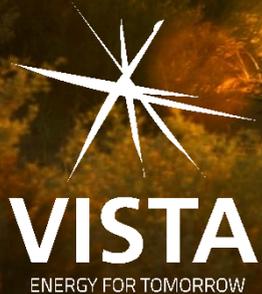


PRESENTACIÓN A INVERSIONISTAS

Junio 2024



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 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 1,150 locaciones bajo desarrollo en Vaca Muerta, incluyendo 110 pozos ya perforados
- Productividad de pozos shale oil entre las mejores de la cuenca
- 318.5 MMboe de reservas probadas (85% petróleo) al FA 2023
- Capacidad para tratar y evacuar ~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 55.0 Mboe/d en 1T-24
- Se exportó el 39% de los volúmenes de venta de petróleo durante 1T-24, con 57% de los volúmenes del trimestre vendidos a paridad de exportación
- 4.3 \$/boe de lifting cost en 1T-24, 69% debajo de 2018 ⁽¹⁾
- Organización plana y ágil, liderada por un management team experimentado en oil & gas

Sólido balance y rendimientos financieros

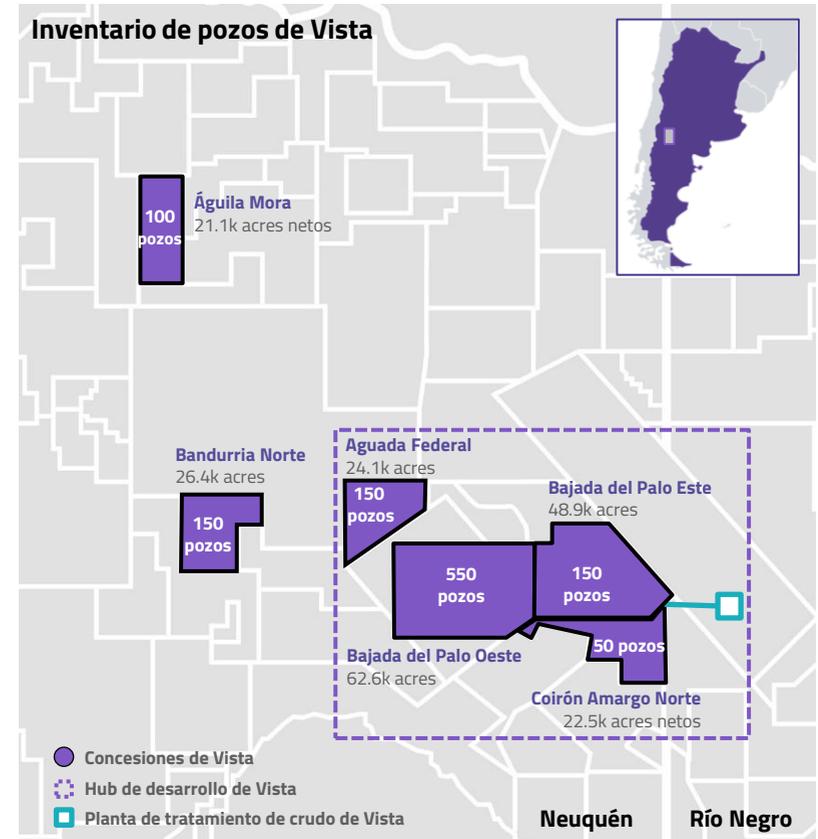
- Balance sólido con 151.7 \$MM en caja, y un ratio de apalancamiento neto de 0.58x al 1T-24
- EBITDA Ajustado de 221 \$MM, resultando en un margen de EBITDA ajustado de 68% con un precio realizado de crudo de 70.3 \$/bbl en 1T-24 ⁽²⁾

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⁾

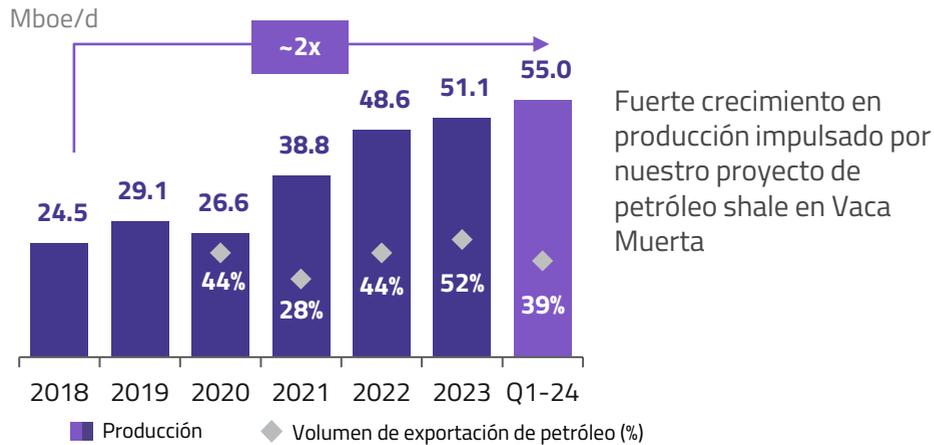
- (1) Lifting cost incluye la producción, el transporte, el tratamiento y los servicios de apoyo al campo; excluye las fluctuaciones de crudo, la depreciación, el agotamiento y la amortización, regalías y otros, los gastos de venta, los gastos de exploración, los gastos generales y administrativos y Otros costos no erogables 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. Margen de EBITDA ajustado = EBITDA ajustado / (Ingresos Totales + Ganancias del Programa de Incremento de las Exportaciones)
- (3) Emisiones de alcance 1 y 2

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

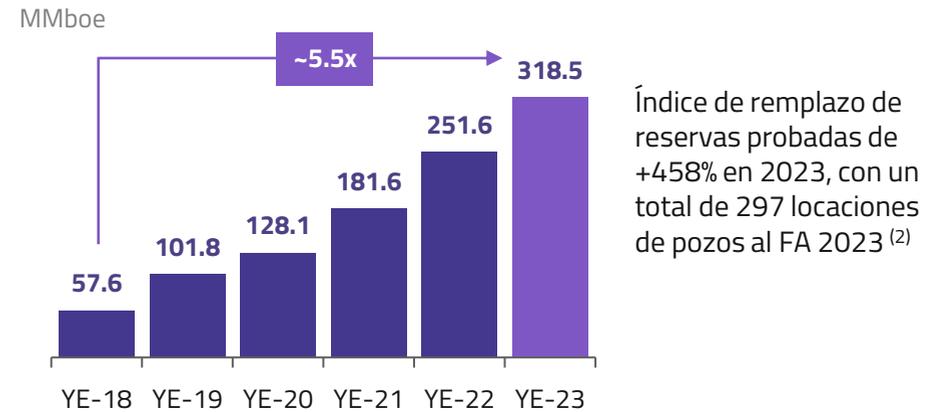


Aspectos destacados de Vista

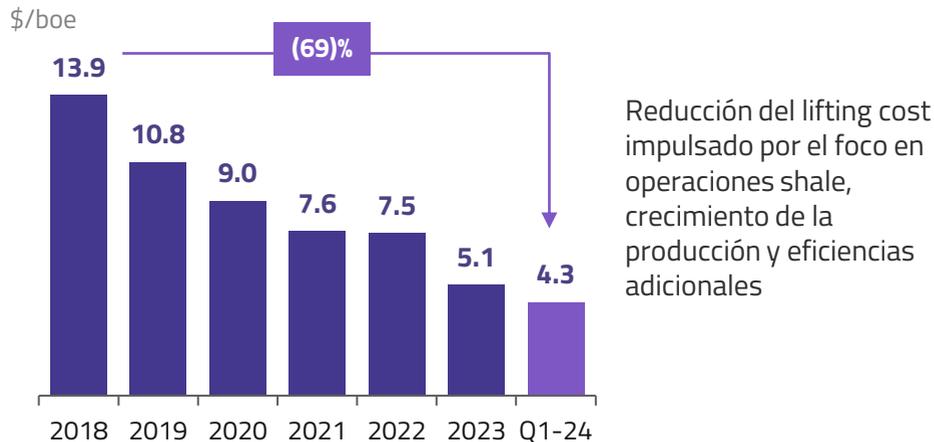
PRODUCCIÓN



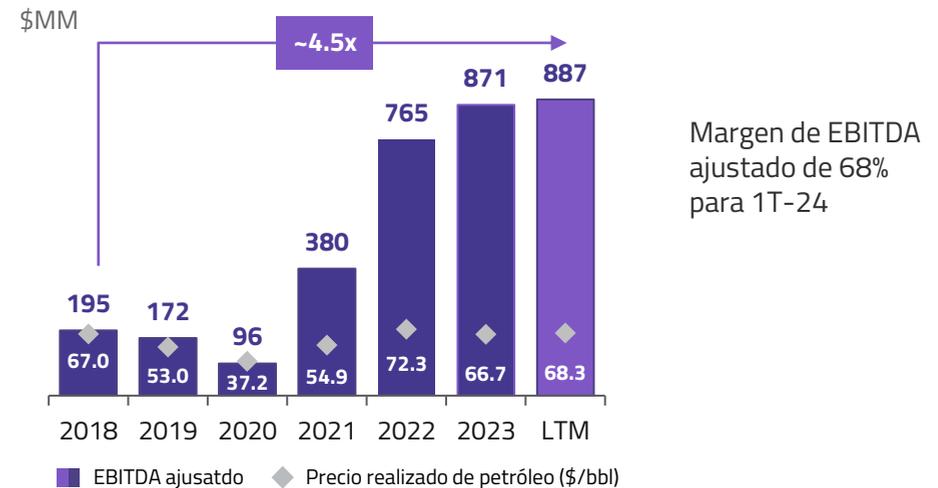
RESERVAS PROBADAS



LIFTING COST POR BOE ⁽³⁾



EBITDA AJUSTADO ⁽⁴⁾



Nota: producción, lifting cost per boe y EBITDA ajustado del 1T-18 incluyen resultados pro forma agregando producción y costos de activos adquiridos el 4 de abril del 2018

(1) 105 locaciones probadas desarrolladas y 192 locaciones probadas no desarrolladas

