

PRESENTACIÓN A INVERSIONISTAS

Diciembre 2023



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", "predecimos", "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 prevaletentes, 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 1,150 locaciones bajo desarrollo en Vaca Muerta
- Productividad de pozos shale oil entre las mejores de la cuenca
- 251.6 MMboe de reservas probadas (83% petróleo) al FA 2022
- Capacidad para tratar y evacuar producción de ~70 Mbbl/d de crudo en la planta del hub de desarrollo (expansión planeada para ampliarla a ~85 Mbbl/d para 2T-24)

Rendimiento operativo líder

- Producción total alcanzó 49.5 Mboe/d en 3T-23
- Se exportó el 53% de los volúmenes de venta de petróleo durante los últimos 12 meses
- 4.8 \$/boe de costo operativo en 3T-23, 65% debajo de 2018 ⁽¹⁾
- Organización plana y ágil, liderada por un management team experimentado en oil & gas

Sólido balance y rendimientos financieros

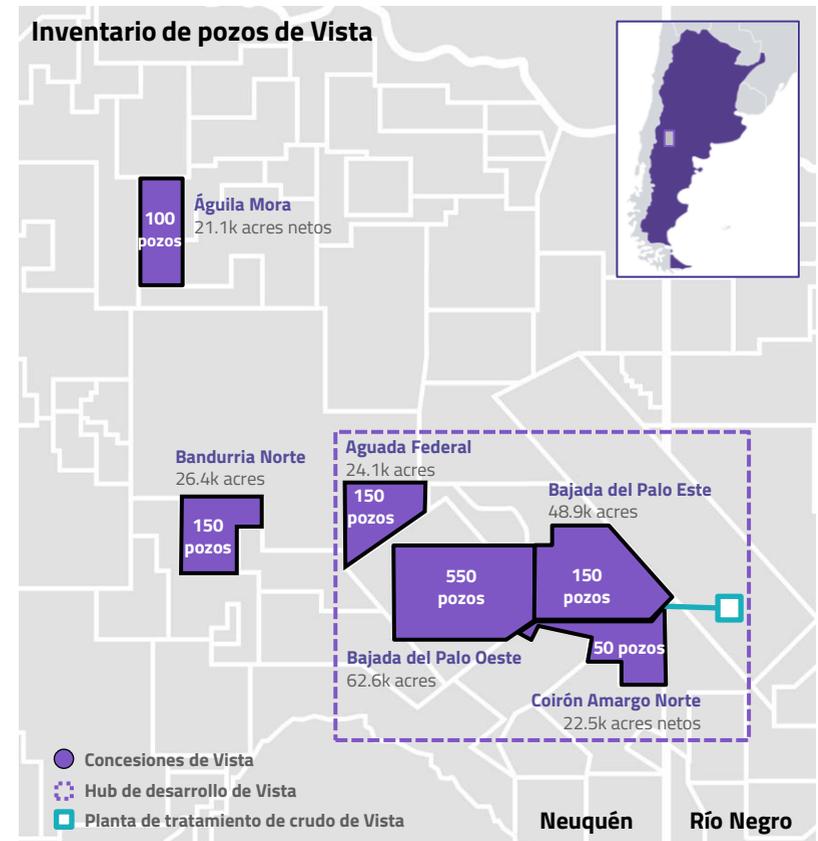
- Balance sólido con 174 \$MM en caja y un ratio de apalancamiento neto de 0.7x al 3T-23
- Margen de EBITDA ajustado de 78% con 67.6 \$/bbl de precio realizado de crudo en 3T-23 ⁽²⁾

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 ⁽³⁾

- (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, costos de G&A y otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales
- (2) EBITDA ajustado = (Pérdida) / Utilidad neta + Impuesto sobre la renta + Resultados financieros netos + Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones + Costos de transacción relacionados a la combinación de negocios + Gastos de reestructuración y reorganización + Ganancia relacionada a la transferencia de activos convencionales + Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales + Deterioro de activos de larga duración + Otros ajustes
- (3) Emisiones de alcance 1 y 2

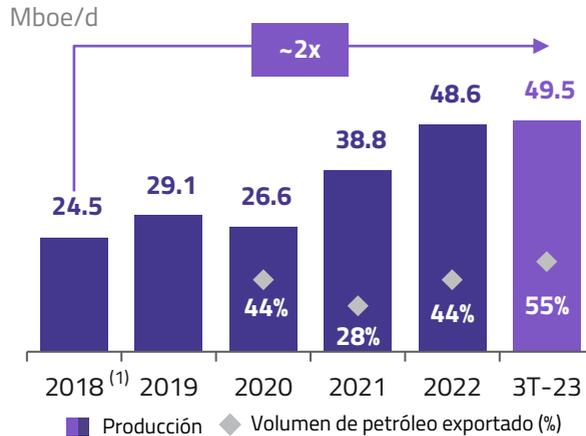
Compañía enfocada en petróleo shale con +200k acres en el núcleo de Vaca Muerta



Aspectos destacados de Vista

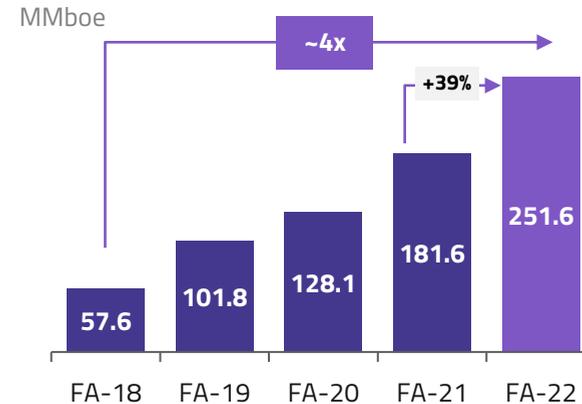
Hitos principales de los primeros 5 años de operaciones

PRODUCCIÓN



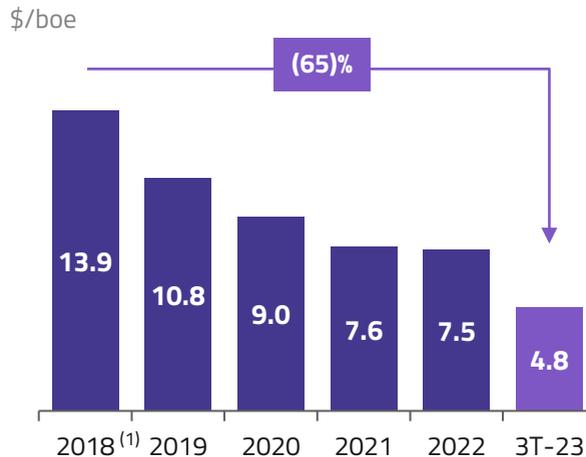
Fuerte crecimiento en producción impulsado por nuestro proyecto de petróleo shale en Vaca Muerta

RESERVAS PROBADAS



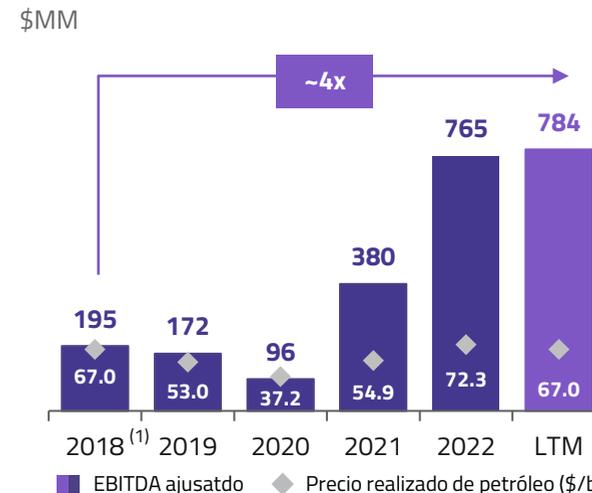
Índice de remplazo de reservas probadas de +495% en 2022, apalancado por adiciones en Bajada del Palo Oeste y Aguada Federal

COSTO OPERATIVO UNITARIO (2)



Reducción de los costos operativos unitarios impulsada por el foco en operaciones shale, crecimiento de la producción y eficiencias adicionales

EBITDA AJUSTADO (3)



Margen de EBITDA ajustado de 69% para los últimos 12 meses

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

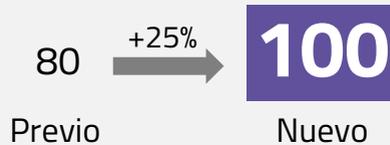
(2) Costos operativos: incluye producción, transporte, tratamiento y servicios de apoyo en campo; excluye fluctuaciones en inventarios de crudo, depreciaciones, regalías, impuestos directos, costos comerciales, exploración, costos de G&A y otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales

(3) EBITDA ajustado = (Pérdida) / Utilidad neta + Impuesto sobre la renta + Resultados financieros netos + Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones + Costos de transacción relacionados a la combinación de negocios + Gastos de reestructuración y reorganización + Ganancia relacionada a la transferencia de activos convencionales + Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales + Deterioro de activos de larga duración + Otros ajustes.

Impulsando la creación de valor sostenible

INCREMENTANDO LOS OBJETIVOS A 2026 ⁽¹⁾

PRODUCCIÓN Mboe/d



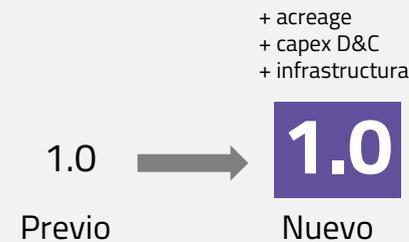
Prácticamente duplicando la producción entre 2023 y 2026

EBITDA AJUSTADO ⁽²⁾ \$Bn



Duplicando EBITDA ajustado, entre 2023 y 2026, a un precio realizado de petróleo de 65 \$/bbl ⁽⁴⁾

CAJA DISPONIBLE ⁽³⁾ \$Bn, acumulado 2022-2026



Mantenemos la caja disponible, incluso después de haber financiado acreage adicional, mayor capex y pagos adelantados de infraestructura

INTENSIDAD GEI ⁽⁴⁾ kgCO₂e/boe



Reforzando nuestra ambición de **ser carbono neutrales para 2026 ⁽⁵⁾**

Los nuevos objetivos suben la vara significativamente respecto a aquellos establecidos en el Investor Day 2021

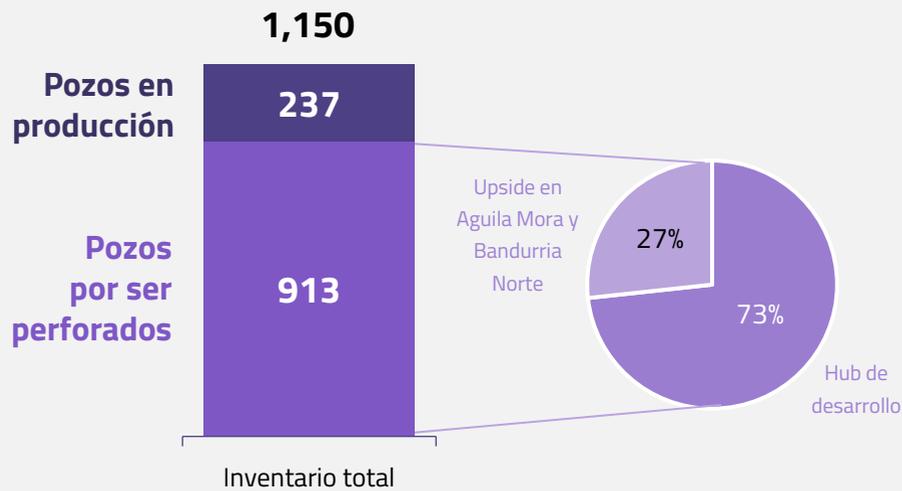
- (1) Objetivos "previos" hacen referencia a los del plan estratégico publicados durante el Investor Day 2021. Objetivos "nuevos" o "actualizados" hacen referencia a los del plan estratégico publicados durante el Investor Day 2023
- (2) EBITDA ajustado = (Pérdida) / Utilidad neta + Impuesto sobre la renta + Resultados financieros netos + Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones + Costos de transacción relacionados a la combinación de negocios + Gastos de reestructuración y reorganización + Ganancia relacionada a la transferencia de activos convencionales + Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales + Deterioro de activos de larga duración + Otros ajustes
- (3) Caja disponible = Balance de caja al inicio + flujo de caja por actividades operativas – capex – entrada/(salida) de caja por adquisiciones y desinversiones – caja mínima
- (4) 65 \$/bbl constante en términos reales de Enero 2024
- (5) Emisiones de gases de efecto invernadero de alcance 1 y 2

