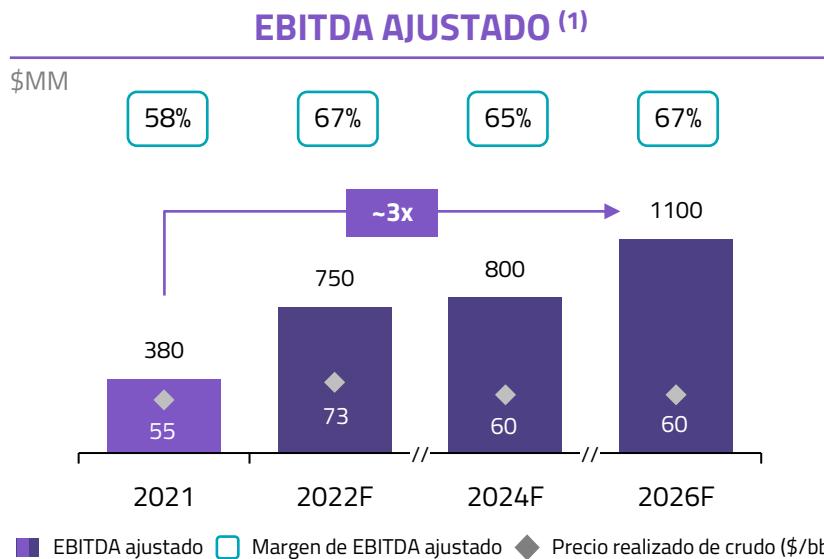
Objetivos a 5 años evidencian un robusto plan de crecimiento



(1) Costos operativos: incluye producción, transporte, tratamiento y servicios de apoyo en campo; excluye fluctuaciones en inventarios de crudo, depreciaciones, regalías, impuestos directos, costos comerciales, exploración y costos de G&A

(2) Costo de desarrollo: (i) Costo D&C (perforación y completación) por pozo más los costos de instalaciones (~10%); dividido por (ii) EUR.

Se espera que el plan de 5 años logre retornos superiores



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

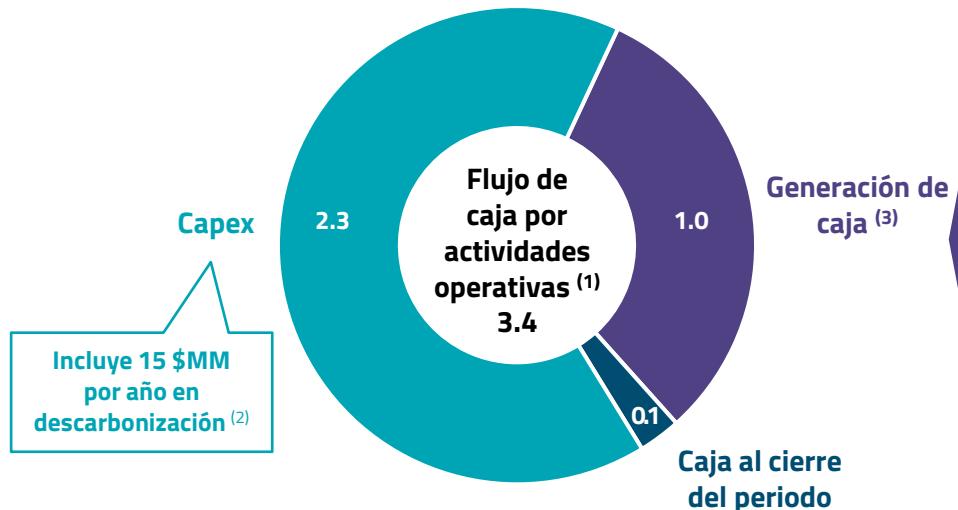
(2) ROACE = Utilidad de Operación / (Deuda total promedio + Capital contable promedio)

(3) Proyección de precios de 2024 y 2026 en términos reales de diciembre 2021

Generación de caja resiliente con gran potencial de upside

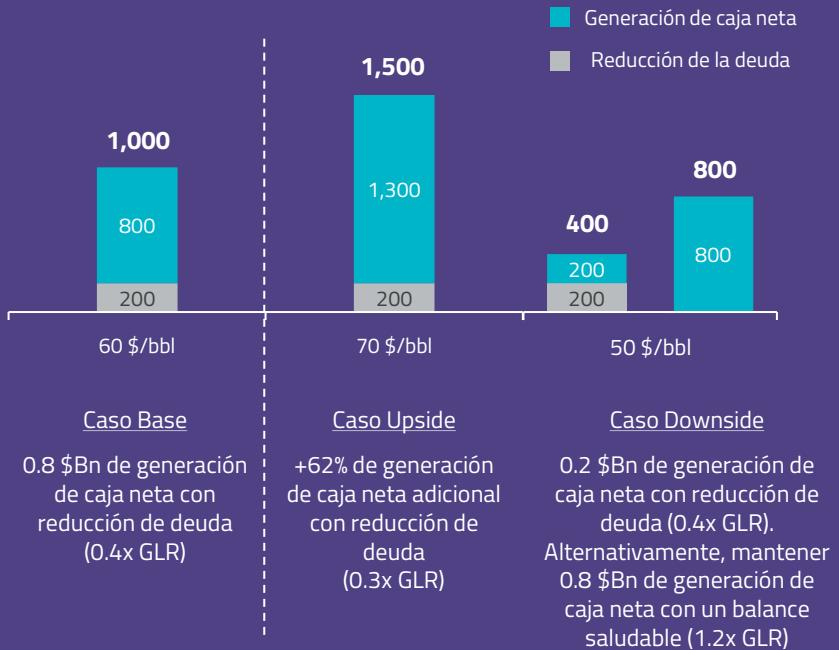
Usos del flujo de caja por actividades operativas