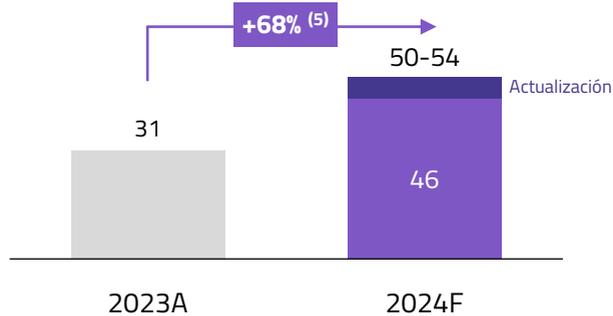
(2) Lifting cost por boe: incluye producción, transporte, tratamiento y servicios de apoyo en campo; excluye fluctuaciones en inventarios de crudo, depreciaciones, regalías, impuestos directos, costos comerciales, exploración, costos de G&A y otros costos no erogables en efectivo relacionados con la 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. Margen de EBITDA ajustado = EBITDA ajustado / (Ingresos Totales + Ganancias del Programa de Incremento de las Exportaciones)

Proyecciones para 2024 ⁽¹⁾

ACTIVIDAD

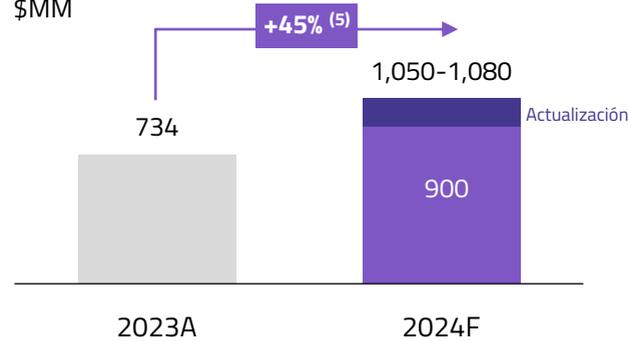
de pozos conectados



- Actividad enfocada en BPO, BPE y AF
- Actualización de la proyección de actividad, impulsado por un tercer rig dedicado, el cual se espera agregue entre 4 y 8 pozos durante 4T-24

CAPEX ⁽²⁾

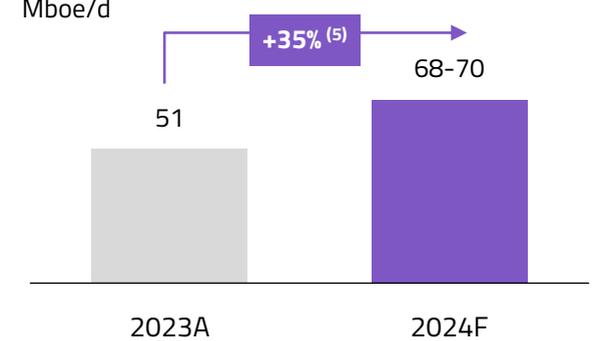
\$MM



- Impulsado por mayor actividad de D&C e inversiones en instalaciones y evacuación para futuro crecimiento
- Proyección actualizada de capex refleja 8 pozos adicionales conectados más instalaciones

PRODUCCIÓN

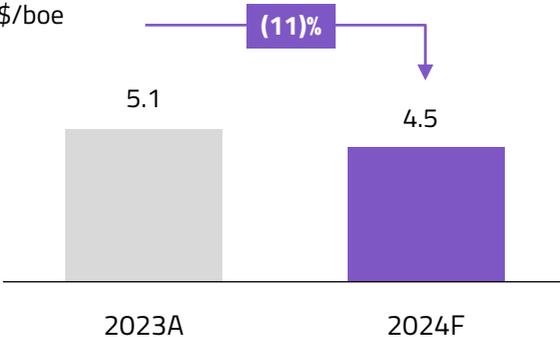
Mboe/d



- Proyectando un sólido crecimiento interanual cada trimestre
- Proyectando producción total de 85 Mboe/d en 4T-24, impulsado por conexión de pozos adicionales

LIFTING COST ⁽³⁾

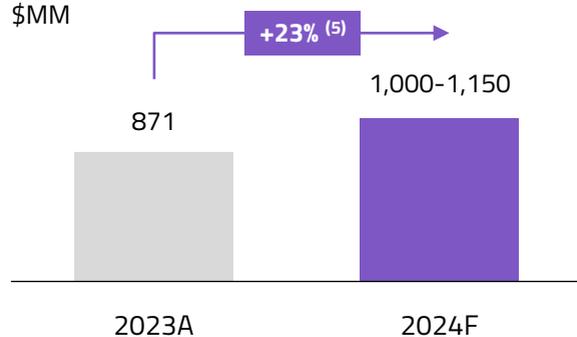
\$/boe



- Mayormente impulsado por crecimiento en la producción total

EBITDA Ajustado ⁽⁴⁾

\$MM



- Basado en un rango de producción de 68-70 Mboe/d y de precio realizado de petróleo de 65-70 \$/bbl. El precio realizado de petróleo del 2023 fue 66.7 \$/bbl

Planeamos seguir implementando proyectos de reducción de intensidad de emisiones GEI durante 2024 ⁽⁶⁾

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

(2) No incluye pagos adelantados a Oldelval o OTE por los proyectos de expansión

(3) Lifting cost por boe: 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

(4) EBITDA ajustado = (Pérdida) / Utilidad neta + Impuesto sobre la renta + Resultados financieros netos

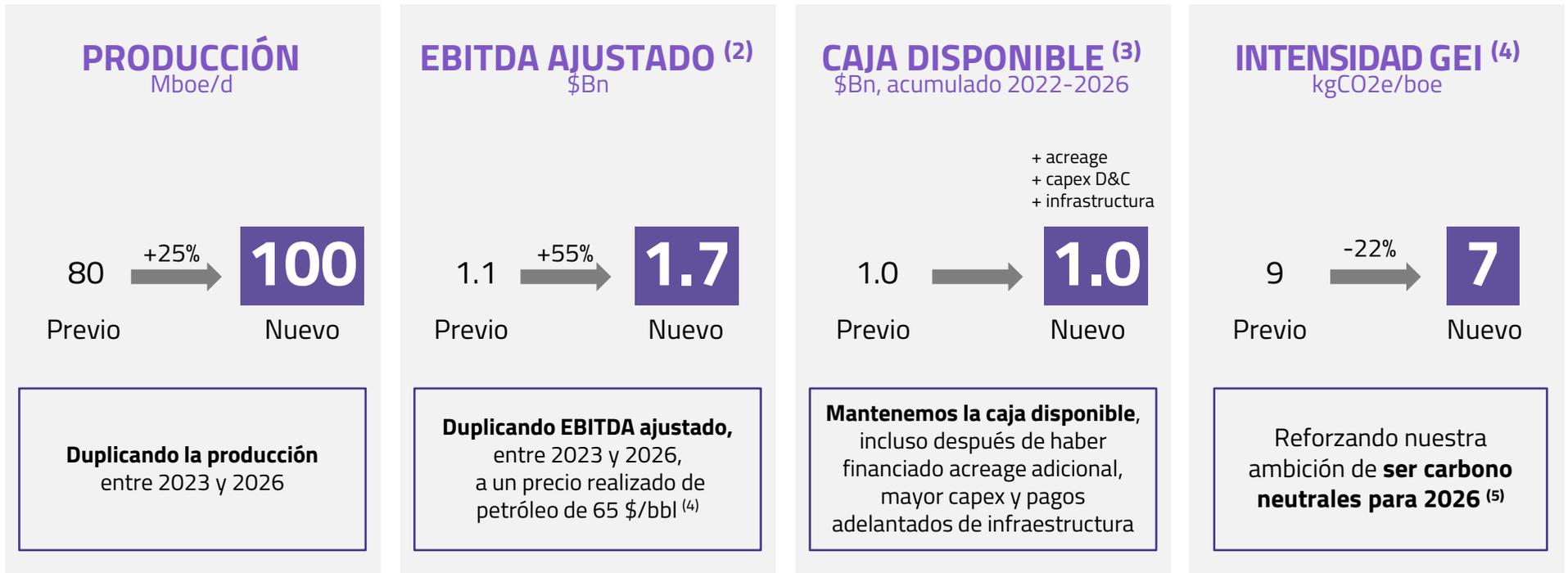
+ Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones + Costos de transacción relacionados a la combinación de negocios + Gastos de reestructuración y reorganización + Ganancia relacionada a la transferencia de activos convencionales + Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales + Deterioro de activos de larga duración + Otros ajustes.