Vista en 2026

GENERACIÓN DE CAJA ANUAL ESPERADA (1) \$MM

~500

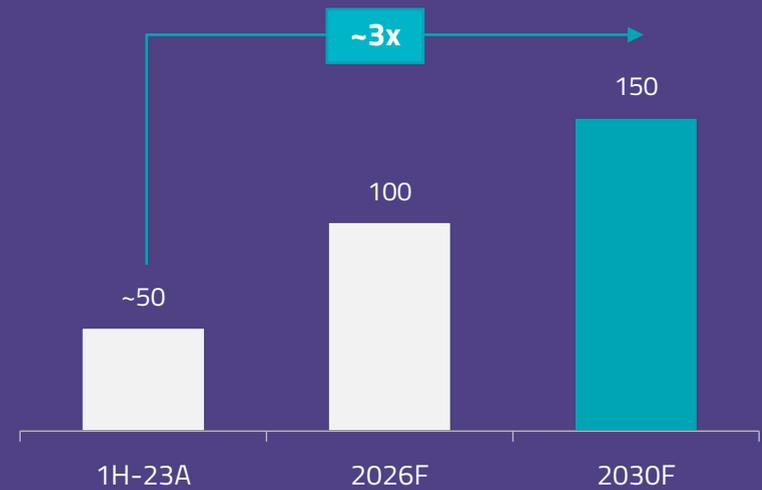
INVENTARIO ESPERADO Número de pozos



Nuestra visión 2030

PRODUCCIÓN ESPERADA Mboe/d

~150



(1) Generación de caja = Flujo de caja por actividades operativas – capex – entrada/(salida) de caja por adquisiciones y desinversiones

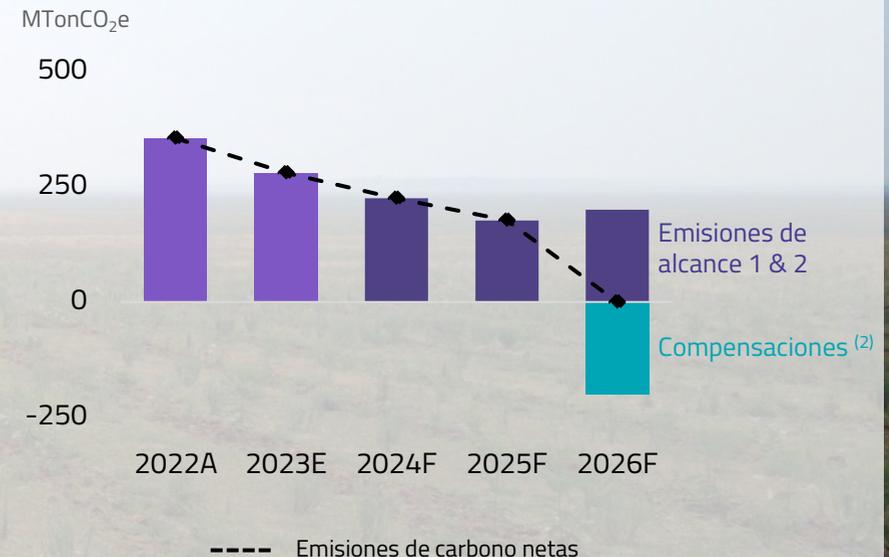
Hoja de ruta para cumplir la ambición de cero emisiones netas



Aspirando a alcanzar cero emisiones netas en 2026 ⁽¹⁾

- Nuestra prioridad es continuar reduciendo nuestra huella de carbono operacional al implementar tecnologías ya disponibles
- Durante los últimos dos años, redujimos las emisiones de alcance 1 & 2 desde 39 kgCO₂e/boe en 2020 a 14 kgCO₂e/boe en 4T 2022
- Establecimos Aike, nuestra compañía de soluciones basadas en la naturaleza (NBS), la cual diseña, gestiona y ejecuta los proyectos de compensaciones de carbono, con personal experto local, para compensar las emisiones de carbono restantes
- Aike está ejecutando proyectos de NBS para Vista en Argentina, cubriendo 19,000 ha, en 7 locaciones diferentes, en 4 provincias

Camino a nuestra ambición net zero



(1) Emisiones de GEI de alcance 1 y 2

(2) Incluyen emisiones de carbono reducidas y evitadas

Activos



Resumen del portafolio de Vista



Activos en México

Cuenca (1)	Bloque	W.I. (%)	Reservas netas 2022 1P (MMboe)	Producción 3T 2023 (Mboe/d)	Operador
Mac.	CS-01	100%	4.0	0.8	Sí
Total			4.0	0.8	

Activos en Argentina

Cuenca (1)	Bloque	W.I. (%)	Reservas netas 2022 1P (MMboe)	Producción 3T 2023 (Mboe/d)	Operador
Neuquina	Bajada del Palo Este (conv.)	100%	3.4	0.5	Sí
	Bajada del Palo Este (shale)	100%	5.1	5.3	Sí
	Bajada del Palo Oeste (conv.)	100%	3.7	1.2	Sí
	Bajada del Palo Oeste (shale)	100%	182.8	29.0	Sí
	Coirón Amargo Norte	84.6%	0.8	0.1	Sí
	Águila Mora	90%	-	2.6	Sí
	Aguada Federal	100%	37.4	5.7	Sí
	Bandurria Norte	100%	-	-	Sí
Neuquina transferidos (2)	Entre Lomas (3)	-	7.4	1.9	No
	Agua Amarga (4)	-	0.7	0.2	No
	25 de Mayo Medanita	-	3.0	0.9	No
	Jaguel de los Machos	-	2.7	1.0	No
	Subtotal	-	13.8 (5)	4.0	No
NO	Acambuco	1.5%	0.7	0.2	No
Total			247.7	48.7	

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

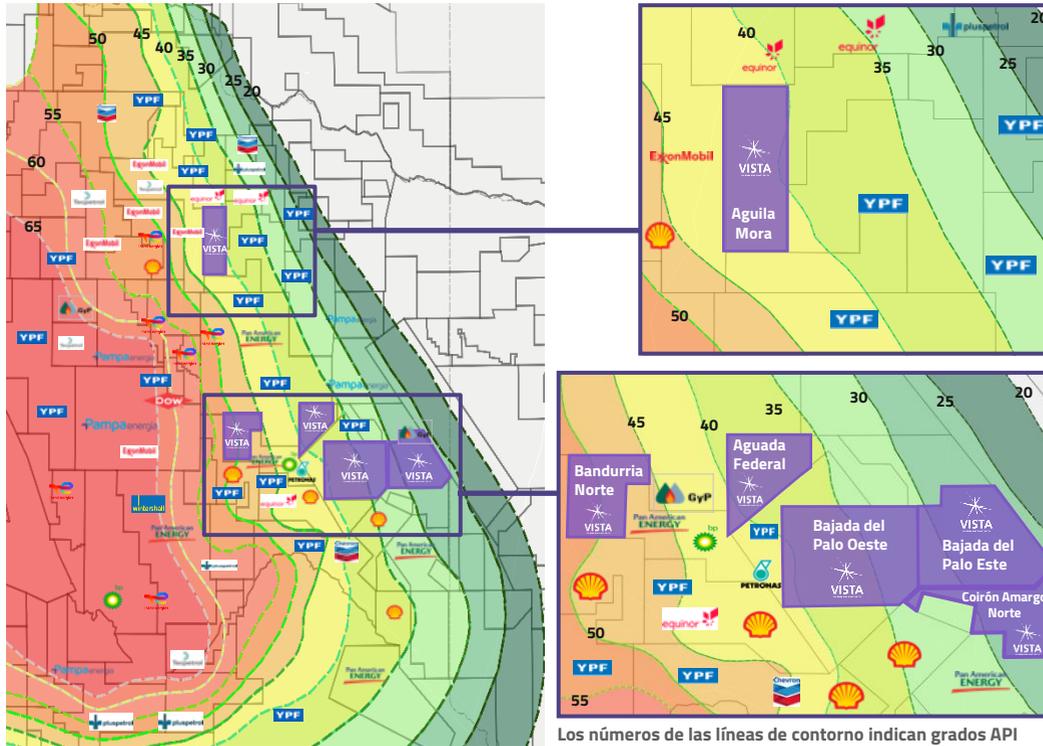
(2) Incluye la producción y las reservas de los activos transferidos a Aconcagua, con fecha efectiva del 1 de marzo de 2023. Después de dicha fecha, Vista mantendrá los derechos del 40% de las reservas y producción de petróleo y gas, y del 100% de las reservas y producción de NGL y condensados, de los activos transferidos

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

(4) Incluye Jarilla Quemada y Charco del Palenque

(5) Reservas netas 2022 1P de los activos de la cuenca Neuquina transferidos, como si la transacción hubiese ocurrido el 1 de marzo de 2022

Acreage en Vaca Muerta

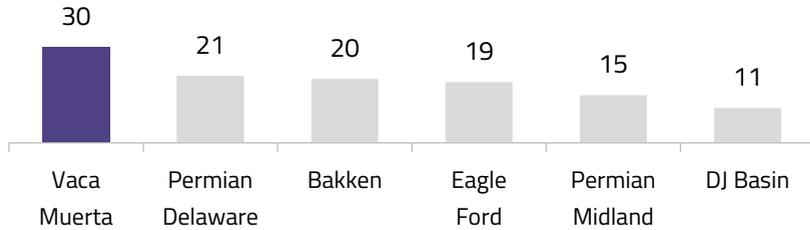


	ACRES NETOS	PLAZO DE CONCESIÓN	INVENTARIO DE POZOS	POZOS CONECTADOS	OPERADOR
Bajada del Palo Oeste	62,641	2053	550	76	Vista
Aguada Federal	24,058	2050	150	10	Vista
Bajada del Palo Este	48,853	2053	150	4	Vista
Coirón Amargo Norte	22,508	2037	50	-	Vista
Total del hub de desarrollo	158,060		900	90	
Águila Mora	21,128	2054	100	2	Vista
Bandurria Norte	26,404	2050	150	-	Vista
Total de las áreas piloto / delineación	47,532		250	2	
TOTAL	205,592		1,150	92	