\$Bn, acumulado 2022-26



Generación de caja⁽³⁾ – sensibilidad al precio del crudo

\$MM, acumulado 2022-26



(1) Flujo de caja por actividades operativas = EBITDA ajustado - Impuesto sobre la renta, IVA y pagos de intereses + capital de trabajo y otros ajustes (incluye caja a la apertura del periodo)

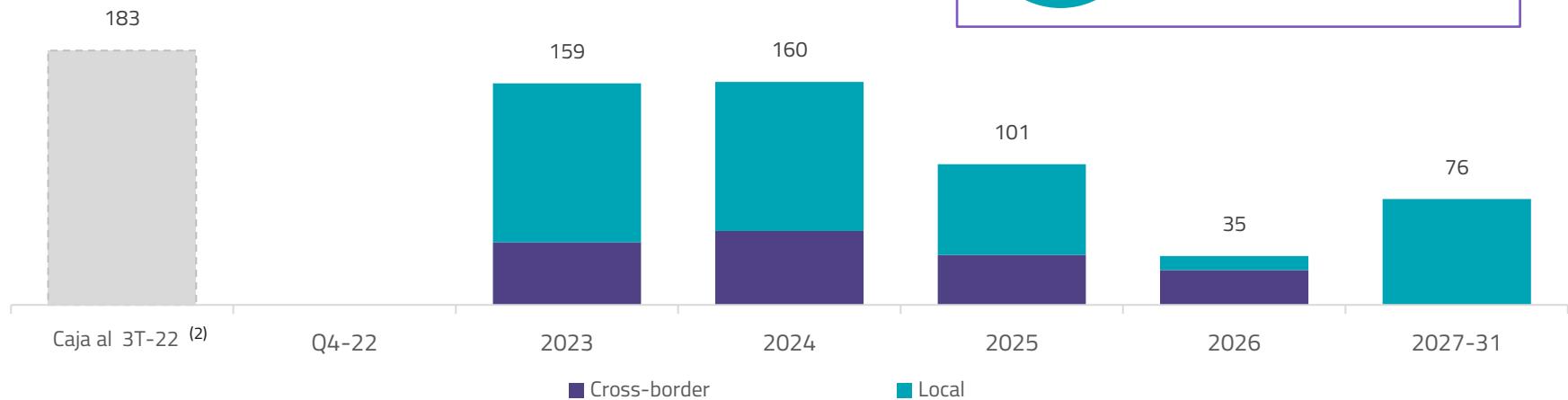
(2) Reducción de la huella de carbono operacional y remoción de carbono a través de NBS

(3) Generación de caja acumulada = caja a la apertura del periodo + EBITDA Ajustado - Impuesto sobre la renta, IVA y pagos de intereses + capital de trabajo y otros ajustes - inversiones - caja al cierre del periodo

Perfil de deuda saludable

Vencimientos de deuda

\$MM



(1) Incluye deuda denominada en dólares únicamente

(2) En enero 2022, pagamos una cuota de 45 \$MM del préstamo sindicado y tomamos el crédito no garantizado de ConocoPhillips de 25 \$MM, el cual vence en 4T 2026. En febrero 2022, pagamos 8 \$MM por vencimientos de nuestro bono serie IV. En junio 2022 pagamos una cuota de 22.5 \$MM del préstamo sindicado y emitimos un bono denominado en dólares de 43.5 \$MM en el mercado argentino, el cual vence en 3T 2024. En julio 2022 pagamos una cuota de 22.5 \$MM del préstamo sindicado y 1.7 \$MM de préstamo de banco local. En agosto 2022 pagamos 50 \$MM por vencimientos de nuestro bono serie II

Ambiente, Social & Gobernanza



Desarrollo sustentable de nuestro negocio

- Reporte de sustentabilidad alineado con **Global Reporting Initiative** (GRI) para cubrir integralmente los factores ASG, con **Sustainability Accounting Standards Board** (SASB) para los factores ASG específicos de la industria con mayor relevancia en el desempeño financiero y en la creación de valor de largo plazo, y **Task Force on Climate-Related Financial Disclosures** (TCFD) para el manejo de riesgo y desarrollo de estrategia
- **Adhesión a los Diez Principios del Pacto Mundial de las Naciones Unidas** en materia de derechos humanos, trabajo, medioambiente y anticorrupción
- **Supervisión de la estrategia de ASG por parte del Consejo de Administración**, con el Comité de Prácticas Corporativas como responsable de evaluar los programas relacionados con ASG, políticas y procedimientos. El Comité incluye dos expertos en la materia
- Se estableció un plan para cumplir nuestra **aspiración de llegar a cero emisiones netas de gases de efecto invernadero (de alcance 1 y 2) en 2026**, combinando la ejecución de proyectos para reducir nuestra huella operativa con proyectos basados en la naturaleza para remover las emisiones residuales
- **La seguridad es un pilar de la organización**; Vista opera con los mayores estándares de la industria del Oil & Gas según IOGP y IPIECA
- El programa **"One Team"** busca construir alianzas estratégicas de largo plazo con los proveedores críticos, basado en altos estándares de trabajo, para trabajar de forma totalmente alineada con Vista y llevar juntas operaciones sustentables