(5) Porcentaje de crecimiento calculado con el punto medio del rango proyectado

(6) Emisiones de GEI de alcance 1 y 2

Impulsando la creación de valor sostenible

INCREMENTANDO LOS OBJETIVOS A 2026 ⁽¹⁾



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

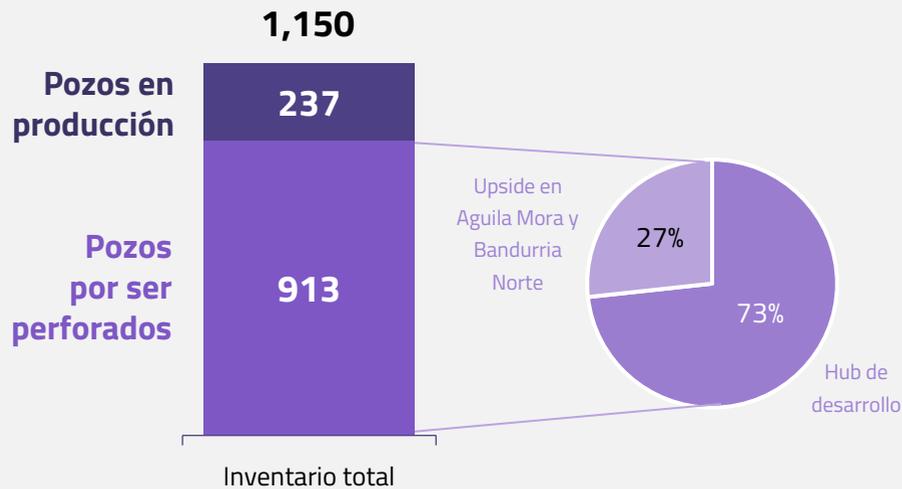
Vista en 2026

GENERACIÓN DE CAJA ANUAL ESPERADA ⁽¹⁾

~500 \$MM

INVENTARIO ESPERADO

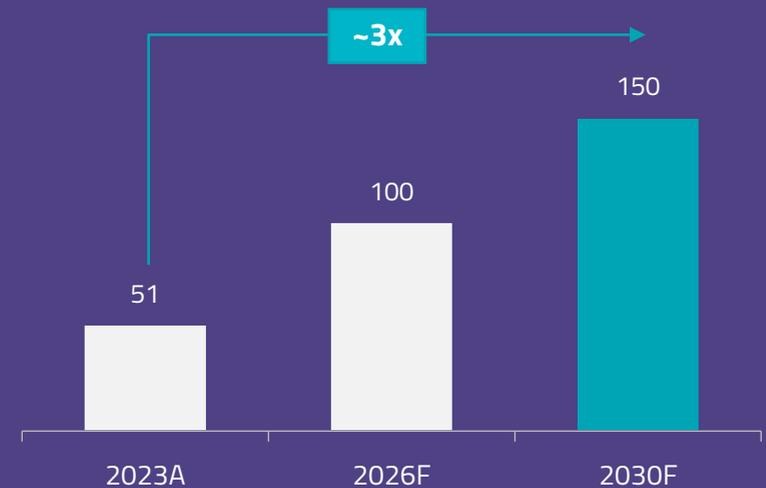
Número de pozos



Nuestra visión para 2030

PRODUCCIÓN ESPERADA

~150 Mboe/d



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

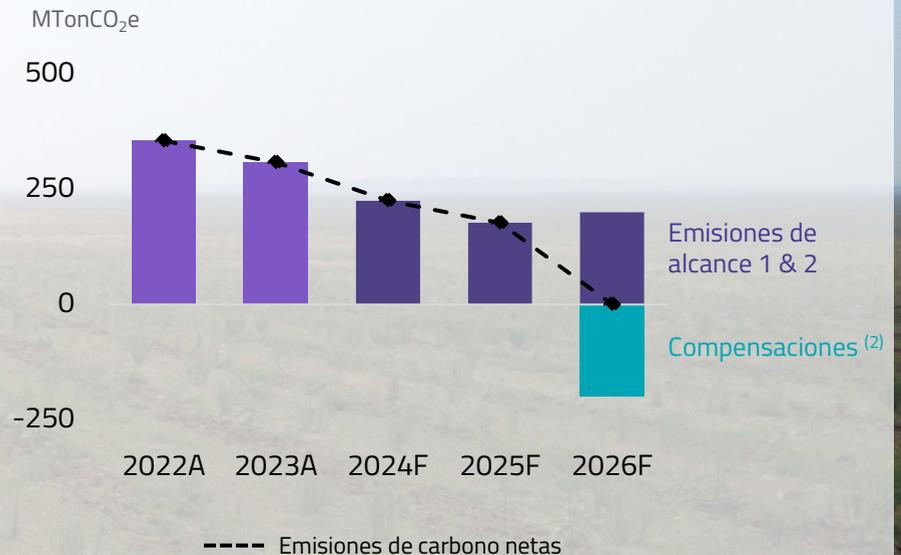
Hoja de ruta para cumplir la ambición de cero emisiones netas



Aspirando a alcanzar cero emisiones netas en 2026 ⁽¹⁾

- Nuestra prioridad es continuar reduciendo nuestra huella de carbono operacional al implementar tecnologías ya disponibles
- Redujimos las emisiones de GEI desde 39.4 kgCO₂e/boe en 2020 a 15.6 kgCO₂e/boe en 2023 ⁽¹⁾
- 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 actualmente está ejecutando 9 proyectos de NBS para Vista en Argentina, cubriendo 26,000 ha, 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 2023 1P (MMboe)	Producción 1T 2024 (Mboe/d)	Operador
Mac.	CS-01	100%	10.1	0.8	Sí
Total			10.1	0.8	

Activos en Argentina

Cuenca (1)	Bloque	W.I. (%)	Reservas netas 2023 1P (MMboe)	Producción 1T 2024 (Mboe/d)	Operador
Neuquina	Bajada del Palo Este (conv.)	100%	2.0	0.3	Sí
	Bajada del Palo Este (shale)	100%	38.1	3.5	Sí
	Bajada del Palo Oeste (conv.)	100%	2.0	0.9	Sí
	Bajada del Palo Oeste (shale)	100%	219.8	40.6	Sí
	Coirón Amargo Norte	84.6%	0.3	0.1	Sí
	Águila Mora	90%	1.3	1.3	Sí
	Aguada Federal	100%	39.3	3.3	Sí
	Bandurria Norte	100%	-	-	Sí
Neuquina transferidos (2)	Entre Lomas (3)	-	2.9	2.3	No
	Agua Amarga (4)	-	0.3	0.1	No
	25 de Mayo Medanita	-	1.0	0.8	No
	Jaguel de los Machos	-	0.8	1.0	No
	Subtotal	-	5.0	4.2	No
NO	Acambuco	1.5%	0.6	0.2	No
Total			308.4	54.3	

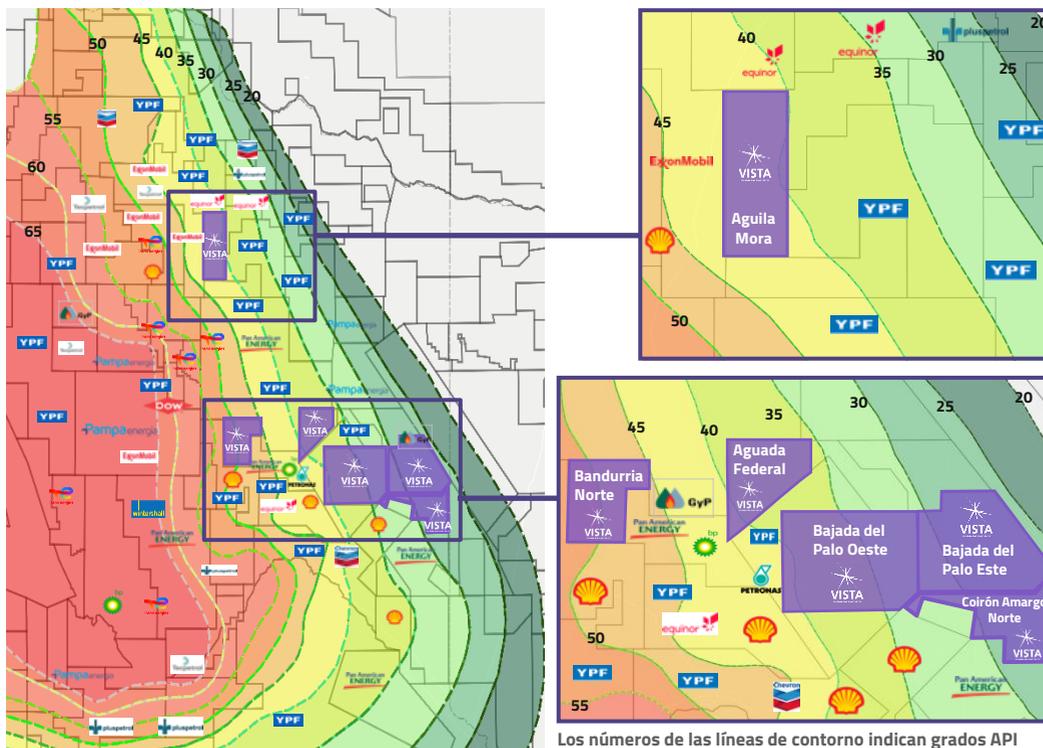
(1) Cuencas: Mac. = Macuspana; NO = Noroeste

(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 la producción y reservas de petróleo y gas, y del 100% de la 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

Acreage en Vaca Muerta



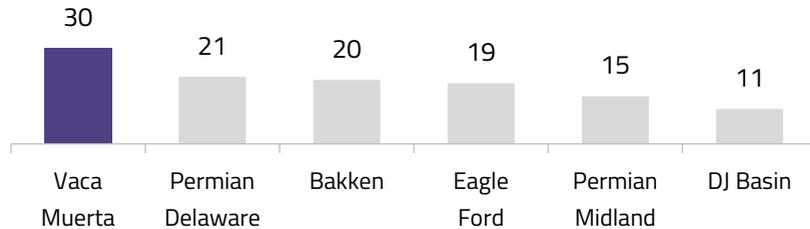
	ACRES NETOS	PLAZO DE CONCESIÓN	INVENTARIO DE POZOS	POZOS CONECTADOS	OPERADOR
Bajada del Palo Oeste	62,641	2053	550	94	Vista
Aguada Federal	24,058	2050	150	10	Vista
Bajada del Palo Este	48,853	2053	150	4	Vista
Coirón Amargo Norte	22,508	2037	50	-	Vista
Total del hub de desarrollo	158,060		900	108	
Águila 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	110	

110 pozos conectados en Vaca Muerta, con significativo potencial de crecimiento respaldado por nuestro inventario de 1,150 pozos

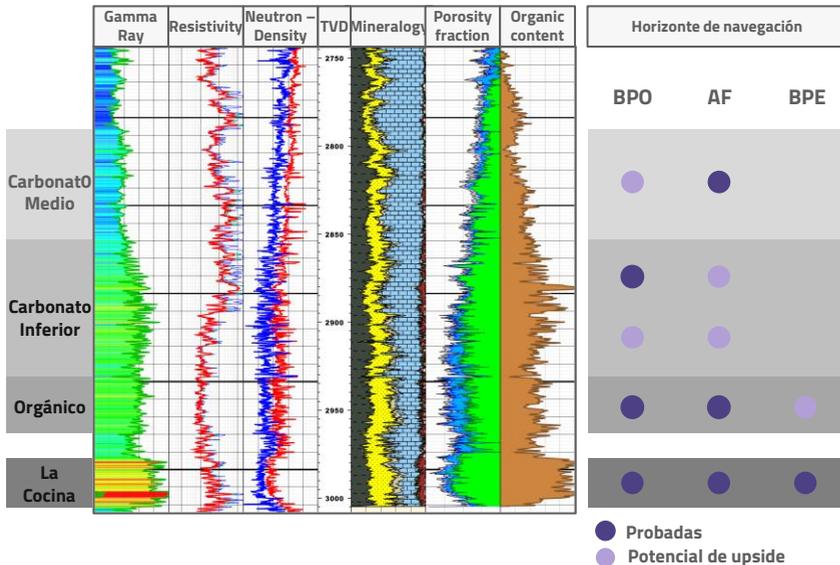
Hub de desarrollo en Vaca Muerta

Productividad promedio por pozo superior (1)