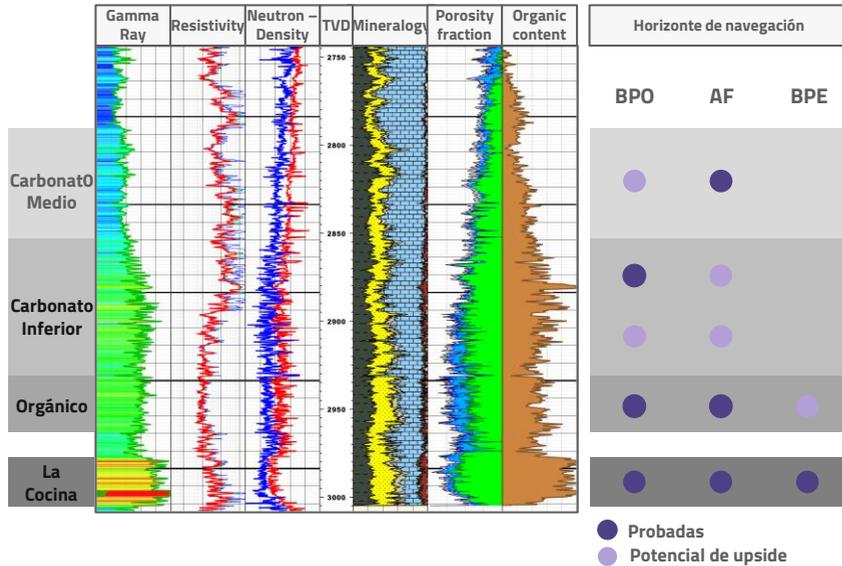
Hub de desarrollo en Vaca Muerta

Productividad promedio por pozo superior (1)

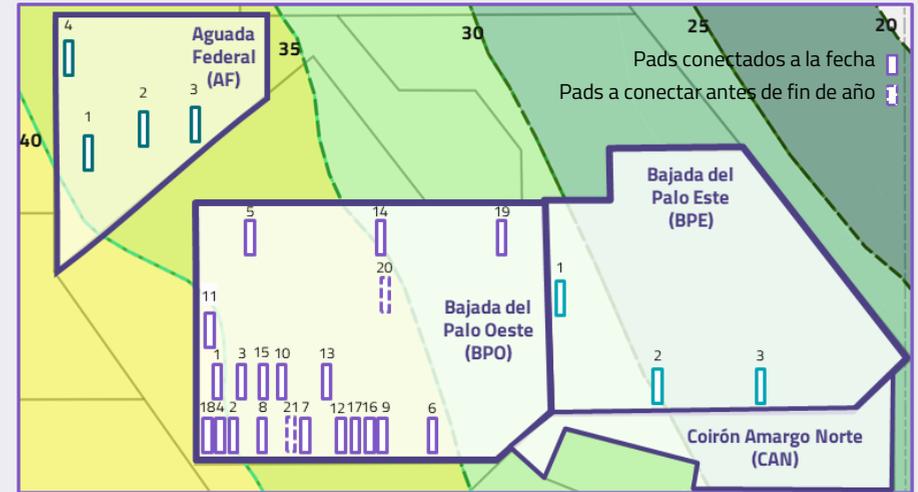
Prod. acumulada de primeros 365 días, Mbbl por 1,000 pies laterales



Múltiples horizontes de navegación potenciales



Progreso en el hub de desarrollo



- Sólido rendimiento a la fecha en BPO, con 76 pozos conectados y produciendo en promedio 9% por encima de la curva tipo (2) (3)
- De-riesgo de Bajada del Palo Este a través de la perforación y completación de 4 pozos en los pads BPE-1, BPE-2 y BPE-3
- En Aguada Federal, se completaron y conectaron los primeros 10 pozos, impulsando la producción del bloque al 13% de la producción shale total en 3T-23. Se completó la construcción del oleoducto que conecta con BPO
- Infraestructura instalada con capacidad para tratar ~70 Mbbl/d de crudo. Expansión planeada para ampliarla a ~85 Mbbl/d para 2T-24
- Consorcio con Trafigura para el desarrollo de 10 pads, de 4 pozos cada uno, en Bajada del Palo Oeste. Vista posee una participación del 80% en los primeros 7 pads y del 75% en los últimos 3 pads

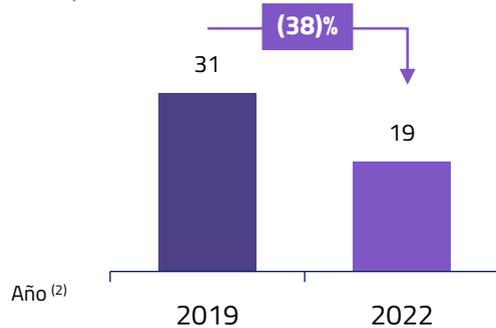
(1) Basado en estimaciones de la compañía, Ministerio de Hacienda, Secretaría de Energía y la EIA
 (2) Compara la curva tipo de BPO con la producción promedio de los primeros 60 pozos en BPO después de 90 días
 (3) Normalizado a un diseño de pozo estándar de 2,800 metros de longitud lateral y 47 etapas de fractura

Sólidas métricas de D&C y productividad de pozos en Bajada del Palo Oeste

Evolución de las métricas de D&C

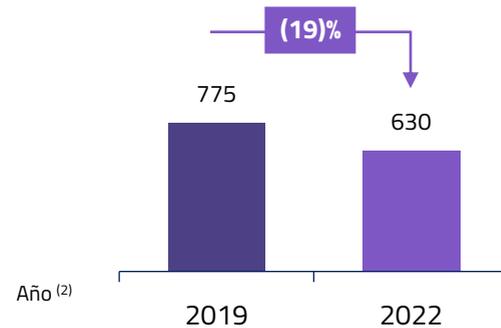
DÍAS DE PERFORACIÓN

Días/pozo



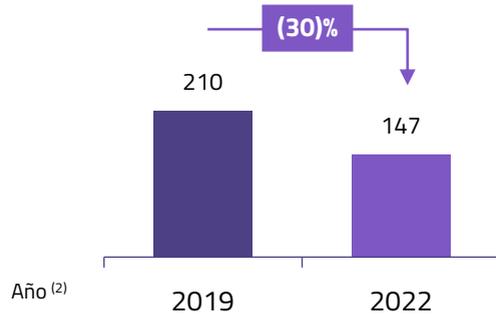
COSTO POR PIE LATERAL (1)

\$/ft



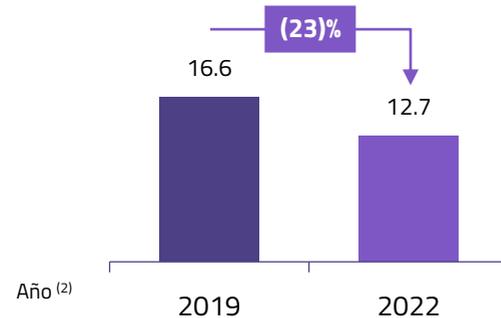
COSTO DE COMPLETACIÓN

\$/etapa



COSTO D&C POR POZO (1)

\$/MM



Evolución de la producción

PRODUCCIÓN ACUMULADA POR POZO (1)

Mboe



CURVA TIPO BPO

	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
360-días acumulada (Mboe)	324	41	365

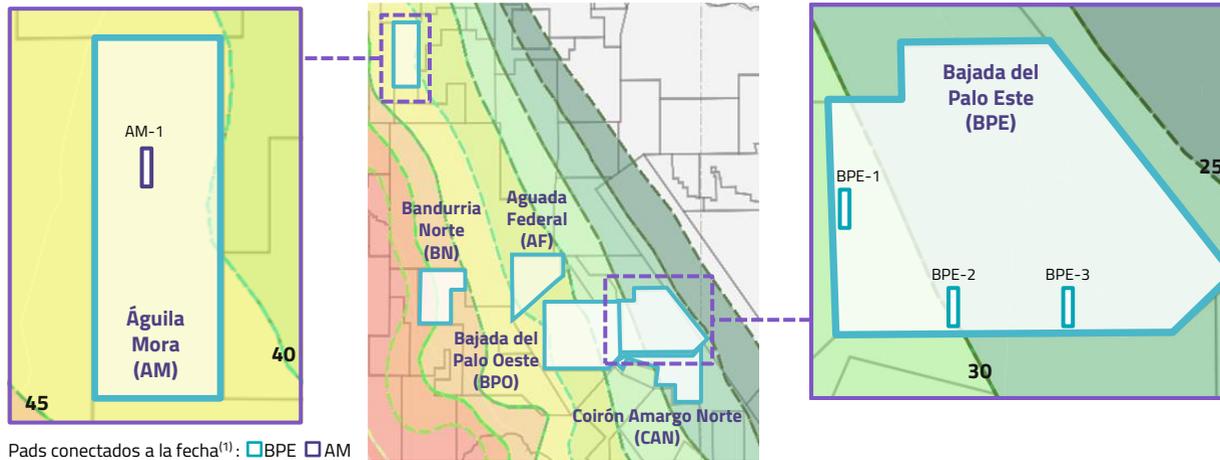
(1) Normalizado a un pozo estándar de 2,800 metros de rama lateral y 47 etapas de fractura

(2) 2019 incluye pads BPO-1 y BPO-2, y 2022 incluye pads BPO-11 al BPO-15

(3) Producción promedio acumulada normalizada de los pozos en pads BPO-1 al BPO-15 para 90 días, pads BPO-1 al BPO-14 para 360 días y pads BPO-1 al BPO-8 para 720 días

Pilotos exitosos extienden el inventario listo para perforar a hasta 1,150 pozos

ACTUALIZACIÓN DE LA ACTIVIDAD



Pads conectados a la fecha⁽¹⁾: □BPE □AM

ÁGUILA MORA

- 2 pozos conectados en el pad AM-1 a inicios de mayo, 1 pozo aterrizado en La Cocina y 1 pozo en Carbonato Medio
- Producción acumulada del pad 4% por encima de la curva tipo de BPO después de 60 días ⁽²⁾
- Basado en los resultados exitosos, se agregaron hasta 100 pozos listos para perforar al inventario

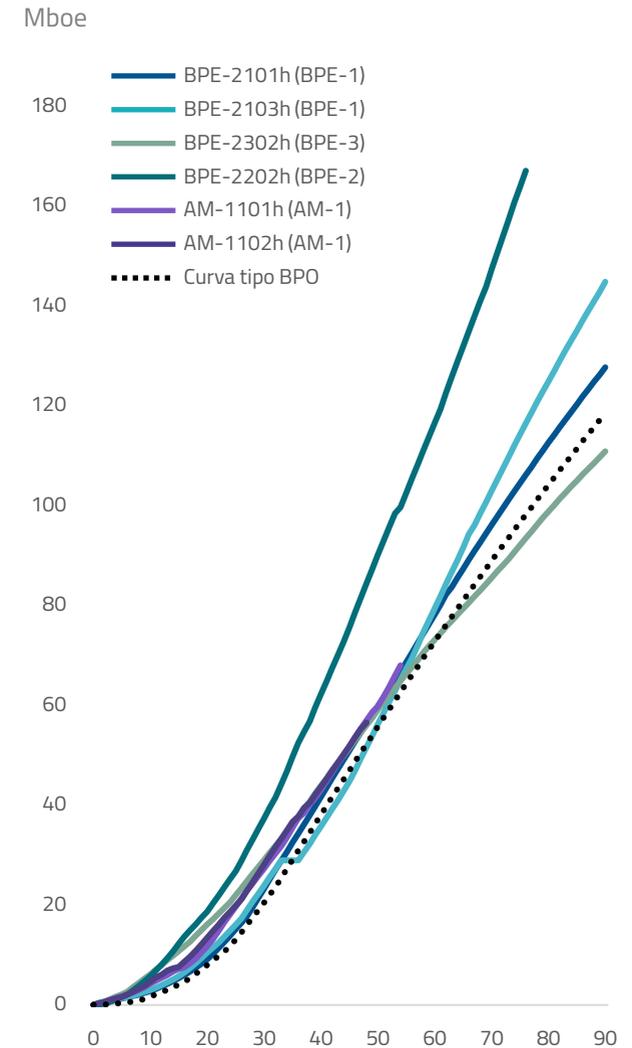
COIRÓN AMARGO NORTE

- Basado en los resultados exitosos en BPE, se agregaron hasta 50 pozos listos para perforar al inventario de la Compañía