Reforzamos nuestro compromiso con la sustentabilidad

Ambiental

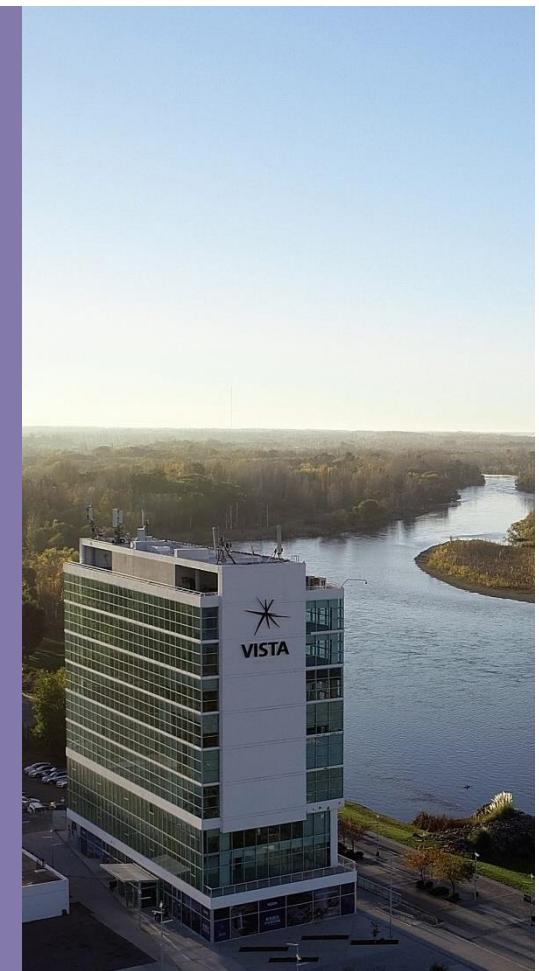
- Implementación de proyectos seleccionados de la curva de costo de abatimiento de carbono
- Reducción de las emisiones GEI de 14% en 2021, incluso contrarrestando el impacto de la producción creciente
- Reducción de la intensidad de las emisiones GEI en 39% en 2021, llegando a 24.1 kgCo2e/boe
- Ejecutando un plan en acción para reducir las emisiones en operaciones en 35% al 2026
- Lanzamos proyectos del portfolio de NBS, focalizados en la captura de carbono en bosques y suelo, para contrarrestar las emisiones de carbono restantes

Social

- TRIR ⁽¹⁾ de 0.29 en 2021, una mejora de 24% versus 2020
- En 2021, el 60% de los nuevos ingresos fueron mujeres, reflejando un sólido progreso en las iniciativas de diversidad
- La participación de los proveedores locales fue 21% de las compras totales, por un valor de 78 \$MM en 2021, reflejando un aumento del 56% año a año
- Continua inversión en infraestructura social en Catriel: se completó la primera etapa de 8km de la bicisenda, se asignaron establecimientos de la Compañía para actividades deportivas de niños y se patrocinó a una jugadora local de tenis de mesa

Gobernanza

- El 100% de nuestros empleados perciben un bono de corto plazo impactado por el logro de los objetivos ASG
- Se fortaleció la gobernanza al publicar políticas relacionadas con los derechos humanos, los conflictos de interés, diversidad, equidad e inclusión, anticorrupción, y se capacitó a los empleados para aumentar la concientización
- El presupuesto de ciberseguridad se incrementó desde menos de 1% del presupuesto de TI en 2019 hasta un estimado de 12% para 2022
- Se estableció un precio interno de carbono de 50 \$/tn CO2e para reflejar el costo de las emisiones de carbono en los ejercicios de planeamiento estratégico y las asignaciones de capital



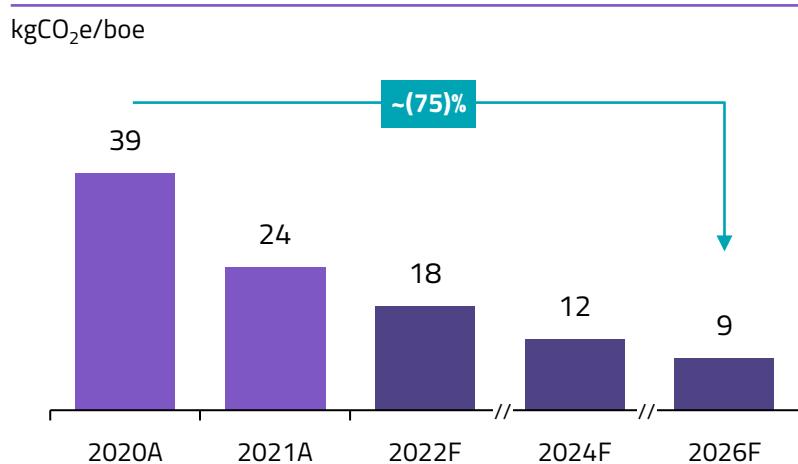
Plan de descarbonización bajo ejecución, apoyando la ambición de cero emisiones netas en 2026 ⁽²⁾

(1) TRIR (Tasa total de incidentes registrables): Número de incidentes registrables x 1,000,000 / Número total de horas trabajadas