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

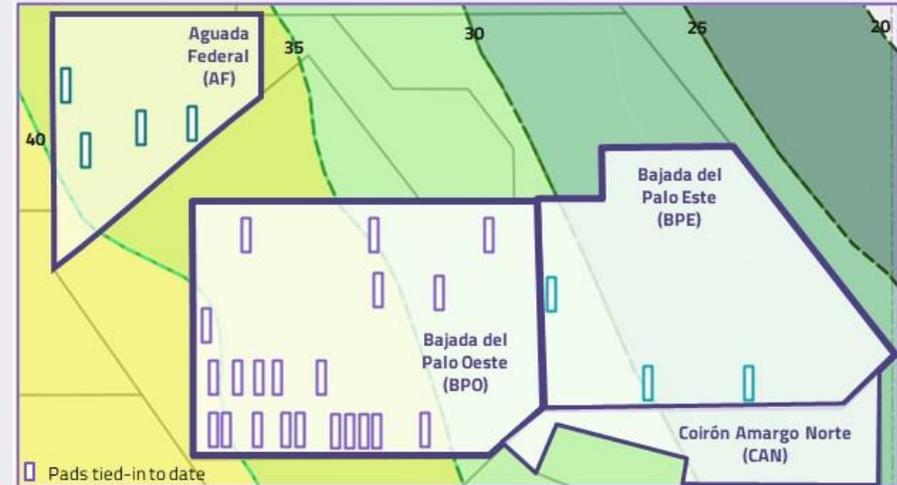


Múltiples horizontes de navegación potenciales



- (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 79 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

Progreso en el hub de desarrollo



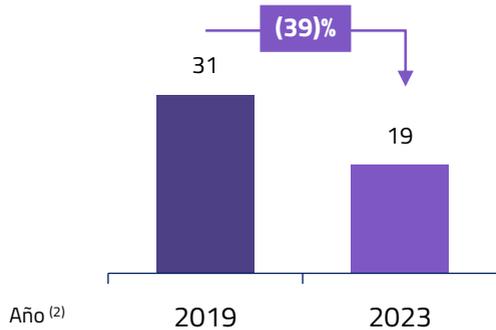
- Sólido rendimiento a la fecha en BPO, con 94 pozos conectados y produciendo en promedio 6% por encima de la curva tipo ⁽²⁾ ⁽³⁾
- De-riesgo de Bajada del Palo Este a través de la perforación y completación de 4 pozos en los pads BPE-1, BPE-2 y BPE-3
- En Aguada Federal, se completaron y conectaron los primeros 10 pozos. Se completó la construcción del oleoducto que conecta con BPO
- Infraestructura instalada con capacidad para tratar hasta ~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

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

Evolución de las métricas de D&C

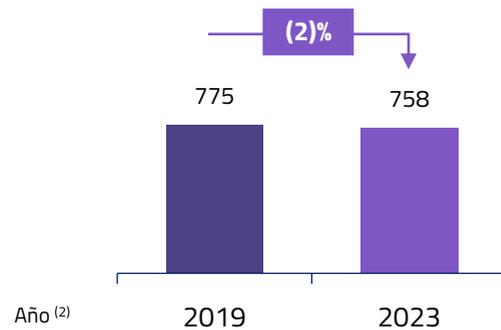
DÍAS DE PERFORACIÓN

Días/pozo



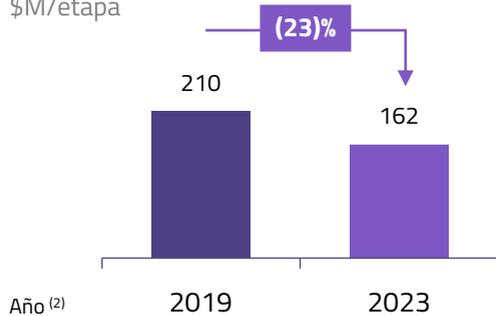
COSTO POR PIE LATERAL (1)

\$/ft



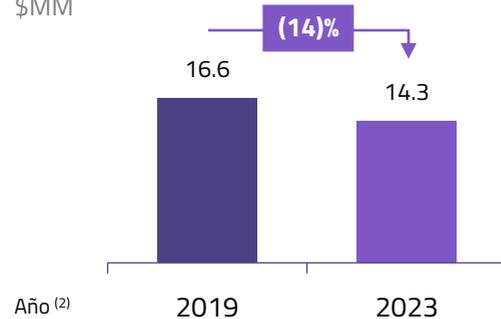
COSTO DE COMPLETACIÓN

\$/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

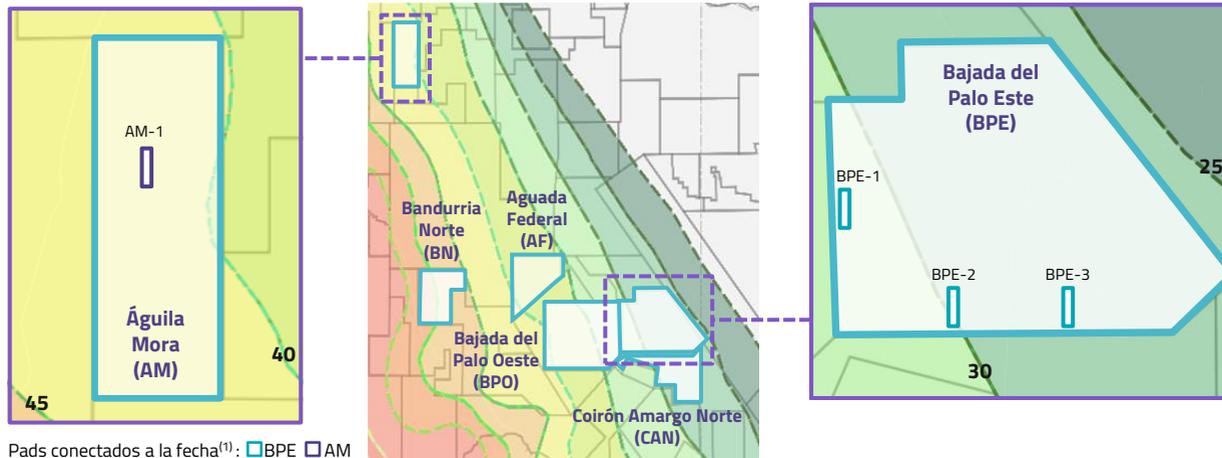
(1) Normalizado a un pozo estándar de 2,800 metros de rama lateral y 47 etapas de fractura

(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-21 para 90 días, pads BPO-1 al BPO-15 para 360 días, y pads BPO-1 al BPO-10 para 720 días

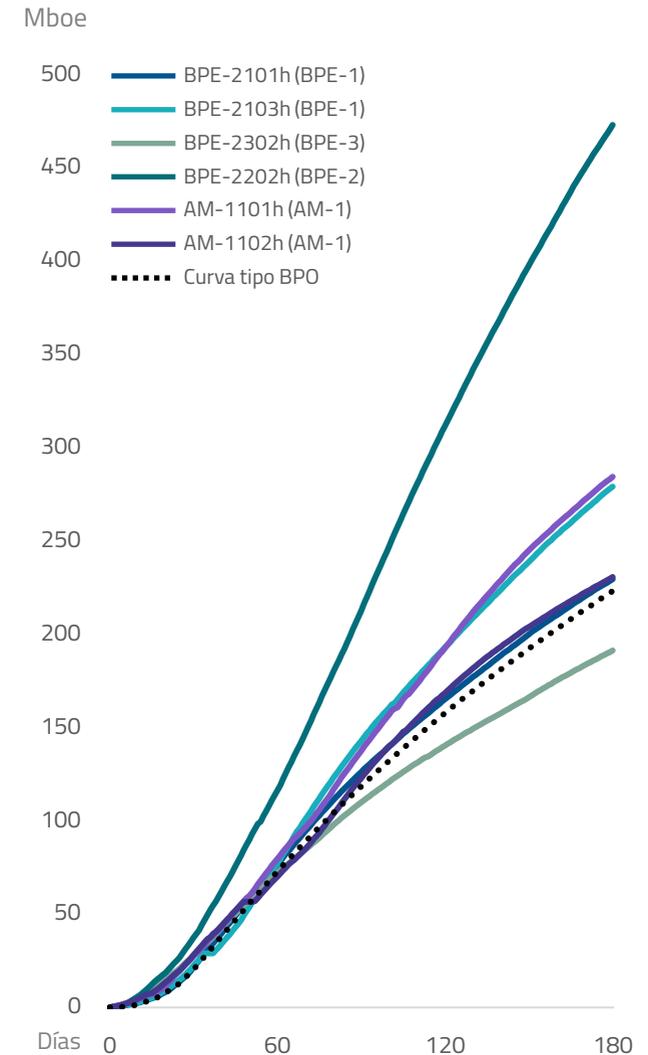
Pilotos exitosos extienden el inventario listo para perforar a hasta 1,150 pozos

ACTUALIZACIÓN DE LA ACTIVIDAD



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

PRODUCTIVIDAD DE POZOS



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 16% por encima de la curva tipo de BPO después de 180 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

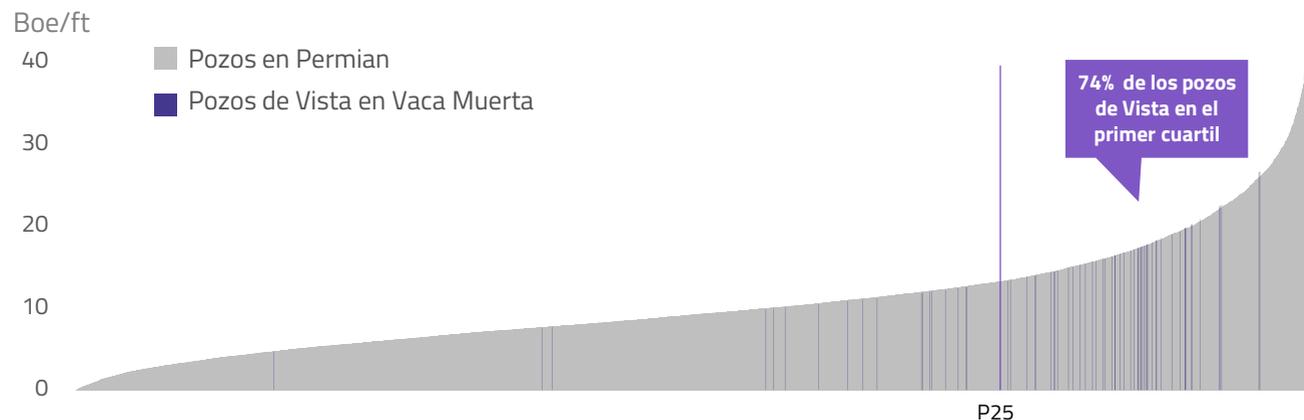
BAJADA DEL PALO ESTE

- El pozo BPE-2202h en el pad BPE-2 muestra una productividad robusta con producción acumulada 112% por encima de la curva tipo de BPO después de 180 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 14% debajo de la curva tipo de BPO después de 180 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⁾