BAJADA DEL PALO ESTE

- El pozo BPE-2202h en el pad BPE-2 muestra una productividad robusta con producción acumulada 72% por encima de la curva tipo de BPO después de 80 días ⁽²⁾
- La productividad robusta en BPE-2202h reconfirma inventario de 150 pozos listos para perforar basado en 1 horizonte de navegación
- Producción acumulada del pozo BPE-2302h 7% debajo de la curva tipo de BPO después de 90 días ⁽²⁾
- Producción acumulada promedio de los 2 pozos en el pad BPE-1 30% por encima de la curva tipo de BPO después de 360 días ⁽²⁾

PRODUCTIVIDAD DE POZOS

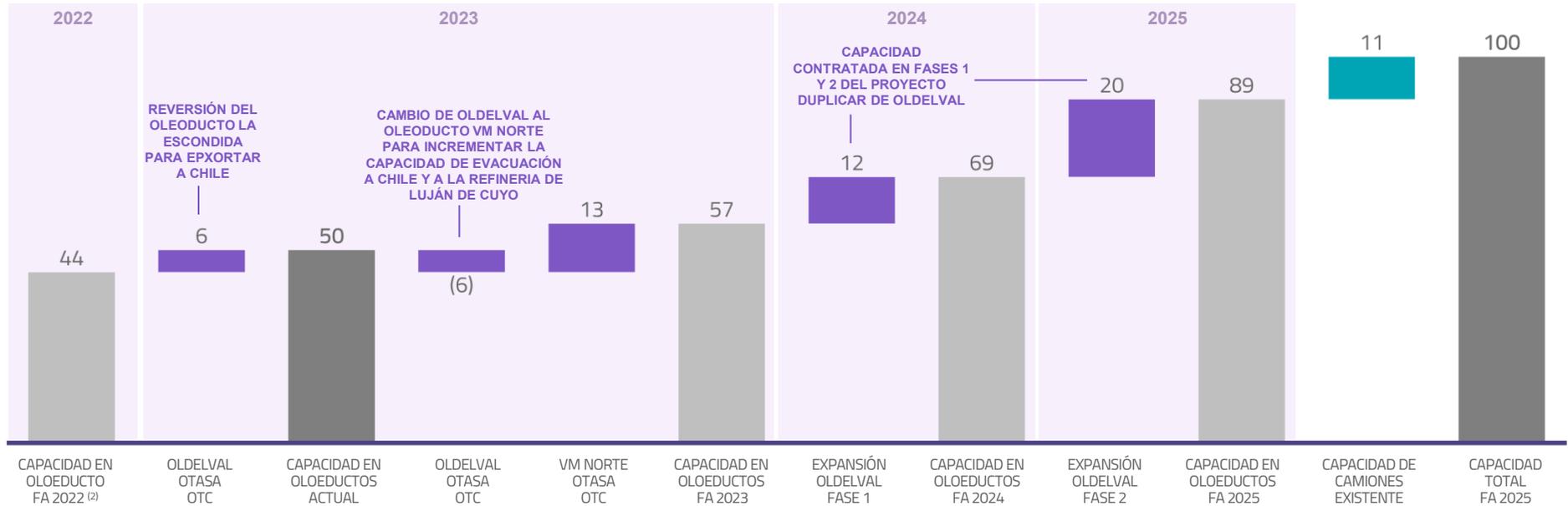


(1) AM-1 es un pad de 2 pozos, y BPE-2 y BPE-3 son pads de un pozo
 (2) Normalizado a un pozo estándar de 2,800 metros de rama lateral y 47 etapas de fractura

Capacidad de evacuación asegurada para cumplir con targets de producción de 2026 ⁽¹⁾

CAPACIDAD DE EVACUACIÓN DE PETRÓLEO ⁽¹⁾

Mbb/d

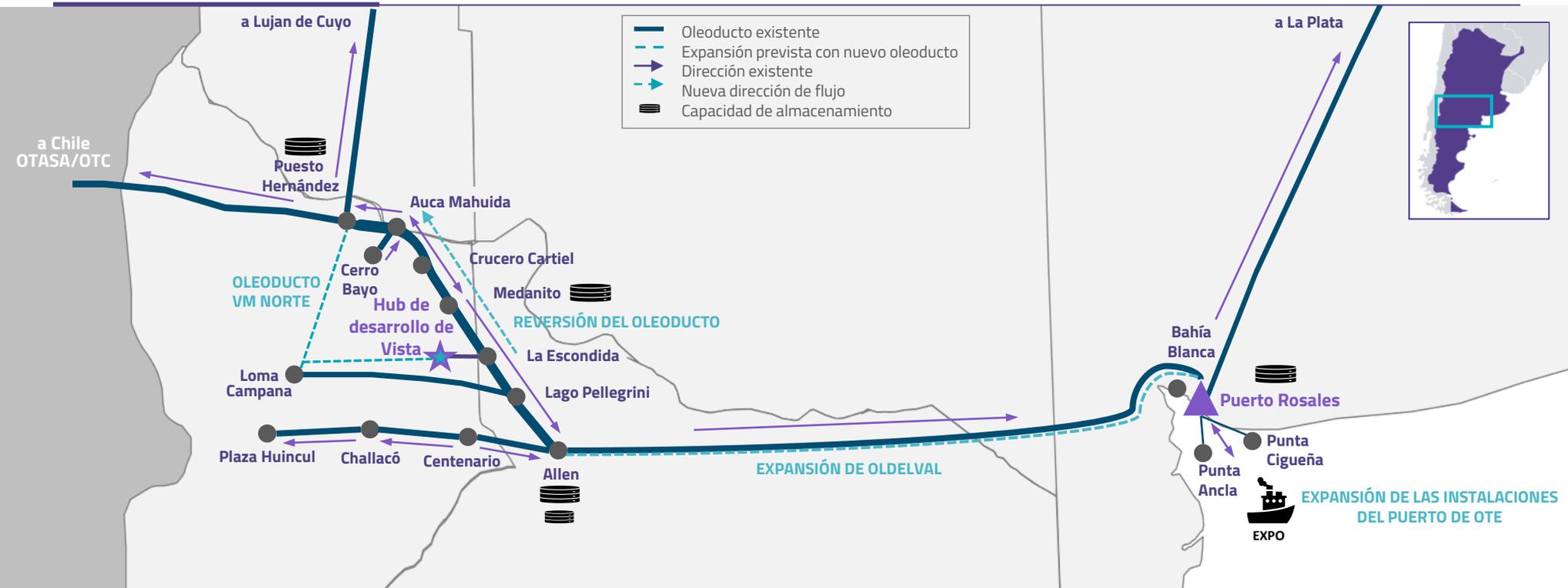


- Acuerdo firmado con ENAP e inicio de exportaciones a Chile de hasta **5.7 Mbb/d** a través de los oleoductos Oldelval/OTASA/OTC
- Participación del 8% en el oleoducto **Vaca Muerta Norte** incrementará la capacidad de exportación a Chile a hasta **12.5 Mbb/d** (estimado para 4T-23)
- 31.5 Mbb/d** de capacidad de transporte incremental asegurada en la expansión de Oldelval
- 37.4 Mbb/d** de capacidad asegurada en la expansión de las instalaciones del puerto de OTE

Capacidad total de evacuación de petróleo estimada en 100 Mbb/d para FA 2025

(1) Basado en contratos firmados por Vista e información brindada por los operadores del proyecto. Las fechas reales de entrega y las capacidades pueden variar sujeto a la ejecución
 (2) Incluye capacidad de oleoducto de la Compañía por 35 Mbb/d y capacidad adicional de 9 Mbb/d usando agentes reductores de fricción

Proyectos de evacuación clave en Vaca Muerta (1)



- La capacidad actual de **Oldelval** es ~285 Mbbl/d, proyectada a incrementarse hasta ~540 Mbbl/d luego del proyecto de expansión
- La capacidad de exportación actual del **puerto de OTE** es ~130 Mbbl/d, proyectada a incrementarse hasta ~430 Mbbl/d luego del proyecto de expansión
- La capacidad actual de la reversión del oleoducto **La Escondida** es ~78 Mbbl/d
- La capacidad esperada del oleoducto **Vaca Muerta Norte** es ~ 157 Mbbl/d
- La capacidad actual del oleoducto **OTASA/OTC** es ~110 Mbbl/d

(1) Basado en datos brindados por los operadores del proyecto y estimaciones de la Compañía

Información Financiera



Reforzando nuestra estrategia de total shareholder return

Hitos desde el Investor Day 2021

Crecimiento	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Superamos targets operativos y financieros ✓ Contratamos capacidad de evacuación en oleoductos troncales y terminal de evacuación
Descarbonización	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Reducción de intensidad de emisiones GEI en nuestras operaciones en 64% ⁽¹⁾ ✓ Lanzamos compañía de NBS
Reducción de la deuda	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Extensión del perfil de vencimientos y reducción del costo de deuda ✓ Reducción significativa de la deuda cross-border
Flexibilidad estratégica	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Adquisición de Aguada Federal y Bandurria Norte ✓ Ejecución de 29 \$MM en recompra de acciones

Estrategia de asignación de capital

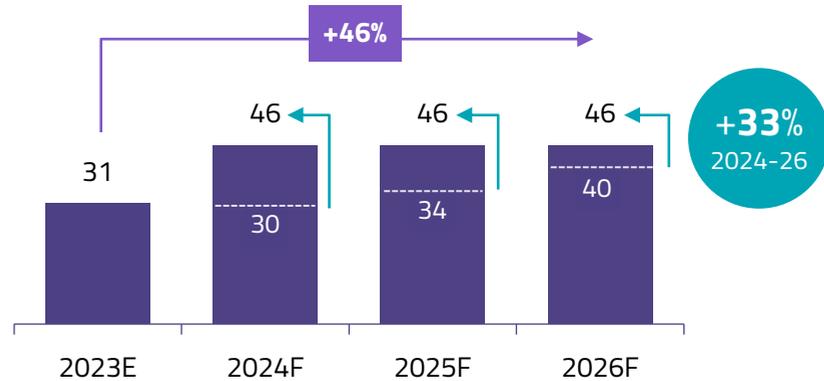
Inversiones en proyectos de alto retorno y ciclos cortos para generar crecimiento rentable impulsado por el mercado de exportaciones	MÁS crecimiento
Reducción de la huella operativa y ejecución de NBS para alcanzar nuestra ambición de ser carbono neutrales	MÁS Descarbonización
Reducción de la deuda bruta	MÁS Reducción de la deuda
Uso eficiente de la generación de caja neta de acuerdo a las dinámicas del mercado	MANTENER Flexibilidad