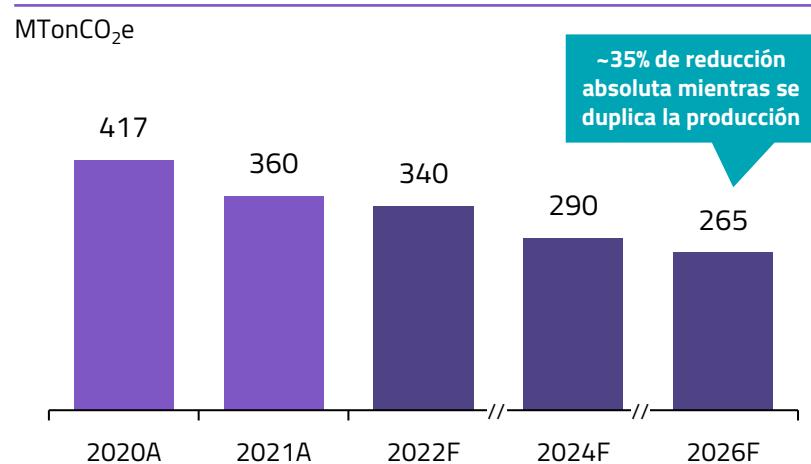
(2) Emisiones de GEI de alcance 1 y 2

Camino a la producción de energía baja en carbono

Intensidad de emisiones de GEI ⁽¹⁾



Emisiones de GEI ⁽¹⁾



- Implementando proyectos priorizados en base a nuestra curva de costo de abatimiento de carbono, incluyendo unidades de recuperación de vapor, gas blanketing en nuestros tanques de almacenamiento, mejorando parámetros en el proceso de deshidratación de glicol, y la electrificación de las estaciones de compresión
- Todos los proyectos tienen TIR positiva con nuestro precio interno de carbono de 50 \$/Tn
- Capex total estimado: 8 \$MM por año hasta 2026

(1)

Emisiones de GEI de alcance 1 y 2

Remoción de carbono de las emisiones residuales mediante el portfolio de NBS

Enfoque en la calidad

Maximizar la fiabilidad y los beneficios del medioambiente: los proyectos apuntan a ser materiales, incrementales, medibles, permanentes, promoviendo la biodiversidad

Diversificación

A través de regiones geográficas, tipos de proyectos y modelos operativos, para reducir el riesgo

Enfoque de triple impacto

Asegurando la sustentabilidad, ambiental, social y económica, de acuerdo con nuestros altos estándares de gobernanza

Contabilidad de CO₂ rigurosa

Basado en un marco desarrollado internamente, apuntando a estándares mayores que los de las agencias de verificación de carbono

Plan de inversión en NBS generando valor

Dado que la remoción de CO₂ basada en la naturaleza es la más eficiente en costos, comparada con los centenares de potenciales tecnologías de transición energética, se espera un capex anual para NBS de 5-10 \$MM para los próximos 5 años, comenzando en 2022

Organización plana y ágil liderada por un experimentado equipo de gestión en petróleo y gas

Miguel Galuccio Presidente del consejo y CEO

- +25 años de experiencia en el sector energético en cinco continentes (producción de petróleo y gas, y servicios petroleros)
- Miembro independiente del consejo de administración de Schlumberger
- Ex Presidente y Director General de YPF y Ex Presidente de Schlumberger SPM/IPM⁽¹⁾
- Ingeniero en Petróleo del Instituto Tecnológico de Buenos Aires

Equipo ejecutivo de alto rendimiento

Pablo Vera Pinto – Director de Finanzas

+15 años de experiencia en el desarrollo de negocios internacionales, consultoría y banca de inversión

- Anteriormente fue Director de Desarrollo de Negocios en YPF; miembro de los consejos de administración de Profertil (Agrium-YPF), Dock Sud (Enel-YPF) y de Metrogas (YPF)
- Experiencia previa en McKinsey y Credit Suisse
- MBA de INSEAD; Economista de la Universidad Di Tella

Juan Garoby – Director de Operaciones

+25 años de experiencia en exploración y producción y servicios petroleros

- Fue Vicepresidente Interino del área de Exploración y Producción, Director del área de Perforación y Completación y Director de no convencional en YPF y Presidente de YPF Servicios Petroleros (empresa de servicios petroleros de YPF)
- Experiencia previa en Baker Hughes y Schlumberger
- Ingeniero en Petróleo del Instituto Tecnológico de Buenos Aires

Alejandro Cherñacov – Director de Planificación Estratégica y Relación con Inversionistas

+15 años de experiencia en estrategia de E&P, gestión de portafolios y relación con inversionistas en Latam

- Fue Director de Finanzas de una compañía de E&P small-cap listada en Canadá
- Fue Gerente de Relación con Inversionistas en YPF
- Maestría en Finanzas por la Universidad Di Tella; Certificado profesional de Planificación Estratégica y Administración de Riesgos de la Universidad de Stanford; Licenciado en Economía de la Universidad de Buenos Aires

Consejo de administración con profesionales de clase mundial

Susan L. Segal – Independiente

Presidente and CEO of Americas Society / Council of the Americas; Miembro del consejo de administración de The Tinker Foundation, Scotiabank y Mercado Libre

- Titulo de grado de Sarah Lawrence University y MBA de la Universidad de Columbia

Mauricio Doechner Cobián – Independiente

Vicepresidente Ejecutivo de Asuntos Corporativos y Gestión de Riesgos en Cemex; Miembro del consejo de administración de The Trust for the Americas (Organización de Estados Americanos)