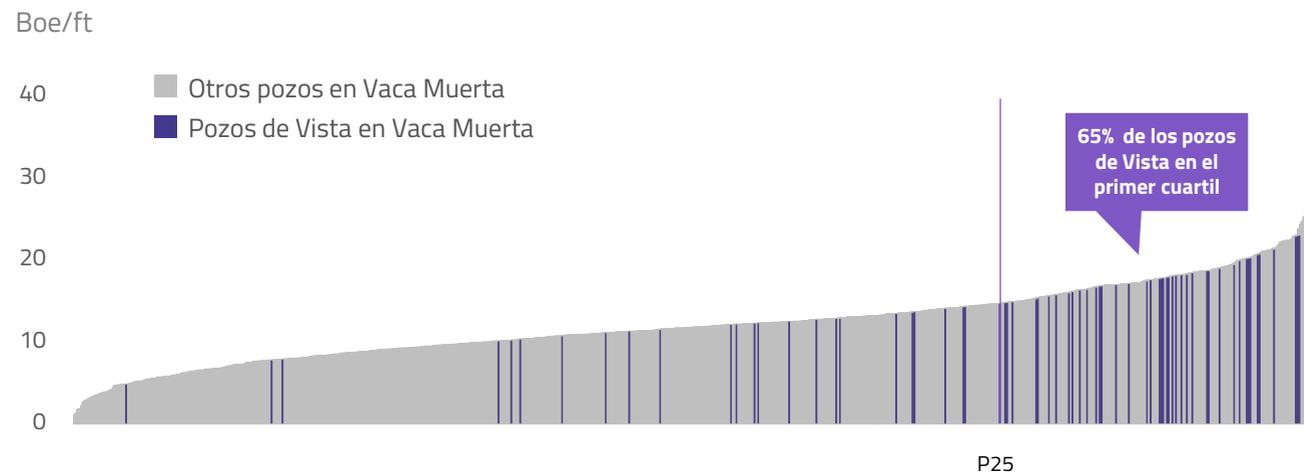
(1) AM-1 es un pad de 2 pozos, y BPE-2 y BPE-3 son pads de un pozo
 (2) Normalizado a un pozo estándar de 2,800 metros de rama lateral y 47 etapas de fractura

Productividad superior comparada con pozos de Permian y Vaca Muerta

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



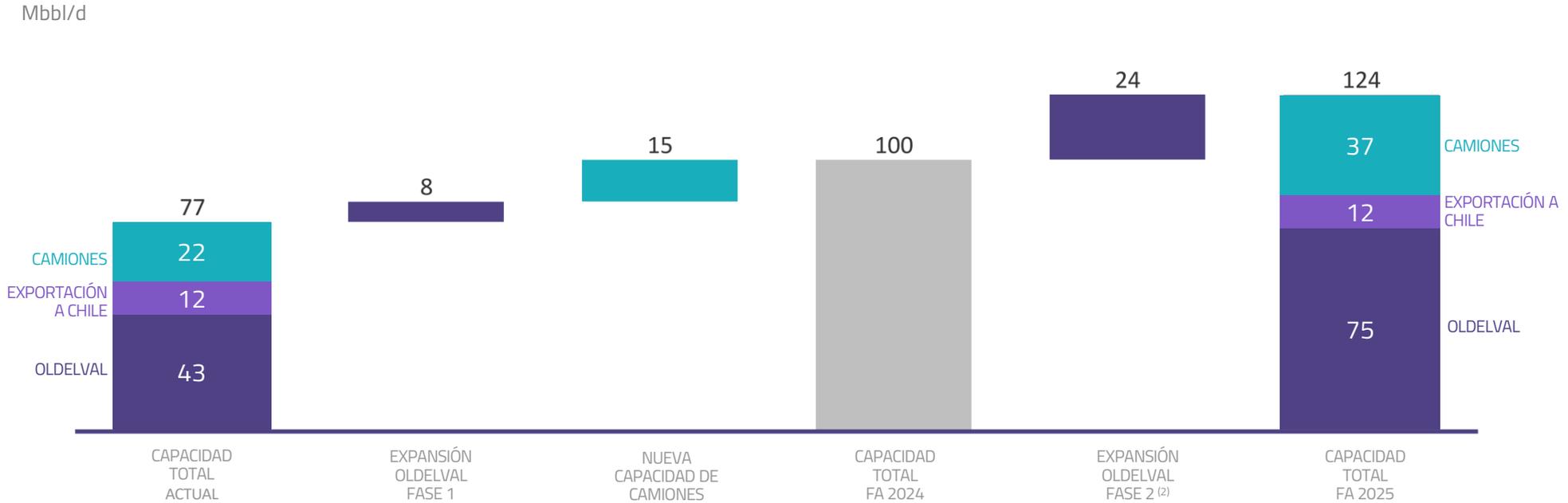
Pozos en Vaca Muerta – producción de petróleo acumulada 90 días ⁽²⁾



- (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

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

CAPACIDAD DE EVACUACIÓN DE PETRÓLEO ⁽¹⁾



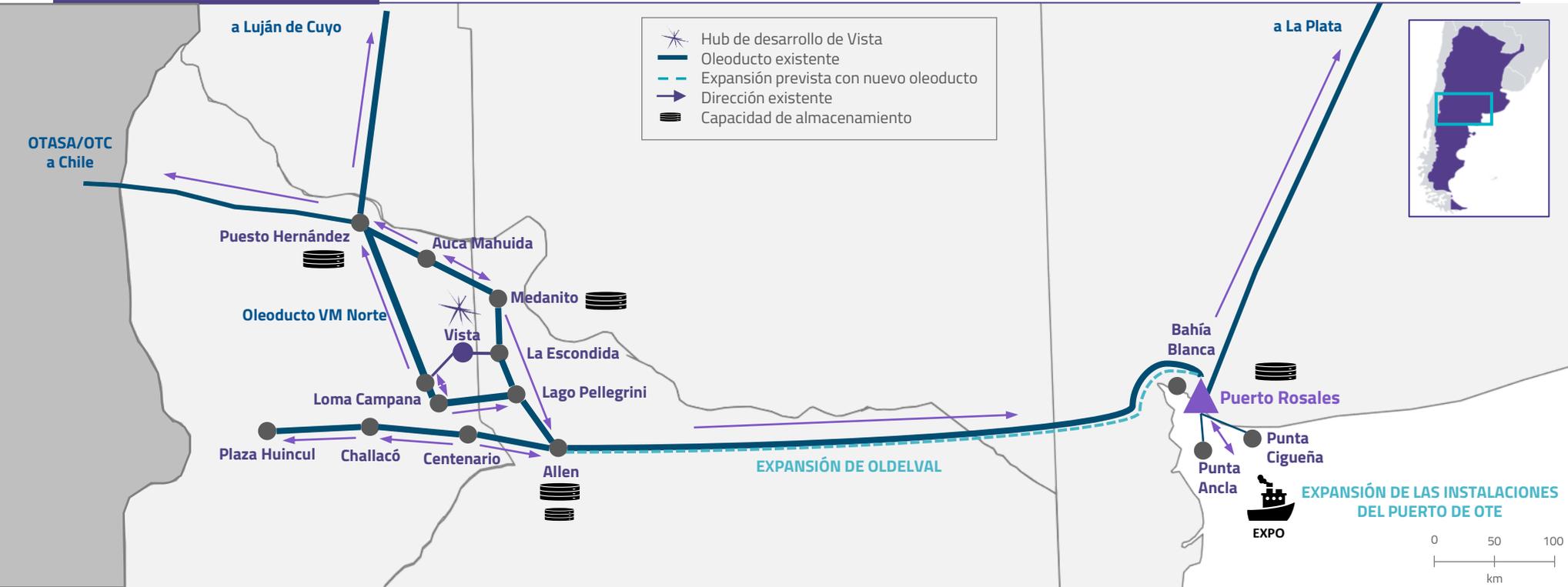
- Participación del 8% en el oleoducto **Vaca Muerta Norte** incrementará la capacidad de exportación a Chile a hasta **12.5 Mbbl/d** (estimado para 2T-24)
- 31.5 Mbbl/d** de capacidad de transporte incremental asegurada en la expansión de Oldelval
- 37.4 Mbbl/d** de capacidad asegurada en la expansión de las instalaciones del puerto de OTE

Capacidad total de evacuación de petróleo estimada en 124 Mbbl/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 9 Mbbl/d correspondientes a agentes reductores de fricción usados a mayo 2024

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 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

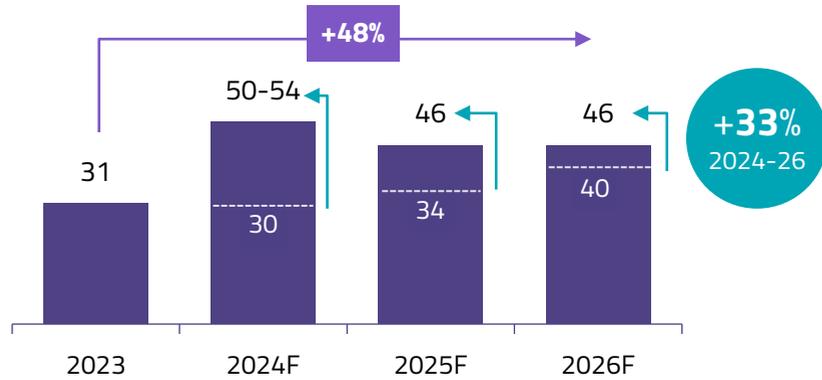
Inversiones en proyectos de alto retorno y ciclos cortos para generar crecimiento rentable impulsado por el mercado de exportaciones	MÁS crecimiento
Reducción de la huella operativa y ejecución de NBS para alcanzar nuestra ambición de ser carbono neutrales	MÁS Descarbonización
Reducción de la deuda bruta	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