(1) Emisiones de GEI de alcance 1 y 2

Esperamos duplicar la producción acompañado de mayor eficiencia

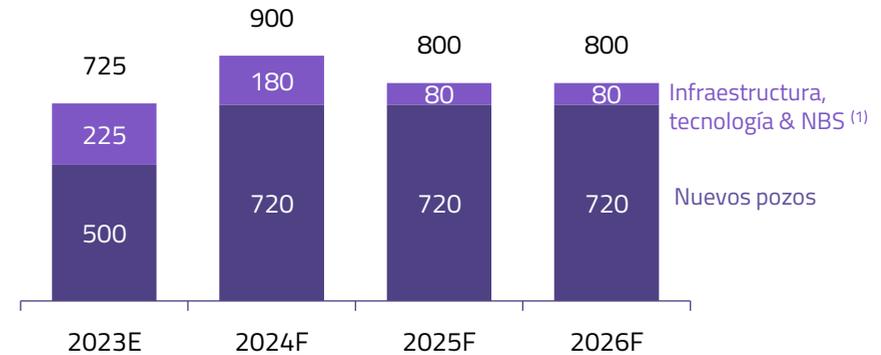
Conexión de pozos shale

Cantidad de pozos



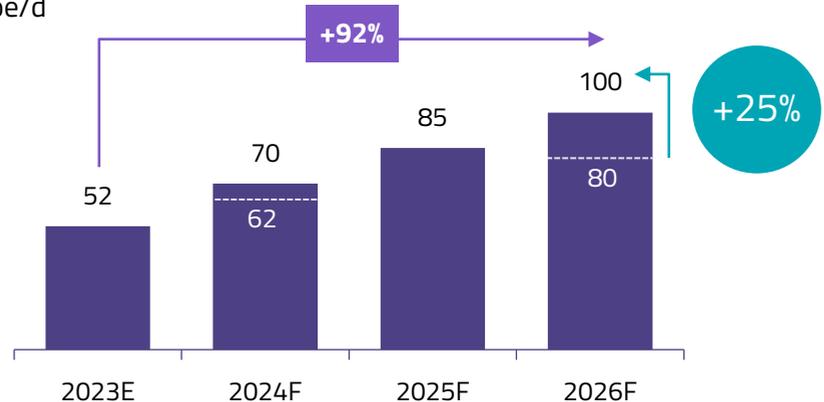
Capex

\$MM



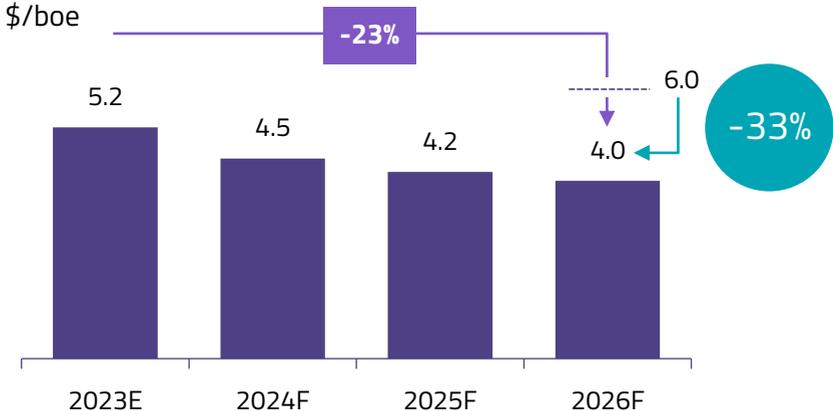
Producción

Mboe/d



Lifting cost (2)

\$/boe



----- Objetivos previos (3)

(1) El capex para infraestructura incluye inversiones en colección y transporte, separación, tratamiento y compresión de gas, tratamiento de crudo y agua, tendido eléctrico y otros. Incluye 20 \$MM por pagos del proyecto de Vaca Muerta Norte durante 2023. No incluye pagos adelantados por los proyectos de expansión de Oldelval y OTE

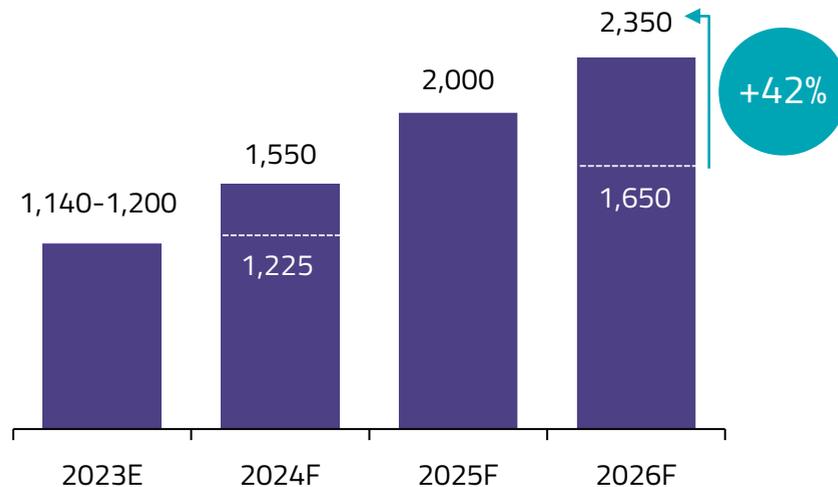
(2) Costos operativos: incluye producción, transporte, tratamiento y servicios de apoyo en campo; excluye fluctuaciones en inventarios de crudo, depreciaciones, regalías, impuestos directos, costos comerciales, exploración, costos de G&A y otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales

(3) Objetivos "previos" hacen referencia a los del plan estratégico publicados durante el Investor Day 2021. Objetivos "nuevos" o "actualizados" hacen referencia a los del plan estratégico publicados durante el Investor Day 2023

Crecimiento de ingresos acelerado por las exportaciones

Ingresos totales ⁽¹⁾

\$MM



----- Objetivos previos ⁽²⁾

+60% volumen de exportación de petróleo en 2026

Proyectamos un crecimiento en los volúmenes de exportación de petróleo de Vista dado que se espera un continuo crecimiento de la producción de Vaca Muerta, por encima del crecimiento de la demanda doméstica

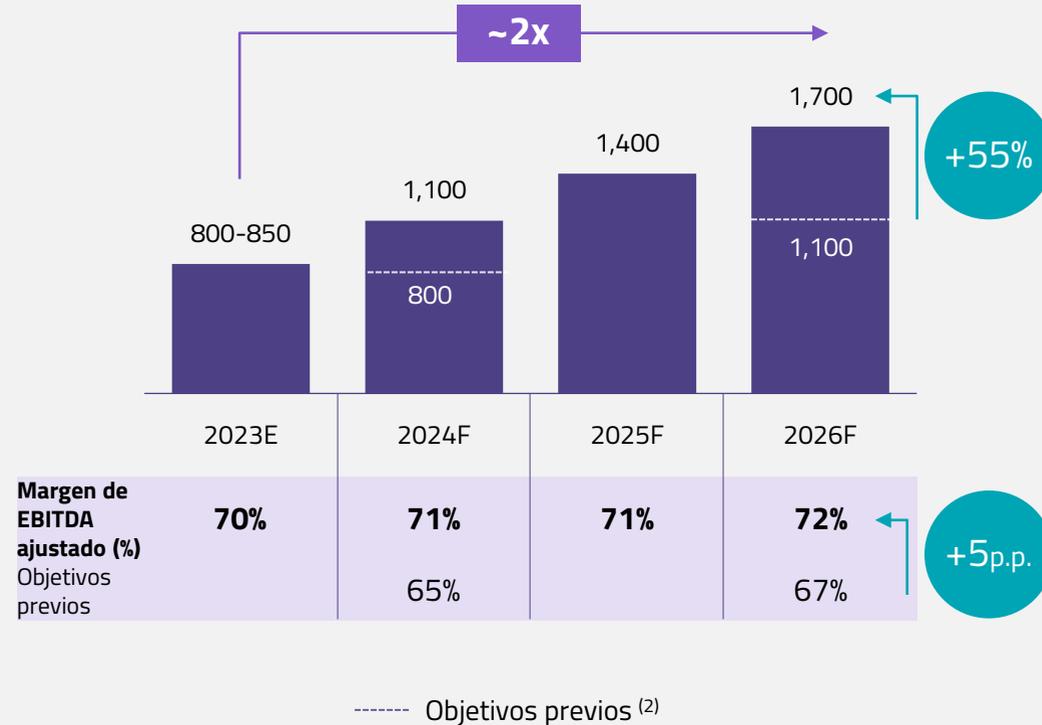
(1) Asume un precio realizado de petróleo de 65 \$/bbl constante en términos reales de Enero 2024

(2) Objetivos "previos" hacen referencia a los del plan estratégico publicados durante el Investor Day 2021. Objetivos "nuevos" o "actualizados" hacen referencia a los del plan estratégico publicados durante el Investor Day 2023

Duplicando el EBITDA ajustado con retornos líderes en la industria

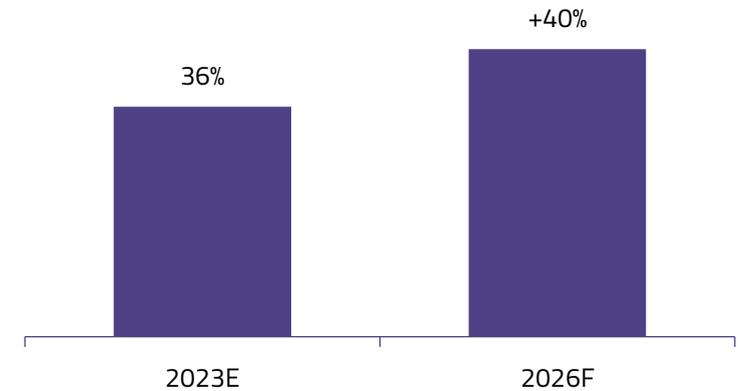
EBITDA ajustado ⁽¹⁾

\$MM



ROACE ⁽³⁾

%



Esperamos mantener el ratio de apalancamiento bruto en 0.4x para 2026 ⁽⁴⁾

(1) EBITDA ajustado = (Pérdida) / Utilidad neta + Impuesto sobre la renta + Resultados financieros netos + Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones + Costos de transacción relacionados a la combinación de negocios + Gastos de reestructuración y reorganización + Ganancia relacionada a la transferencia de activos convencionales + Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales + Deterioro de activos de larga duración + Otros ajustes

(2) Objetivos "previos" hacen referencia a los del plan estratégico publicados durante el Investor Day 2021. Objetivos "nuevos" o "actualizados" hacen referencia a los del plan estratégico publicados durante el Investor Day 2023

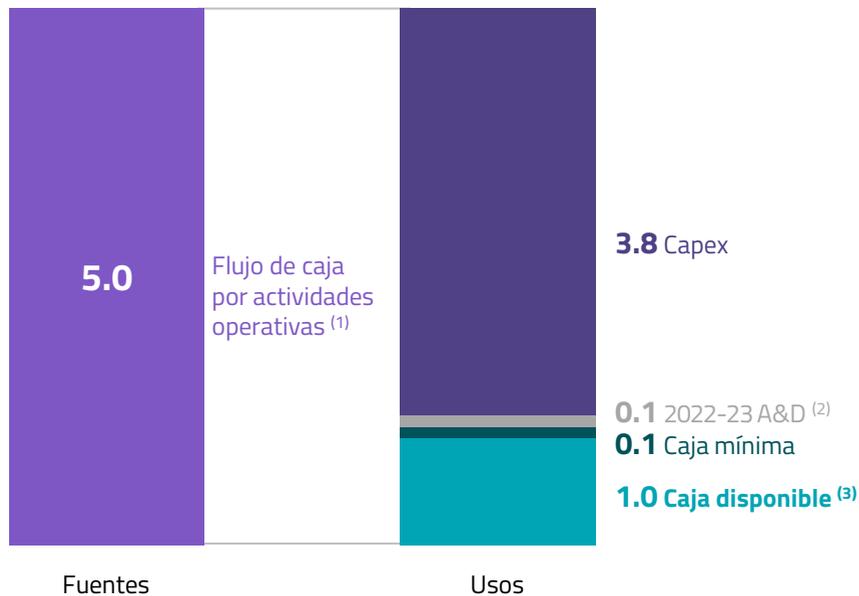
(3) ROACE = Utilidad de Operación / (Deuda total promedio + Capital contable promedio)

(4) Ratio de apalancamiento bruto = Deuda total financiera / EBITDA ajustado

Generación de caja robusta resultaría en retornos superiores a los accionistas

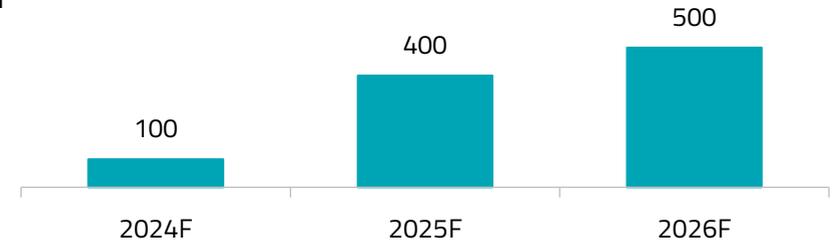
Usos del flujo de caja por actividades operativas