- Bachiller en Economía del Tecnológico de Monterrey, MBA del IESE/IPADE y master en administración publica de Harvard Kennedy School

Pierre-Jean Sivignon – Independiente

Miembro del consejo de administración de Imperial Brands; Asesor del presidente y CEO de Carrefour Group en París hasta diciembre de 2018, donde anteriormente ocupó el cargo de CEO adjunto, Director financiero y miembro del consejo

- Bachiller francés con honores y MBA de la ESSEC (École Supérieure des Sciences Économiques et Commerciales)

Gérard Martellozo – No independiente

+40 años de Carrera en Schlumberger retirándose en 2019 como Vice Presidente de Recursos Humanos global; Presidente del consejo de The Schlumberger Foundation

- Master en Ingeniería de the Ecole Nationale Supérieure de l'Aeronautique et de l'Espace (Sup'Aero), Francia

Germán Losada – Independiente

Director general de Riverstone con +10 años de experiencia en equity privado, con foco en el sector de energía

- Titulo en Administración de Empresas de la Universidad de San Andrés en Argentina

(1) Schlumberger Production Management y Schlumberger Integrated Project Management, segmentos de negocio de Schlumberger Ltd.

Comentarios finales

Hasta 900 locaciones bajo desarrollo en Vaca Muerta con resultados sólidos

Costo de desarrollo de 7.3 \$/boe y costo operativo de 7.5 \$/boe permiten crecer en contextos de bajos precios de petróleo

Free cash flow positivo continúa robusteciendo la posición financiera. Programa de recompra de acciones ejecutado por 23.8 \$MM

Plan de descarbonización encaminado, apoyando nuestra ambición de cero emisiones netas en 2026

Organización plana y ágil liderada por un experimentado equipo de gestión en petróleo y gas

Única oportunidad de inversión pública “pure-play” en Vaca Muerta

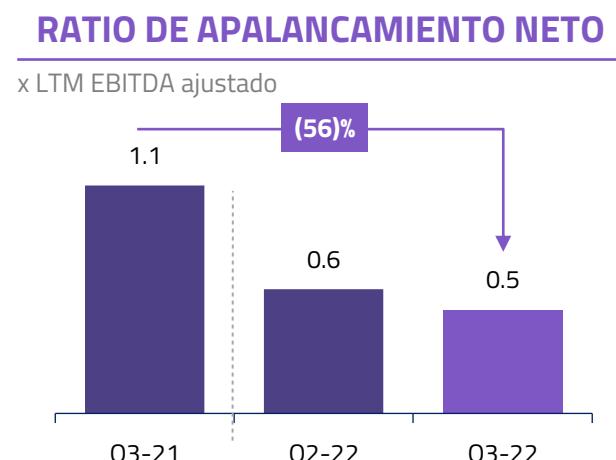
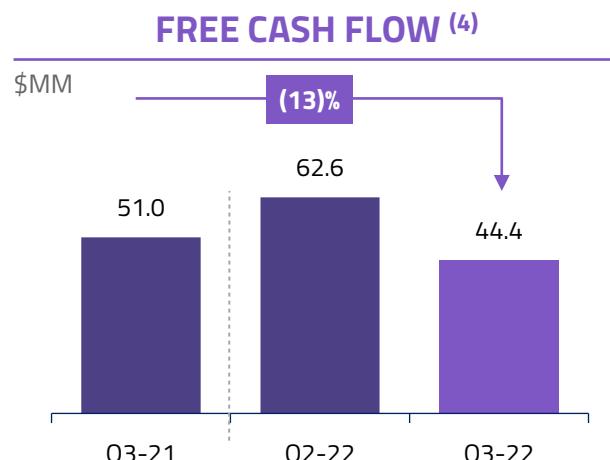
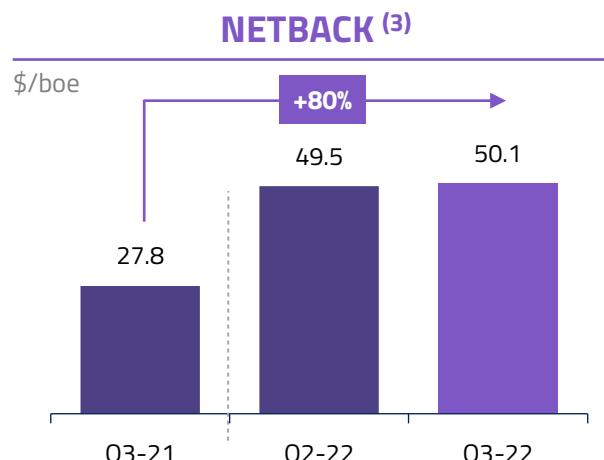
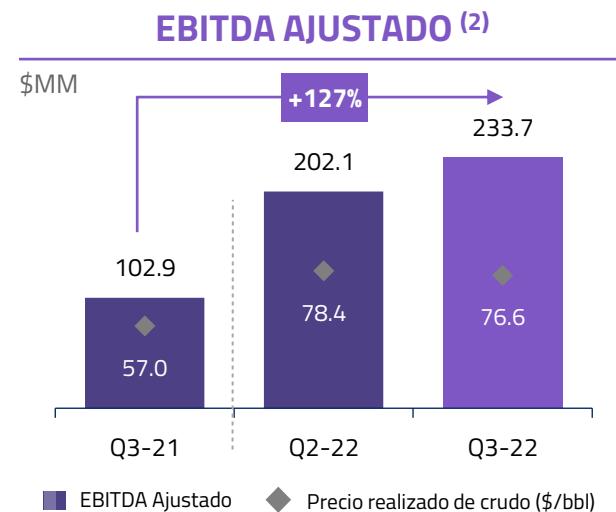
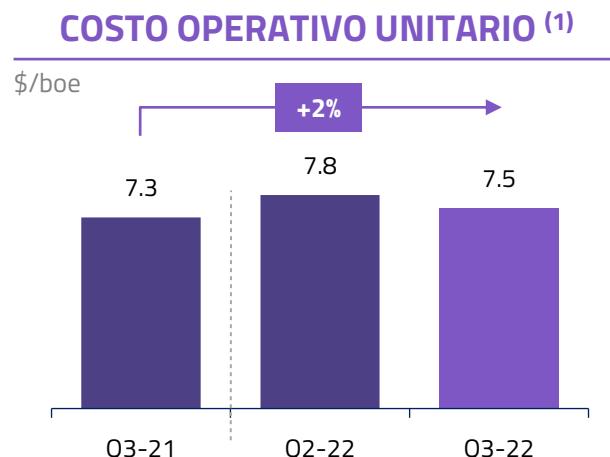
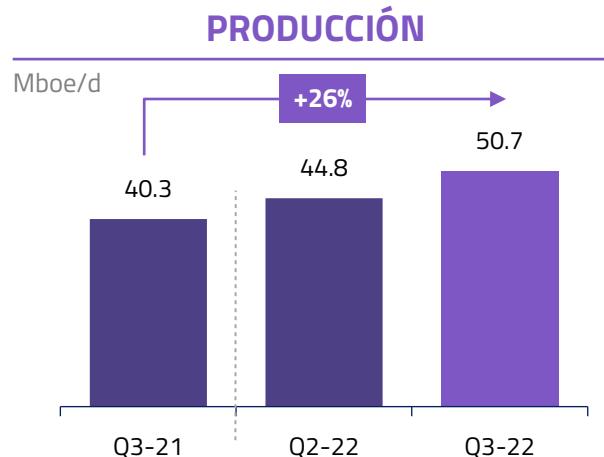