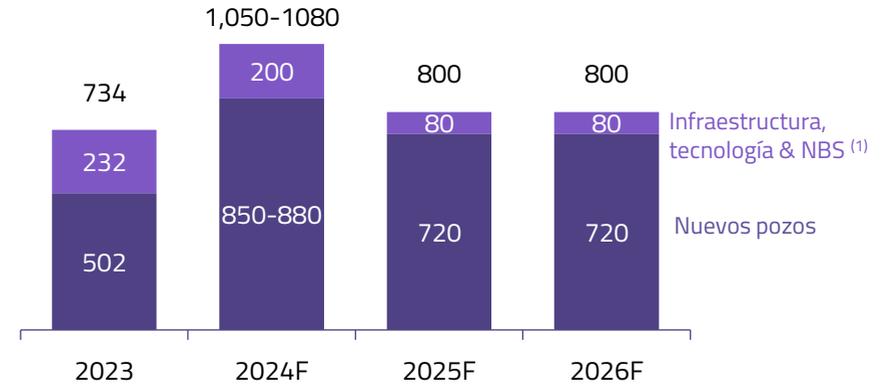
Conexión de pozos shale

Cantidad de pozos



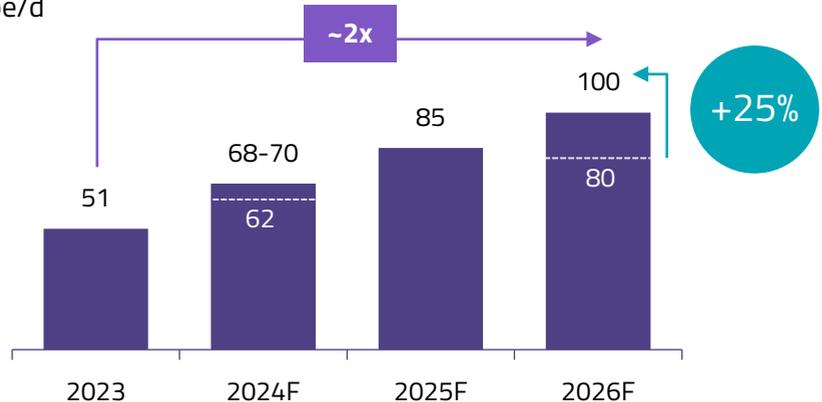
Capex

\$MM



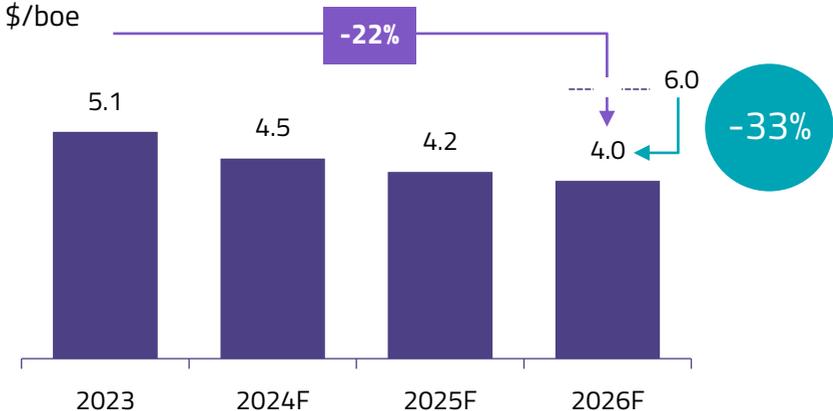
Producción (2)

Mboe/d



Lifting cost (3)

\$/boe



----- Objetivos previos (4)

(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

(2) Excluye el impacto de la actualización de la proyección de capex de 2024

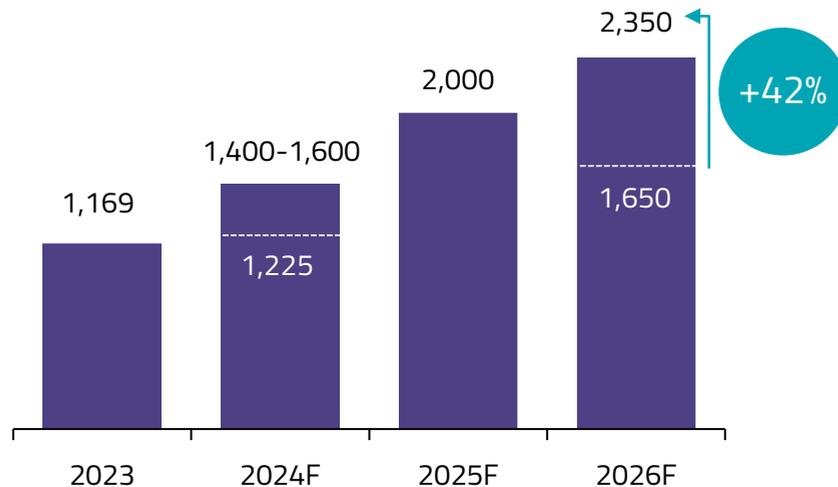
(3) Lifting cost: incluye producción, transporte, tratamiento y servicios de apoyo en campo; excluye fluctuaciones en inventarios de crudo, depreciaciones, regalías, impuestos directos, costos comerciales, exploración, costos de G&A y otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de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

(4) 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

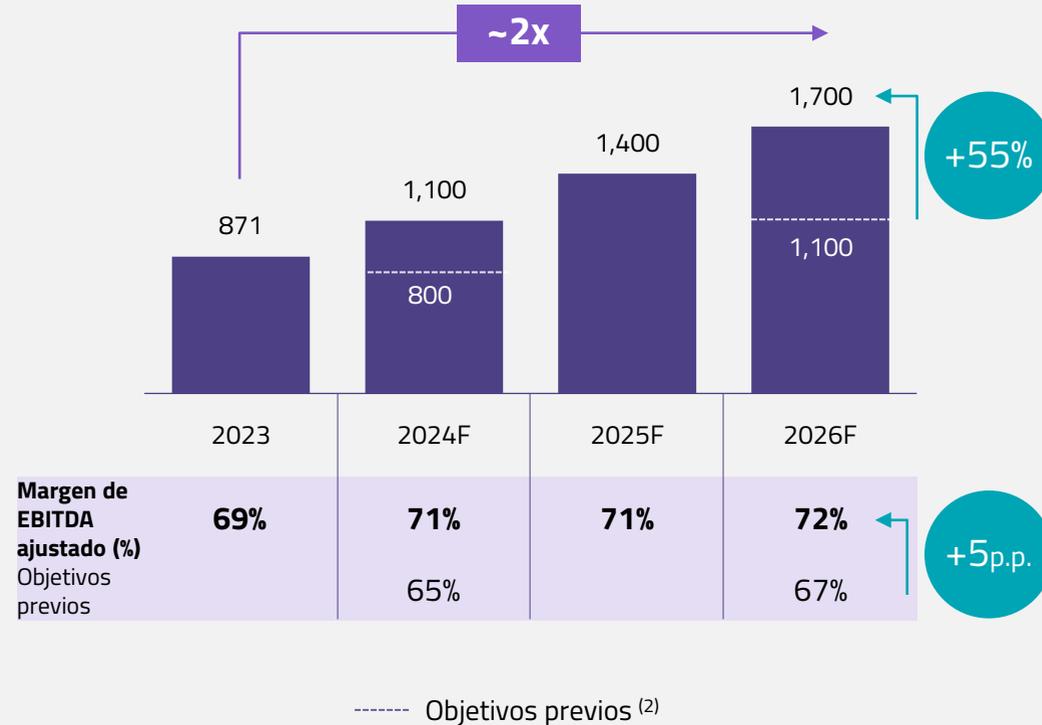
(1) Asume un precio realizado de petróleo de 65 \$/bbl constante en términos reales de Enero 2024

(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

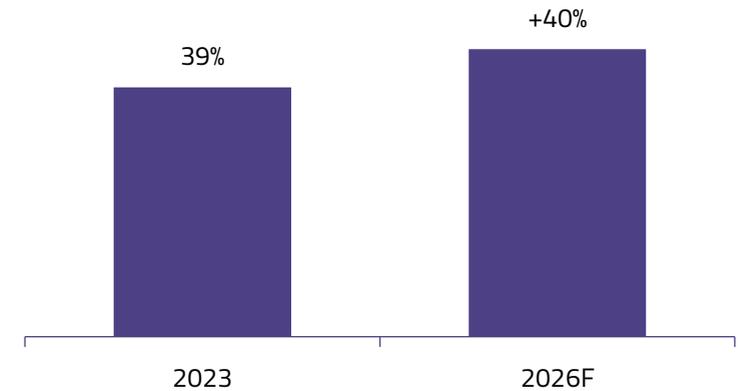
EBITDA ajustado ⁽¹⁾

\$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. Margen de EBITDA ajustado = EBITDA ajustado / (Ingresos Totales + Ganancias del Programa de Incremento de las Exportaciones)

(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

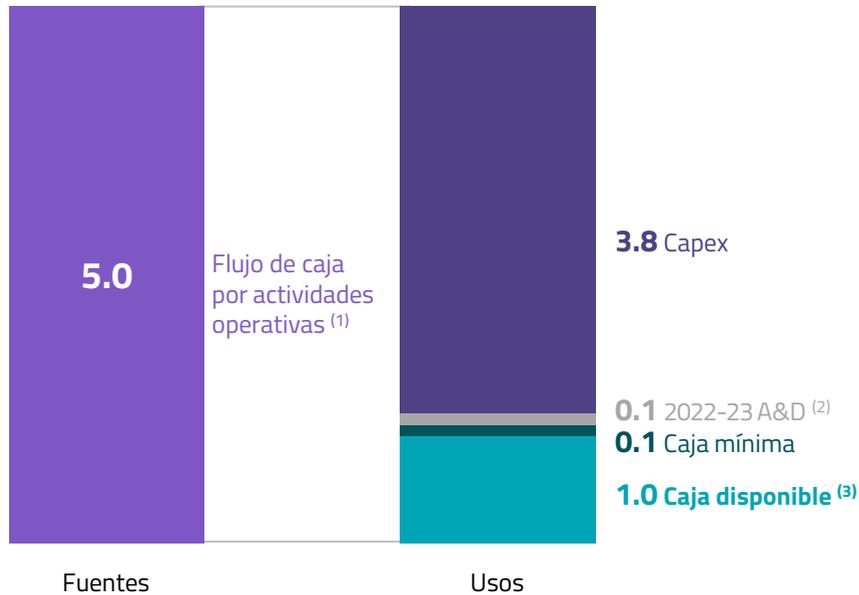
(3) ROACE = (EBITDA Ajustado - Depreciaciones + Ganancia relacionada a la transferencia de activos convencionales + Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales) / (Deuda total promedio + Capital contable promedio)