\$Bn, acumulada 2022-26



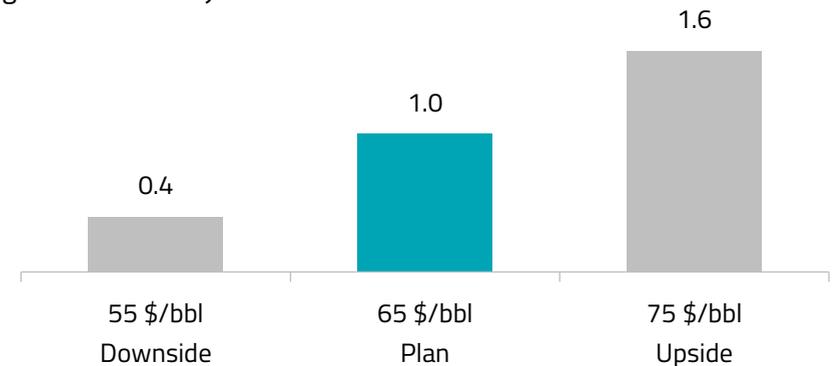
Generación de caja ⁽⁴⁾

\$MM



Sensibilidad al precio realizado de crudo

\$Bn, generación de caja acumulada 2024-26

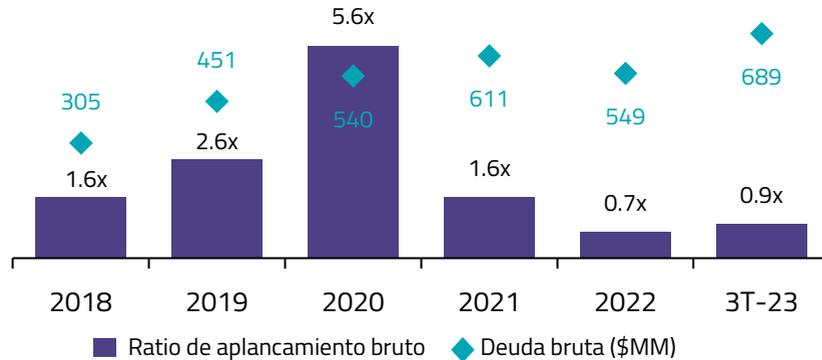


- (1) Flujo de caja por actividades operativas = EBITDA ajustado – impuestos sobre la renta, IVA y pagos de intereses + cambios en el capital de trabajo (incluye gastos prepagados por 148 \$MM por proyectos de expansión de Oldelval y OTE) y otros ajustes. Nota: 5.0 \$Bn mostrados incluyen 0.3 \$Bn de balance de caja al inicio
- (2) Adquisición de Aguada Federal & Bandurria Norte, transferencia de activos convencionales
- (3) Caja disponible = balance de caja al inicio + generación de caja acumulada – caja mínima
- (4) Generación de caja = Flujo de caja por actividades operativas – capex – entrada/(salida) de caja por adquisiciones y desinversiones

Sólida posición financiera para apalancar futuras inversiones

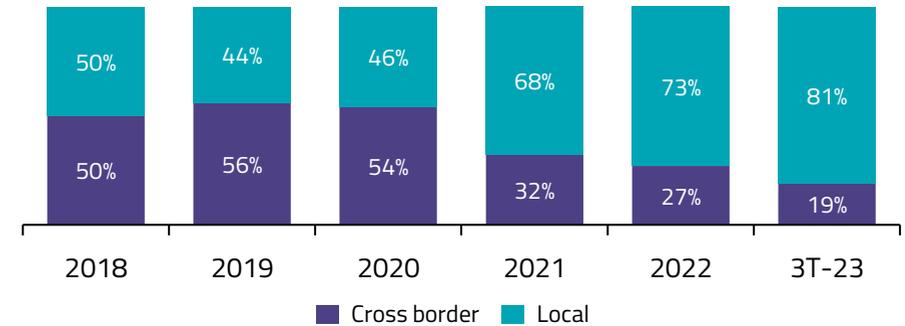
RATIO DE APALANZAMIENTO BRUTO

X EBITDA ajustado



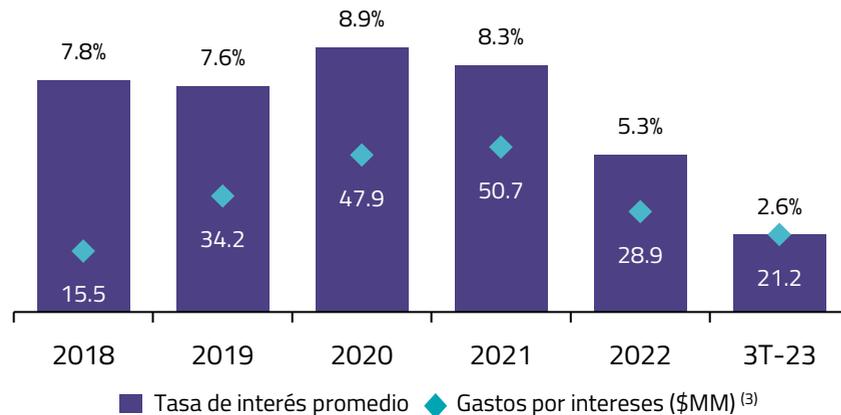
COMPOSICIÓN DE LA DEUDA ⁽²⁾

% de la deuda total



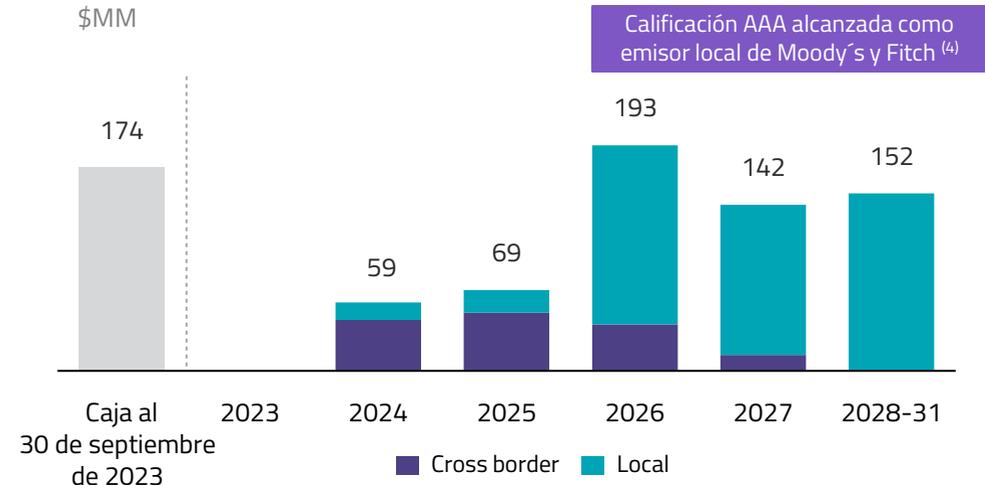
TASA DE INTERÉS PROMEDIO ⁽¹⁾

%



VENCIMIENTOS DE DEUDA ⁽²⁾

\$MM



(1) Incluye deuda denominada en dólares y dolar-linked únicamente

(2) Deuda local incluye deuda cancelada en ARS pesos y Deuda cross border incluye deuda cancelada en dólares. No incluye intereses devengados. Vencimientos de deuda actualizados al 27 de diciembre de 2023

(3) Gasto por intereses de 3T-23 corresponde al estimado para 2023

(4) La calificación corresponde a Vista Energy Argentina S.A.U. para el mercado Argentino: calificación AAA(arg) de FixScr (afiliado de Fitch Ratings), y calificación AAA.ar de Moody's Local

Ambiente, Social & Gobernanza



Desarrollo sustentable de nuestro negocio

- **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
- **Adhesión a los Diez Principios del Pacto Mundial de las Naciones Unidas** en materia de derechos humanos, trabajo, medioambiente y anticorrupción
- 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



Sólido progreso en todos los frentes de ASG en 2022

Ambiental

- Ejecutando un plan en acción para reducir las emisiones en operaciones en 35% al 2026
- Se registró una intensidad de emisiones GEI de 18 kg CO₂e/boe para el año, una reducción de 25% año a año. En el 4T-22, la intensidad fue 14 kgCO₂e/boe ⁽¹⁾
- Se firmó un acuerdo de compra de energía renovable, el cual se proyecta que abastecerá 20% de las necesidades eléctricas de la Compañía en 2023, al tiempo que se planea incrementar gradualmente dicho porcentaje a futuro
- Ejecutando los primeros 7 proyectos de NBS en Argentina, operados por Aike, una subsidiaria de Vista

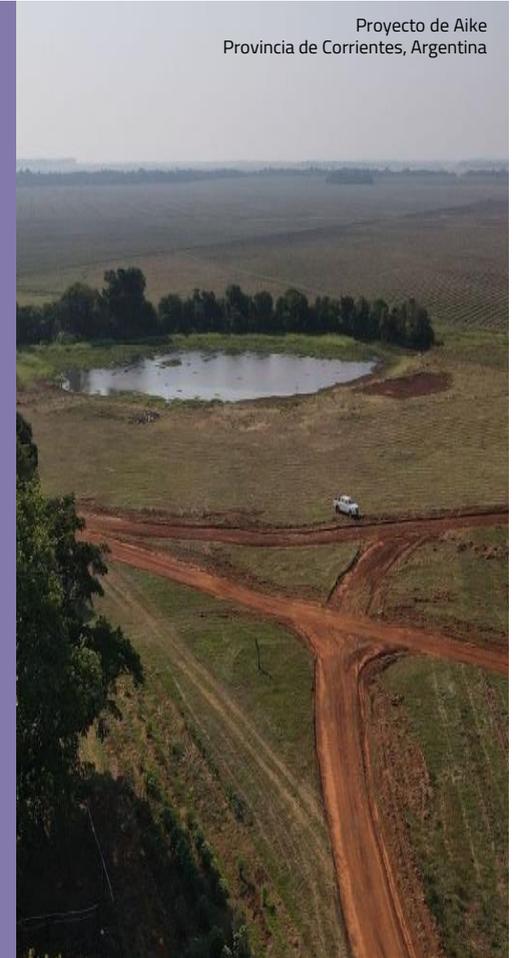
Social

- TRIR > 1 por tercer año consecutivo ⁽¹⁾
- Buen progreso en las iniciativas de género, a través de la contratación, el desarrollo de talento femenino, y el lanzamiento de nuevas políticas y talleres para aumentar el conocimiento de los empleados en dichos temas
- Se implementó el Social Management System para dar soporte al rendimiento social de la Compañía (auditado externamente y siguiendo los estándares de IFC)

Gobernanza

- El 100% de los empleados percibe un bono de corto plazo impactado por el logro de los objetivos ASG
- Se implementaron políticas de Derechos Humanos en línea con las mejores practicas
- Vista fortaleció la gobernanza lanzando políticas relacionadas a la ética laboral e incrementando las horas de entrenamiento al personal relacionadas con dichos temas
- Se implementó un procedimiento de mecanismo público de quejas y se añadió un enlace en la página web de Vista para recibir comentarios de las comunidades y otros grupos de interés.