Apéndice



Aspectos destacados de 3T-22

Rendimiento robusto en todas las métricas operacionales y financieras claves



(1) Costos operativos: incluye producción, transporte, tratamiento y servicios de apoyo en campo; excluye fluctuaciones en inventarios de crudo, depreciaciones, regalías, impuestos directos, costos comerciales, exploración y costos de G&A
(2) EBITDA ajustado = Utilidad neta (pérdida) + Impuesto sobre la renta + Resultados financieros netos + Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones + Gastos de reestructuración y reorganización +

Deterioro de activos de larga duración + Otros ajustes
Netback = EBITDA ajustado (en \$MM) dividido por la producción total (en MMboe)
Free cash flow = flujo de caja por actividades operativas + flujo de caja por actividades de inversión

Financiamiento: actividad en el mercado de capitales

Obtuvimos ~500 \$MM a través de un dual-listing en NYSE y la emisión de 13 series de bonos argentinos



Vista cerró y liquidó una oferta global de 10,906,257 acciones en NYSE y BMV y comenzó a cotizar en NYSE

- Fondos brutos totalizaron aproximadamente 101 \$MM
- Luego del cierre de la transacción, Vista posee 86,835,259 acciones en circulación
- Las acciones fueron emitidas a 9.25 \$/acción
- Luego de la oferta, las acciones cotizan bajo el símbolo VIST en NYSE



Bonos en el mercado argentino					
Serie	Fecha de emisión	Moneda	Plazo	Principal ⁽¹⁾	Intereses anuales
III	21 feb 2020	USD	48 meses	9.5 \$MM	3.50% pagaderos semestralmente
V ⁽²⁾	7 ago 2020	ARS Pesos (USD-linked)	36 meses	30.0 \$MM	0%
VI	4 dic 2020	ARS Pesos (USD-linked)	48 meses	10.0 \$MM	3.24% pagaderos trimestralmente
VII	10 mar 2021	ARS Pesos (USD-linked)	36 meses	42.4 \$MM	4.25% pagaderos trimestralmente
VIII ⁽³⁾	10 mar 2021	ARS Pesos (Ajustado por inflación)	42 meses	33.5 \$MM	2.73% pagaderos trimestralmente
IX	18 jun 2021	ARS Pesos (USD-linked)	24 meses	38.8 \$MM	4.00% pagaderos trimestralmente
X ⁽⁴⁾	18 jun 2021	ARS Pesos (Ajustado por inflación)	45 meses	32.6 \$MM	4.00% pagaderos trimestralmente
XI	27 ago 2021	ARS Pesos (USD-linked)	48 meses	9.2 \$MM	3.48% pagaderos trimestralmente
XII	27 ago 2021	ARS Pesos (USD-linked)	120 meses	100.8 \$MM	5.85% pagaderos semestralmente
XIII	16 jun 2022	USD	26 meses	43.5 \$MM	6.00% pagaderos trimestralmente
XIV	10 Nov 2022	USD	36 meses	40.5 \$MM	6.25% pagaderos semestralmente