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

Generación de caja robusta resultaría en retornos superiores a los accionistas

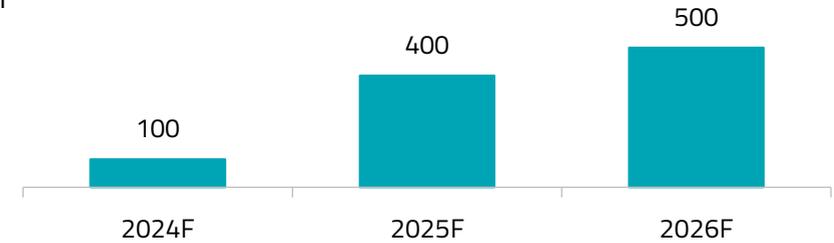
Usos del flujo de caja por actividades operativas

\$Bn, acumulada 2022-26



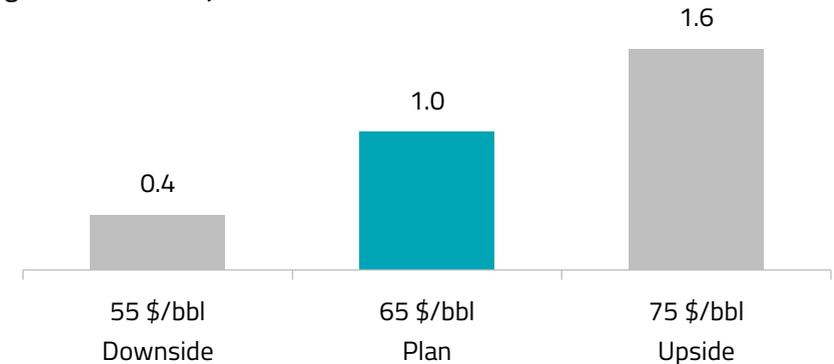
Generación de caja (4)

\$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

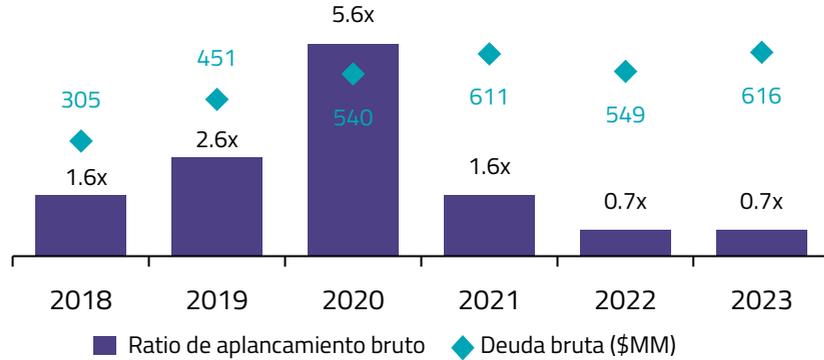
(3) Caja disponible = balance de caja al inicio + generación de caja acumulada – caja mínima

(4) Generación de caja = Flujo de caja por actividades operativas – capex – entrada/(salida) de caja por adquisiciones y desinversiones. Excluye el impacto de la actualización de la proyección de capex de 2024

Sólida posición financiera para apalancar futuras inversiones

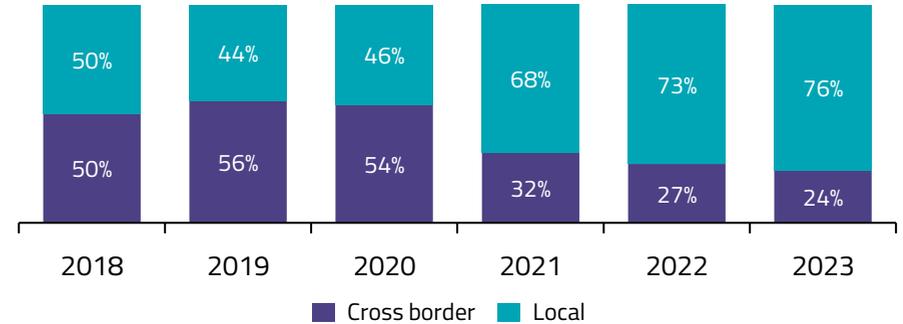
RATIO DE APALANZAMIENTO BRUTO

X EBITDA ajustado



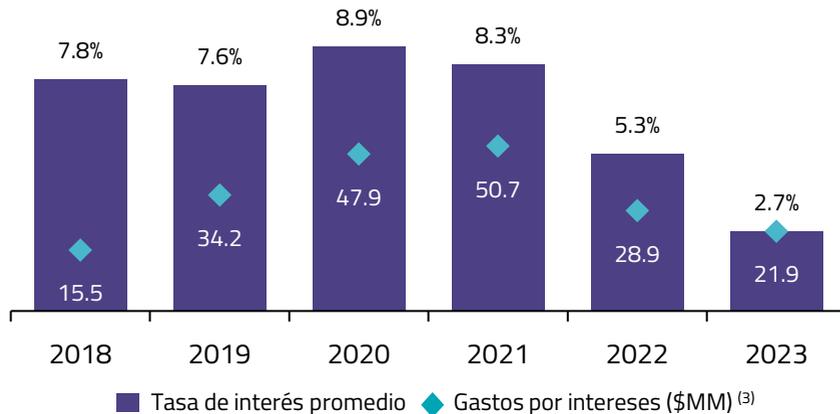
COMPOSICIÓN DE LA DEUDA (2)

% de la deuda total



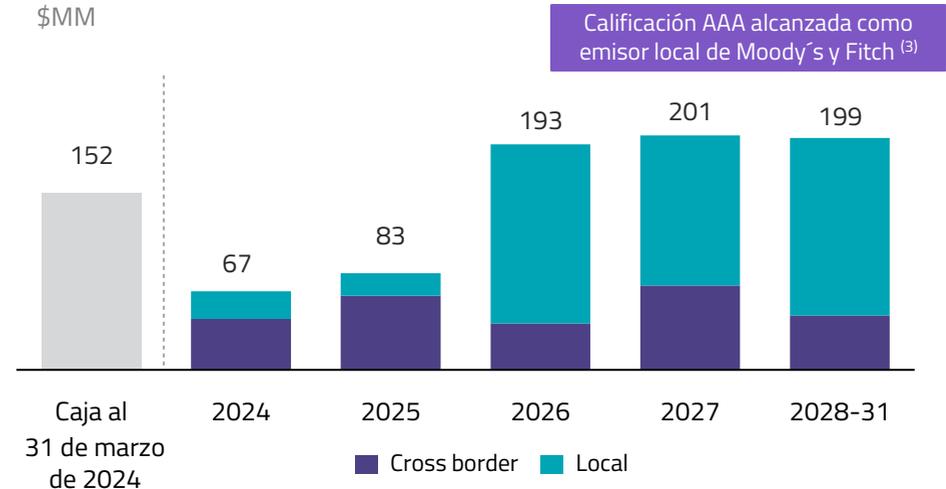
TASA DE INTERÉS PROMEDIO (1)

%



VENCIMIENTOS DE DEUDA (2)

\$MM



Calificación AAA alcanzada como emisor local de Moody's y Fitch (3)

(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.

(3) 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 2023

Ambiental

- Ejecutando un plan en acción para reducir la intensidad de emisiones de GEI a 7 kgCO₂e/boe al 2026 ⁽¹⁾
- Reducción de las emisiones de GEI absolutas del 14% año a año ⁽¹⁾
- Se redujo la intensidad de emisiones a 15.6 kgCO₂e/boe en 2023, un 13% menor a 2022
- Actualmente ejecutando 9 proyectos de NBS (2 ARR, 1 REDD, 3 ganadería, 3 agricultura) cubriendo 26,000 ha en las provincias de Corrientes, Salta, Santa Fe y Buenos Aires

Social

- TRIR de 0.2, menor a 1.0 por cuarto año consecutivo ⁽²⁾
- 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
- Inversión social de 1 \$MM en Argentina y México en 5 verticales (Educación, emprendedorismo, fortaleza institucional, inclusión y valores en los deportes y en salud, e infraestructura)

Gobernanza

- Vista fortaleció la gobernanza lanzando políticas relacionadas a la ética laboral e incrementando las horas de entrenamiento al personal relacionadas con dichos temas
- Se alcanzó la meta de ciberseguridad de NIST ⁽³⁾ de 3.5 y cero incidentes críticos de ciberseguridad
- 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



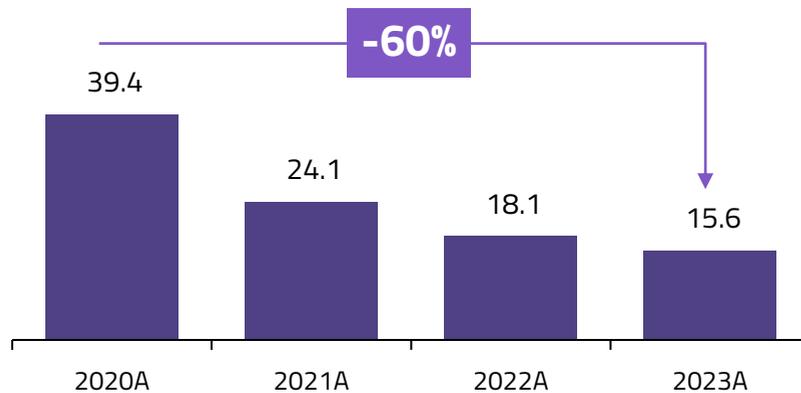
Plan de descarbonización bajo ejecución, apoyando la ambición de cero emisiones netas en 2026 ⁽²⁾

(1) Emisiones de gases de efecto invernadero de alcance 1 y 2
 (2) TRIR (Tasa total de accidentes registrables): Número de accidentes registrables x 1,000,000 / Número total de horas trabajadas
 (3) El Marco de Ciberseguridad del Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (NIST por sus siglas en inglés)

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 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 desde 2022 a 2026



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

- **Forestación mixta:** se completó la plantación en Rolón Cue (2,300 ha, 2.5 millones de árboles). Se inició la preparación del suelo en Villa Zenaida (1,400 ha). Se completó la línea base social y la definición del plan de impacto socioambiental
- **Conservación de bosques:** se pidieron los permisos para cortafuegos, y se inició la construcción de cercas, pozos de agua y viviendas en 1T-24. Inicio de los estudios de líneas base sociales y de biodiversidad
- **Ganadería regenerativa:** se sumaron 5,740 ha en 2023, totalizando 7,640 ha
- **Regenerative Agricultura:** se sumaron 4,300 ha en 2023, totalizando 6,950 ha
- **Proyectos de forestación, conservación y ganadería regenerativa presentados ante Verra**