Proyecto de Aike
Provincia de Corrientes, Argentina



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

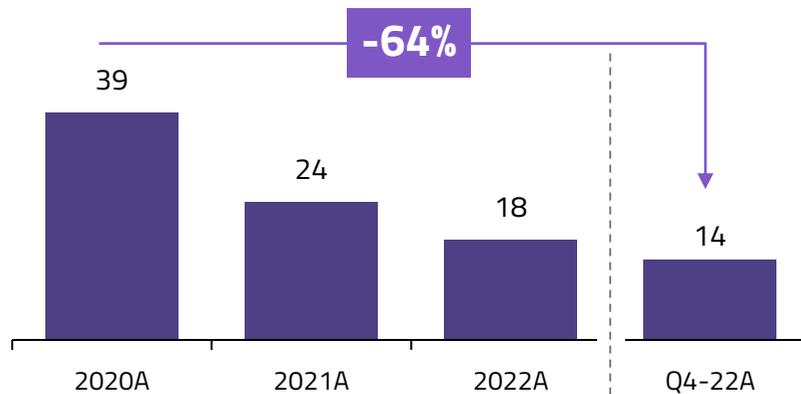
(1) TRIR (Tasa total de accidentes registrables): Número de accidentes registrables x 1,000,000 / Número total de horas trabajadas

(2) Emisiones de gases de efecto invernadero de alcance 1 y 2

Progreso robusto en la descarbonización de nuestras operaciones

Intensidad de emisiones de GEI ⁽¹⁾

kgCO₂e/boe



Proyectos de descarbonización operacional en curso:

- ✓ Unidades de recuperación de vapor
- ✓ Gas blanketing
- ✓ Proceso de deshidratación en glicoleras
- ✓ Implementación de aire en instrumentación

Reducción del objetivo de intensidad de emisiones GEI para 2026 ⁽¹⁾⁽²⁾

↓ 22% a 7 kgCO₂e/boe

Proyectos de descarbonización operacional planeados:

- ✓ Implementación total de aire en la instrumentación
- ✓ Electrificación de unidades de compresión
- ✓ Electrificación de equipos de perforación
- ✓ Energía renovable

(1) Emisiones de gases de efecto invernadero de alcance 1 y 2

(2) Objetivos "previos" hacen referencia a los del plan estratégico publicados durante el Investor Day 2021. Objetivos "nuevos" o "actualizados" hacen referencia a los del plan estratégico publicados durante el Investor Day 2023

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 mas eficiente en costos, comparada con los centenares de potenciales tecnologías de transición energética, se espera un capex anual para NBS de 5-10 \$MM desde 2022 a 2026

aike 

Se inició la ejecución de los proyectos de NBS

Se estableció Aike para diseñar, gestionar y ejecutar los proyectos de compensaciones de carbono, con personal experto local

- ✓ Se adquirieron **6,000 ha** en Corrientes y comenzamos proyectos de ARR ⁽¹⁾. Plantamos 2.2 MM de árboles en ~2,200 ha
- ✓ Se firmó un acuerdo de ganadería sustentable con propietarios de ~**6,000 ha** en Santa Fe y Salta
- ✓ Se compraron ~**5,000 ha** para un proyecto de REDD+ ⁽²⁾ en Salta
- ✓ Se firmó un acuerdo de agricultura sustentable con el propietario de ~**2,400 ha** en Buenos Aires

(1) ARR (por sus siglas en inglés) corresponde a forestación, reforestación y revegetación

(2) REDD+ (por sus siglas en inglés) corresponde a la reducción de las emisiones debidas a la deforestación y la degradación de los bosques, además de la gestión sostenible de los mismos y de la conservación y mejora de las reservas de carbono

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

Miguel Galuccio Presidente del consejo y CEO

- 30 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

+20 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

30 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 Cheriñacov – Director de Planificación Estratégica y Relación con Inversionistas

+15 años de experiencia en estrategia de E&P, gestión de portfolios 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 de Americas Society / Council of the Americas; Miembro del consejo de administración de The Tinker Foundation, Scotiabank y Mercado Libre

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

Mauricio Doehner 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 pública 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 – 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'Aéronautique et de l'Espace (Sup'Aero), Francia

Germán Losada – Independiente

Co-fundador, Presidente y Director de operaciones de VEMO, con 10+ años en private equity, invirtiendo en el sector energético

- Título 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 1,150 locaciones bajo desarrollo en Vaca Muerta con resultados sólidos

Operador de bajo costo, enfocado totalmente en las operaciones de petróleo shale

Sólida posición financiera para apalancar futuro crecimiento

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

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

Única oportunidad de inversión pública "pure-play" en Vaca Muerta

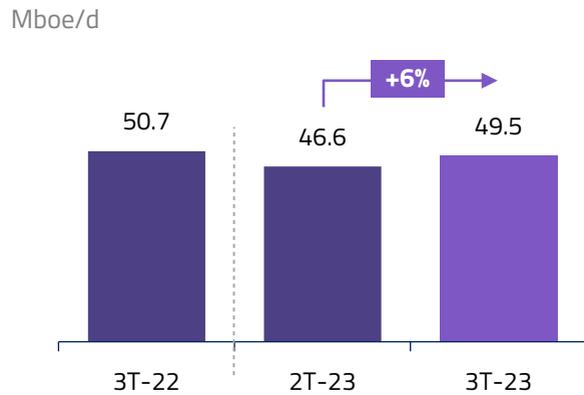


Apéndice

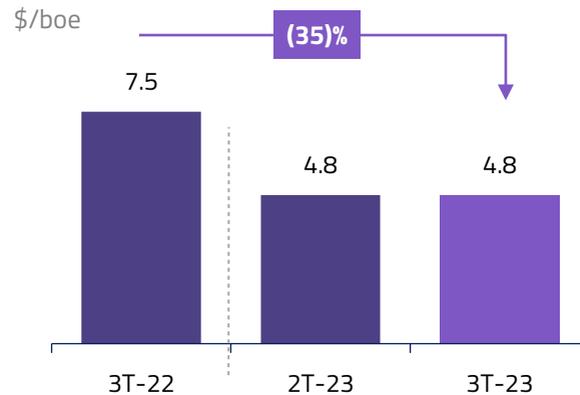


Aspectos destacados de 3T-23

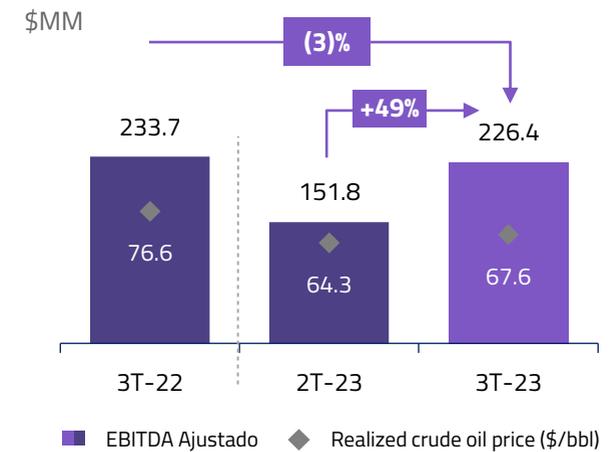
PRODUCCIÓN



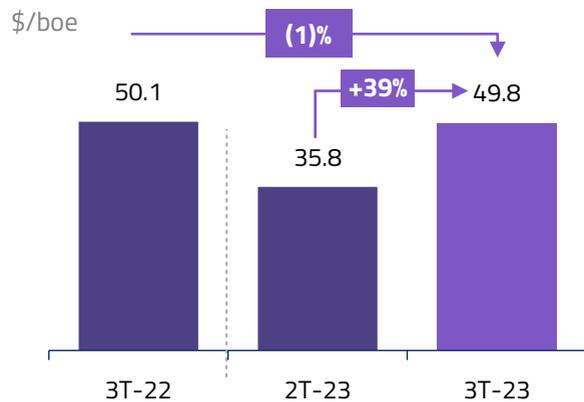
LIFTING COST (1)



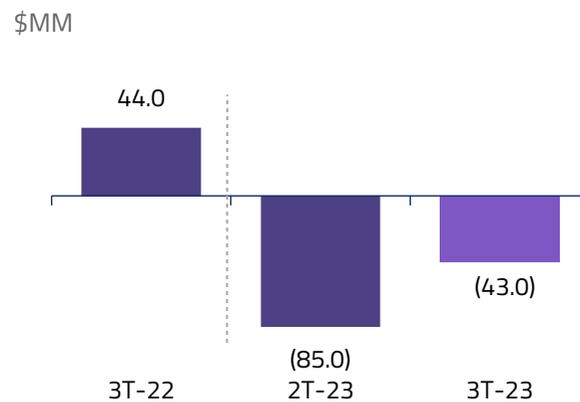
EBITDA AJUSTADO (2)



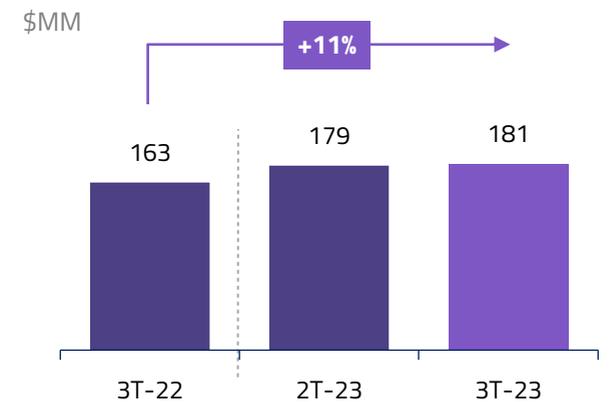
NETBACK (3)



FREE CASH FLOW (4)



CAPEX



(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, costos de G&A y otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales

(2) EBITDA ajustado = (Pérdida) / Utilidad neta + Impuesto sobre la renta + Resultados financieros netos + Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones + Costos de transacción relacionados a la combinación de negocios + Gastos de reestructuración y reorganización + Ganancia relacionada a la transferencia de activos convencionales + Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales + Deterioro de activos de larga duración + Otros ajustes.

(3) Netback = EBITDA ajustado (en \$MM) dividido por la producción total (en Mboe)

(4) Free cash flow = flujo de efectivo de las actividades operativas + flujo de efectivo de las actividades de inversión

Financiamiento: actividad en el mercado de capitales

Financiamiento de ~885 \$MM a través de un dual-listing en NYSE y la emisión de 22 series de bonos argentinos