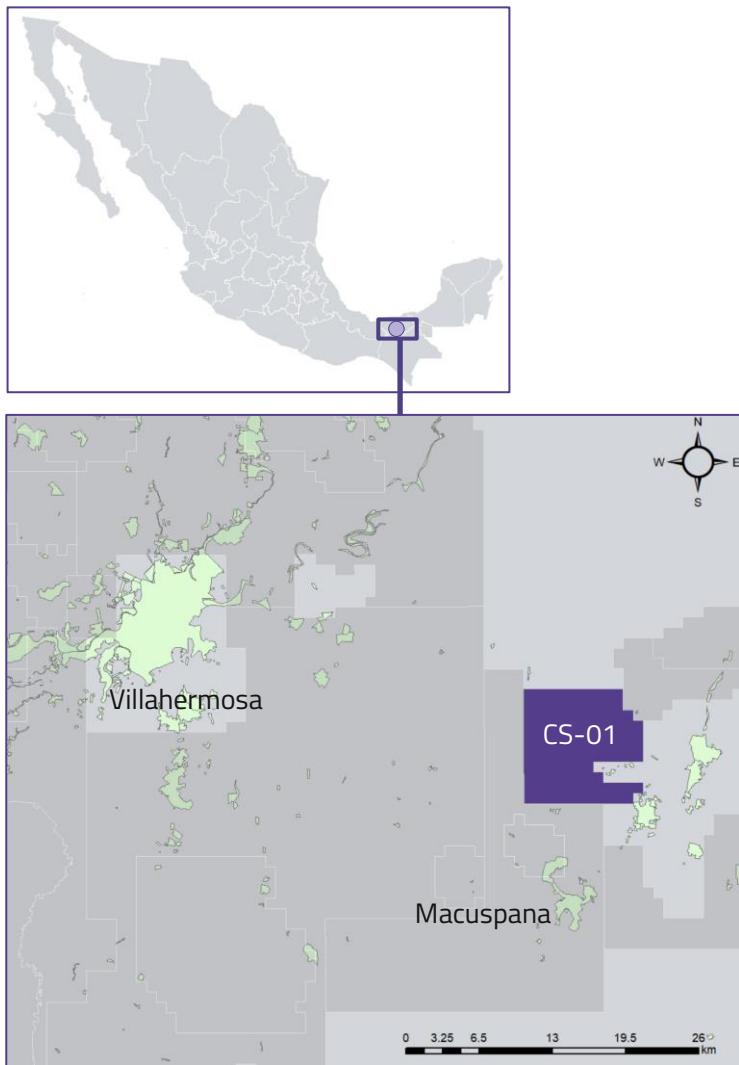
(1) Las series III a XI amortizadas en modo bullet al vencimiento. La serie XII será amortizada en 15 cuotas semestrales, con tres años de gracia.

(2) 20 \$MM fueron emitidos el 7 de Agosto de 2020 a un precio de \$ 1.0000, mientras que los restantes 10 \$MM fueron emitidos el 4 de diciembre de 2020 a un precio de \$ 0.9685

(3) 7.2 \$MM fueron emitidos el 10 de marzo de 2021, equivalentes a 9,323,430 UVAs a un precio de 1.0000 Pesos Argentinos por UVA, y 26.3 \$MM fueron emitidos el 26 de marzo de 2021, equivalentes a 33,966,570 UVAs a un precio de 0.9923 Pesos Argentinos por UVA

(4) 32.6 \$MM fueron emitidos el 18 de junio de 2021, equivalentes a 39,093,997 UVAs a un precio de 1.0000 Pesos Argentinos por UVA

Resumen de activos mexicanos



■ Activos de Vista ■ Activos de otras compañías

CS-01

Datos clave

- **Participación:** 100%
- **Operador:** Vista
- **Área:** 23,517 acres netos
- **Hidrocarburo:** Aceite, gas natural y condensado
- **Litología:** Arenisca
- **Estado:** Tabasco
- **Cuenca:** Sureste/Macuspana
- **Campos:** 2
- **Pozos perforados:** 68
- **Reservas probadas 2021:** 4.5 MMboe ⁽¹⁾
- **Producción 3T-22:** 0.5 Mboe/d

Antecedentes / Estrategia de desarrollo

- Producción incremental a través de actividades de reacondicionamiento y nuevos prospectos de perforación para producir reservas no desarrolladas en las formaciones de Zargazal y Belem, las cuales tienen presión original y saturación de hidrocarburos
- Valor adicional podría provenir de re-desarrollos y mejoras de infraestructura

Repaso de la historia de Vaca Muerta

Un desarrollo en aceleración

Mboe/d⁽¹⁾
300

250

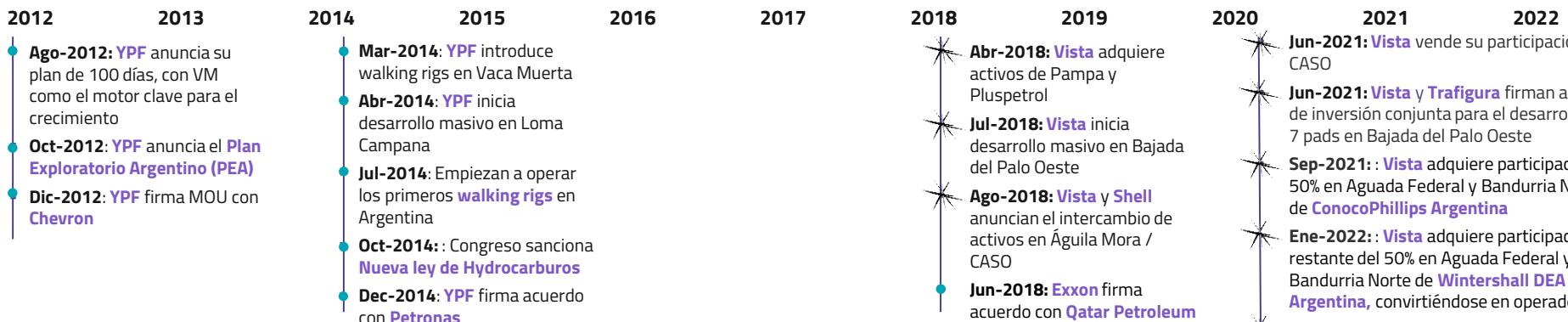
200

150

100

50

0



(1) Producción redondeada con fines ilustrativos

Balance consolidado

En \$M	Al 30 de septiembre 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Propiedad, planta y equipos	1,517,849	1,223,982
Crédito Mercantil	28,288	28,416
Otros activos intangibles	4,190	3,878
Activos por derecho de uso	25,208	26,454
Inversiones en asociadas	5,699	2,977
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	19,057	20,210
Activos por impuestos diferidos	4,029	2,771
Total Activos No Corrientes	1,604,320	1,308,688
Inventarios	6,847	13,961
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	90,297	46,096
Caja, bancos e inversiones corrientes	182,751	315,013
Total Activos Corrientes	279,895	375,070
Total Activos	1,884,215	1,683,758
Pasivos por impuestos diferidos	159,714	175,420
Pasivos por arrendamiento	18,791	19,408
Provisiones	28,027	29,657
Préstamos	362,338	447,751
Títulosopcionales	25,132	2,544
Beneficios a empleados	11,202	7,822
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	11,679	50,159
Total Pasivos No corrientes	616,883	732,761
Provisiones	2,167	2,880
Pasivos por arrendamiento	8,768	7,666
Préstamos	160,263	163,222
Salarios y contribuciones sociales	18,861	17,491
Impuesto sobre la renta	113,888	44,625
Otros impuestos y regalías	19,911	11,372
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	203,254	138,482
Total pasivos corrientes	527,112	385,738
Total Pasivos	1,143,995	1,118,499
Total Capital Contable	740,220	565,259
Total Capital Contable y Pasivos	1,884,215	1,683,758



Estado de resultados consolidado

En \$M	Periodo entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2022	Periodo entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2021
Ingreso por ventas a clientes	333,573	175,005
Ingresos por ventas de petróleo crudo	311,986	153,908
Ingresos por ventas de gas natural	20,138	19,687
Ingresos por ventas de GLP	1,378	1,410
Ingresos por ventas de otros bienes	71	
Costo de ventas	(145,405)	(97,845)
Costos de operación	(34,753)	(27,204)
Fluctuación del inventario de crudo	(4,571)	1,797
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(66,910)	(48,681)
Regalías	(39,171)	(23,757)
Utilidad bruta	188,168	77,160
Gastos de ventas	(14,047)	(12,481)
Gastos generales y de administración	(15,860)	(11,173)
Gastos de exploración	(175)	(153)
Otros ingresos operativos	9,241	11,294
Otros gastos operativos	(564)	(554)
Utilidad de operación	166,763	64,093
Ingresos por intereses	294	34
Gastos por intereses	(6,744)	(12,173)
Otros resultados financieros	(29,453)	(11,932)
Resultados financieros netos	(35,903)	(24,071)
Utilidad antes de impuestos	130,860	40,022
(Gasto) Impuesto sobre la renta corriente	(68,457)	(29,285)
Beneficio (Gasto) Impuesto sobre la renta diferido	14,258	(6,005)
(Gasto) de impuesto sobre la renta	(54,199)	(35,290)
Utilidad neta del período	76,661	4,732
Otros resultados integrales	(35)	(279)

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

(2) Utilidad/pérdida neta ajustada: utilidad/pérdida neta + impuesto diferido + cambios en el valor razonable de los títulos optionales+ Deterioro de activos de larga duración

RECONCILIACIÓN EBITDA AJUSTADO ⁽¹⁾

Reconciliación de EBITDA Ajustado (\$MM)	3T-22	3T-21
Utilidad neta	76.7	4.7
(+) Impuesto sobre la renta	54.2	35.3
(+) Resultados financieros netos	35.9	24.1
Utilidad de Operación	166.8	64.1
(+) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	66.9	48.7
(+) Gastos de reestructuración y reorganización y otros	-	(9.8)
(+) Deterioro de activos de larga duración	-	-
EBITDA Ajustado⁽¹⁾	233.7	102.9
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%)</i>	70%	59%

UTILIDAD NETA AJUSTADA ⁽²⁾

Utilidad Neta Ajustada (\$MM)	3T-22	3T-21
Utilidad Neta	76.7	4.7
<u>Ajustes:</u>		
(+) Impuesto sobre la renta diferido	35.9	24.1
(+) Cambios en el valor razonable de los títulos	166.8	64.1
(-) Deterioro de activos de larga duración	66.9	48.7
Ajustes a la Utilidad/Pérdida neta	-	(9.8)
Utilidad Neta Ajustada	-	-
<i>EPS ajustado (\$/acción)</i>	233.7	102.9