VIST
LISTED
NYSE

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

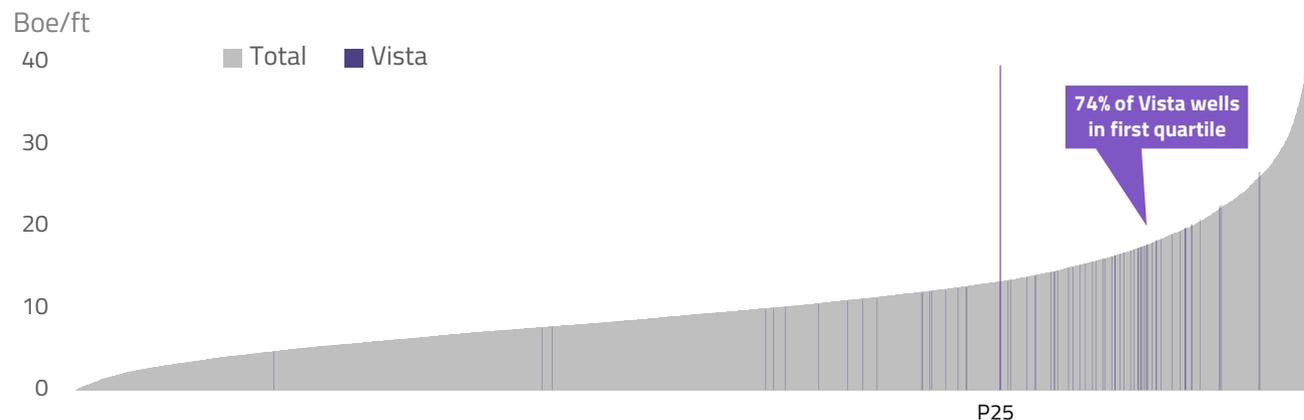
Serie	Fecha de emisión	Moneda	Plazo	Principal ⁽¹⁾	Intereses anuales
VI	4 dic 2020	ARS Pesos (USD-linked)	48 meses	10.0 \$MM	3.24% pagaderos trimestralmente
XI	27 ago 2021	ARS Pesos (USD-linked)	48 meses	9.2 \$MM	3.48% pagaderos trimestralmente
XII	27 ago 2021	ARS Pesos (USD-linked)	120 meses	100.8 \$MM	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
XV	6 dic 2022	USD	26 meses	13.5 \$MM	4.00% pagaderos trimestralmente
XVI ⁽²⁾	6 dic 2022	ARS Pesos (USD-linked)	42 meses	104.2 \$MM	0%
XVII	6 dic 2022	ARS Pesos (USD-linked)	48 meses	39.1 \$MM	0%
XVIII	3 mar 2023	ARS Pesos (USD-linked)	48 meses	118.5 \$MM	0%
XIX	3 mar 2023	ARS Pesos (USD-linked)	60 meses	16.5 \$MM	1.00% pagaderos trimestralmente
XX	6 jun 2023	USD	25 meses	13.5 \$MM	4.50% pagaderos trimestralmente
XXI	11 de ago 2023	ARS Pesos (USD-linked)	60 meses	70.0 \$MM	0.99% pagaderos trimestralmente
XXII	5 de dic 2023	USD	30 meses	14.7 \$MM	5.00% pagaderos semestralmente

(1) La serie XII será amortizada en 15 cuotas semestrales, con tres años de gracia, el resto de las series serán amortizadas en modo bullet al vencimiento

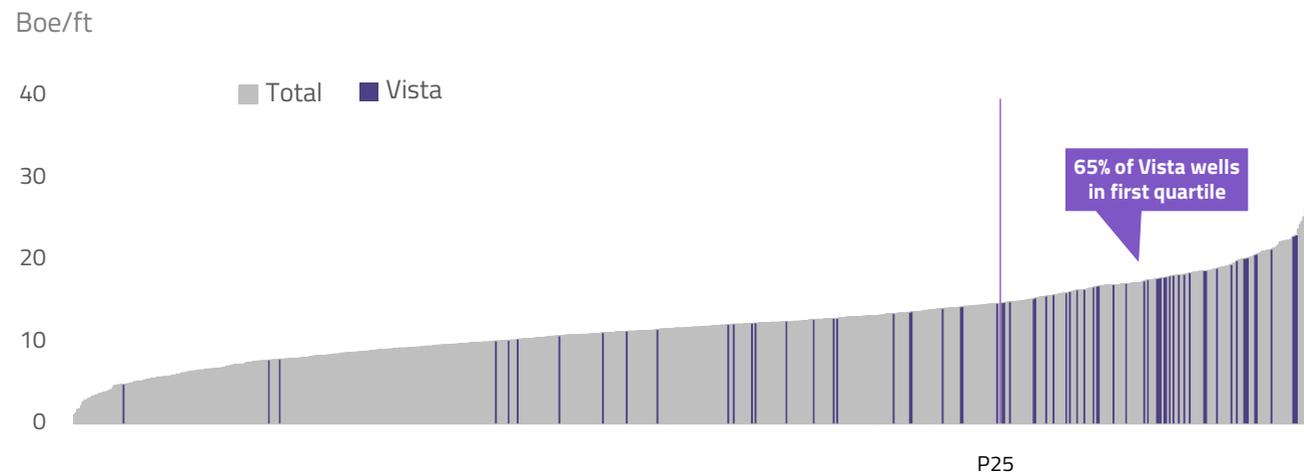
(2) 40.8 \$MM emitidos el 29 de mayo de 2023

Productividad superior comparada con pozos de Permian y Vaca Muerta

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

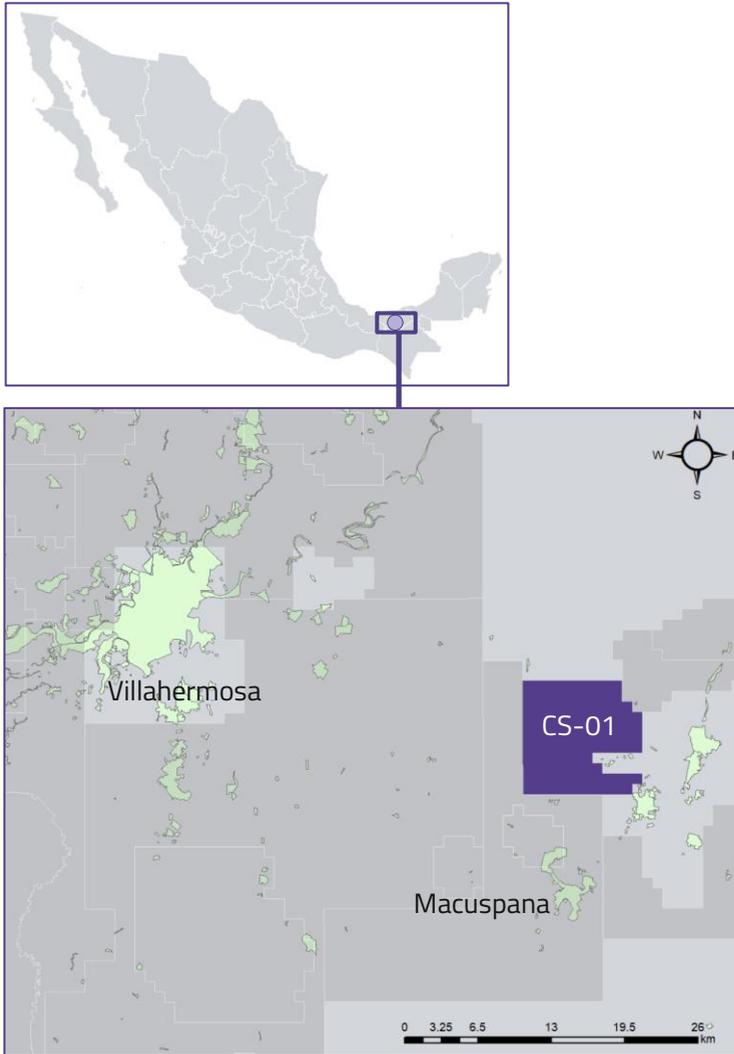


Pozos Vaca Muerta – producción de petróleo acumulada 90 días ⁽²⁾



- (1) Incluye un total de 12,907 pozos de Permian y los primeros 69 pozos de Vista. Pozos de petróleo horizontales desde 2012 (>70% contenido de petróleo). Fuente: Rystad Energy
 (2) Incluye un total de 614 pozos de Vaca Muerta y los primeros 69 pozos de Vista. Pozos de petróleo horizontales desde 2012 (>70% contenido de petróleo). Fuente: Rystad Energy

Resumen de activos en México



■ 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 en 2023:** 6
- **Reservas probadas 2022:** 4.0 MMboe ⁽¹⁾
- **Producción 3T-23:** 0.8 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

Balance consolidado

En \$M	Al 30 de septiembre de 2023	Al 31 de diciembre 2022
Propiedad, planta y equipos	1,814,370	1,606,339
Crédito Mercantil	22,576	28,288
Otros activos intangibles	7,386	6,792
Activos por derecho de uso	59,584	26,228
Inversiones en asociadas	7,075	6,443
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	159,363	15,864
Activos por impuestos diferidos	335	335
Total Activos No Corrientes	2,070,689	1,690,289
Inventarios	5,426	12,899
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	254,854	90,406
Caja, bancos e inversiones corrientes	173,789	244,385
Total Activos Corrientes	434,069	347,690
Total Activos	2,504,758	2,037,979
Pasivos por impuestos diferidos	300,991	243,411
Pasivos por arrendamiento	30,528	20,644
Provisiones	30,697	31,668
Préstamos	587,580	477,601
Beneficios a empleados	13,154	12,251
Total Pasivos No corrientes	962,950	785,575
Provisiones	2,043	2,848
Pasivos por arrendamiento	35,325	8,550
Préstamos	101,095	71,731
Salarios y contribuciones sociales	16,380	25,120
Impuesto sobre la renta	28,030	58,770
Otros impuestos y regalías	15,580	20,312
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	236,925	221,013
Total pasivos corrientes	435,378	408,344
Total Pasivos	1,398,328	1,193,919
Total Capital Contable	1,106,430	844,060
Total Capital Contable y Pasivos	2,504,758	2,037,979



Estado de resultados consolidado

En \$M	Periodo entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2023	Periodo entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2022
Ingreso por ventas a clientes	289,686	333,502
Ingresos por ventas de petróleo crudo	272,557	311,986
Ingresos por ventas de gas natural	16,396	20,138
Ingresos por ventas de GLP	733	1,378
Costo de ventas	(135,483)	(145,356)
Costos de operación	(21,924)	(34,704)
Fluctuación del inventario de crudo	(1,209)	(4,571)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(70,600)	(66,910)
Regalías	(31,581)	(39,171)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	(10,169)	-
Utilidad bruta	154,203	188,146
Gastos de ventas	(17,673)	(14,047)
Gastos generales y de administración	(15,031)	(15,860)
Gastos de exploración	148	(175)
Otros ingresos operativos	23,849	9,263
Otros gastos operativos	153	(564)
Utilidad de operación	145,649	166,763
Ingresos por intereses	299	294
Gastos por intereses	(4,842)	(6,744)
Otros resultados financieros	(27,375)	(29,453)
Resultados financieros netos	(31,918)	(35,903)
Utilidad antes de impuestos	113,731	130,860
(Gasto) por impuesto sobre la renta corriente	(1,378)	(68,457)
Beneficio (gasto) por impuesto sobre la renta diferido	(29,251)	14,258
(Gasto) por impuesto sobre la renta	(30,629)	(54,199)
Utilidad neta del período	83,102	76,661
Otros resultados integrales	60	(35)
Total utilidad integral del período	83,162	76,626

- (1) EBITDA ajustado = (Pérdida) / Utilidad neta + Impuesto sobre la renta + Resultados financieros netos + Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones + Costos de transacción relacionados a la combinación de negocios + Gastos de reestructuración y reorganización + Ganancia relacionada a la transferencia de activos convencionales + Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales + 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 opcionales + ganancia por baja de activos + otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales + deterioro de activos de larga duración.

RECONCILIACIÓN EBITDA AJUSTADO (1)

En \$MM	3T-23	3T-22
Utilidad / (Pérdida) Neta	83.1	76.7
(+) Impuesto sobre la renta	30.6	54.2
(+) Resultados financieros netos	31.9	35.9
Utilidad de Operación	145.6	166.8
(+) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	70.6	66.9
(+) Gastos de reestructuración y reorganización y otros ajustes	-	-
(+) Deterioro de activos de larga duración	-	-
(+) Ganancia por baja de activos	-	-
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	10.2	-
EBITDA Ajustado (1)	226.4	233.7
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%)</i>	78%	70%

UTILIDAD NETA AJUSTADA (2)

En \$MM	3T-23	3T-22
Utilidad / Pérdida Neta	83.1	76.7
Ajustes:		
(+) Impuesto sobre la renta diferido	29.3	(14.3)
(+) Cambios en el valor razonable de los títulos	-	17.0
(+) Deterioro de activos de larga duración	-	-
(+) Ganancia por baja de activos	-	-
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	10.2	-
Ajustes a la Utilidad/Pérdida Neta	39.4	2.7
Utilidad / Pérdida Neta Ajustada	122.5	79.4
<i>EPS ajustado (\$/acción)</i>	1.29	0.92