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

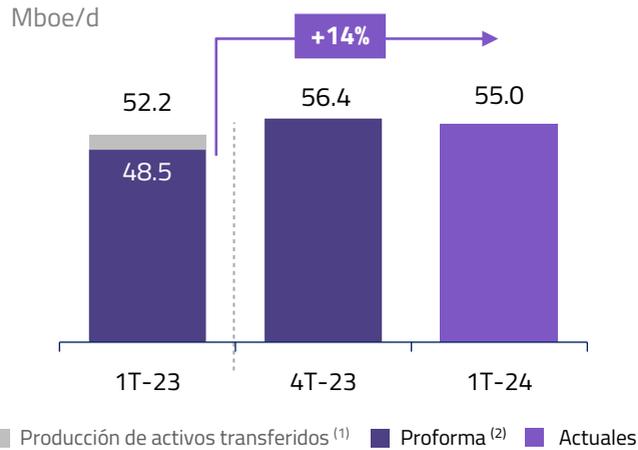


Apéndice

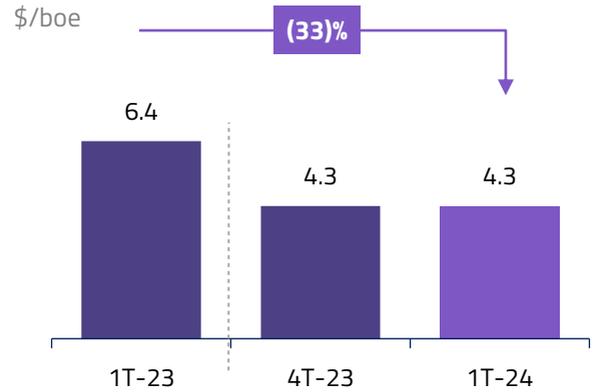


Aspectos destacados de 1T-24

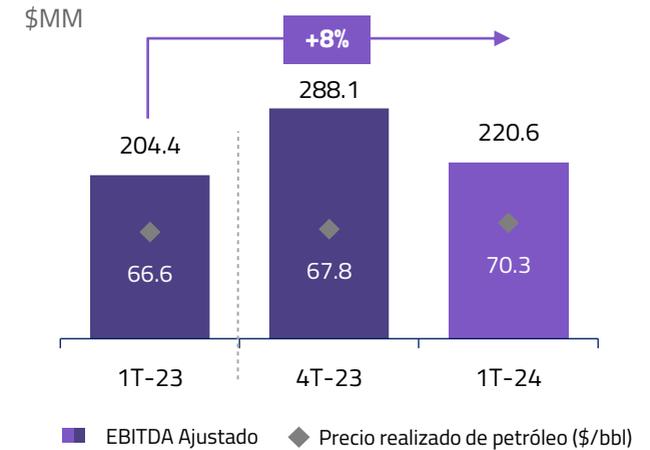
PRODUCCIÓN



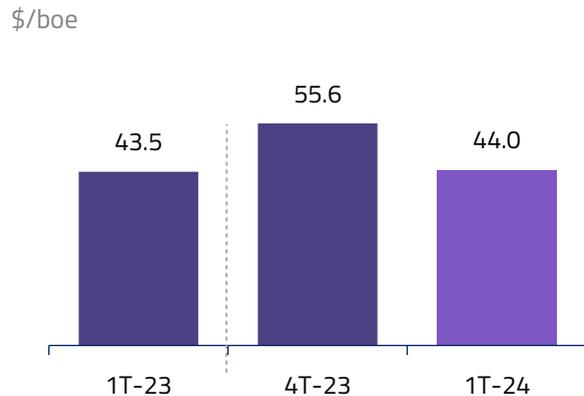
LIFTING COST (3)



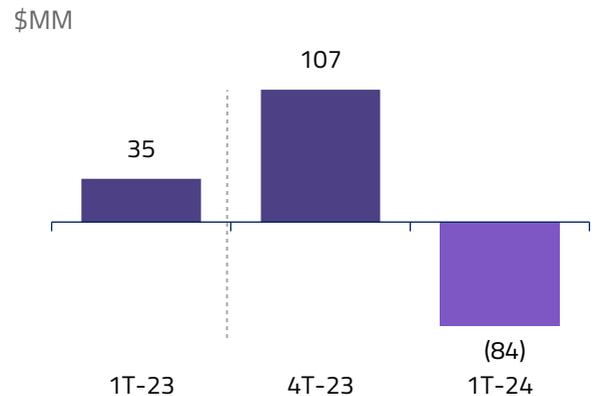
EBITDA AJUSTADO (4)



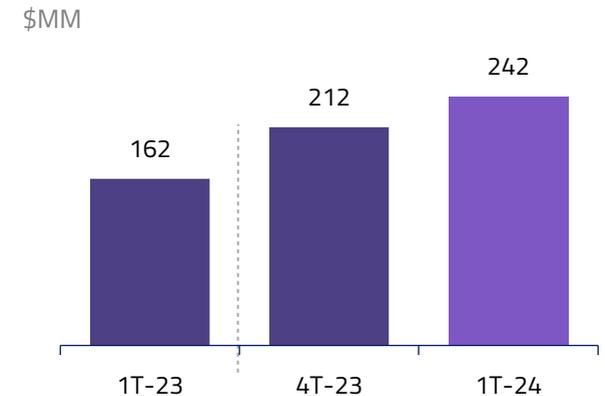
NETBACK (5)



FREE CASH FLOW (6)



CAPEX



- (1) Incluye: Entre Lomas, Jarilla Quemada, Charco del Palenque, Jagüel de los Machos y 25 de Mayo-Medanito SE concesiones transferidas a Aconcagua, con fecha efectiva del 1 de marzo de 2023. Después de dicha fecha, Vista mantendrá los derechos del 40% de la producción y reservas de petróleo y gas, y del 100% de la producción de NGL y condensados, de los activos transferidos
- (2) La producción proforma refleja la producción neta de los activos transferidos a Aconcagua, con fecha efectiva del 1 de marzo de 2023 (muestra la producción como si la transacción hubiese ocurrido el 1 de marzo de 2022)
- (3) Lifting cost: 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
- (4) 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
- (5) Netback = EBITDA ajustado (en \$MM) dividido por la producción total (en Mboe)
- (6) 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 ~1,025 \$MM a través de un dual-listing en NYSE y la emisión de 24 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

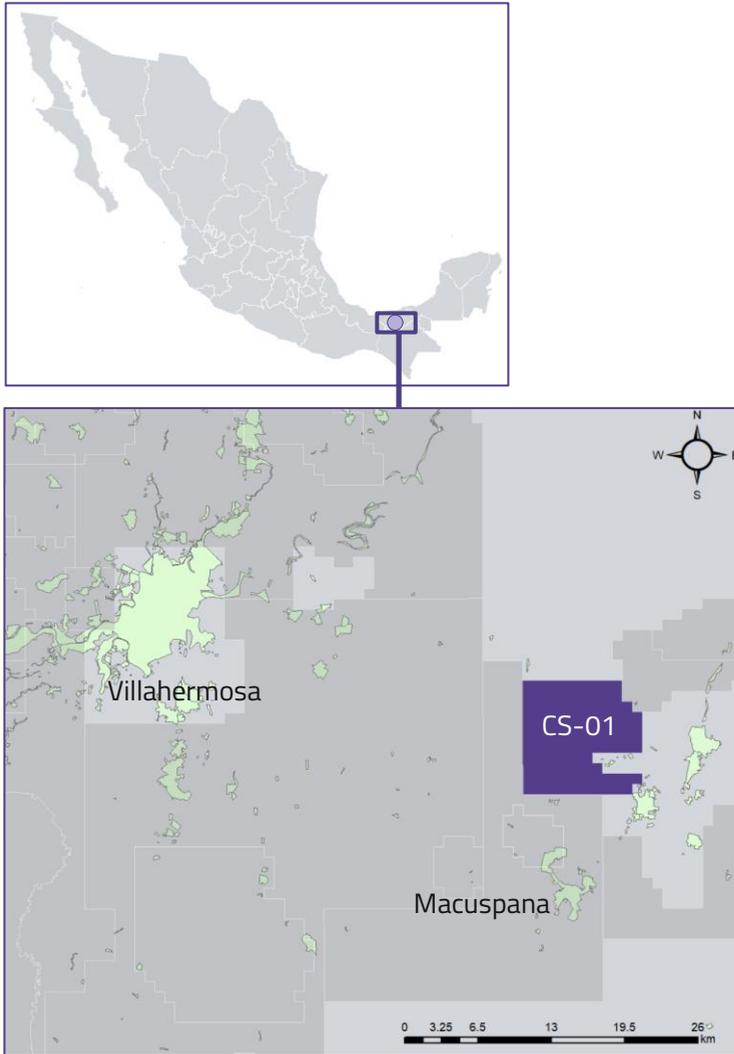
Serie	Fecha de emisión	Moneda	Plazo	Principal ⁽¹⁾	Intereses anuales
VI	4 dic 2020	ARS Pesos (USD-linked)	48 meses	10.0 \$MM	3.24% pagaderos trimestralmente
XI	27 ago 2021	ARS Pesos (USD-linked)	48 meses	9.2 \$MM	3.48% pagaderos trimestralmente
XII	27 ago 2021	ARS Pesos (USD-linked)	120 meses	100.8 \$MM	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	5 jun 2023	USD	25 meses	13.5 \$MM	4.59% 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
XXIII ⁽³⁾	6 de mar 2024	USD	36 meses	92.2 \$MM	6.50% pagaderos semestralmente
XXIV	3 de may 2024	USD	60 meses	46.6 \$MM	8.00% pagaderos semestralmente

(1) La serie XII será amortizada en 15 cuotas semestrales, con 3 años de gracia. La serie XXIV será amortizada en 4 cuotas semestrales, con 3.5 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

(3) 32.2 \$MM emitidos el 3 de mayo de 2024

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 2023:** 10.1 MMboe ⁽¹⁾
- **Producción 1T-24:** 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 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Propiedad, planta y equipos	2,091,011	1,927,759
Crédito Mercantil	22,576	22,576
Otros activos intangibles	9,487	10,026
Activos por derecho de uso	55,336	61,025
Inversiones en asociadas	8,491	8,619
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	143,129	136,351
Activos por impuestos diferidos	5,743	5,743
Total Activos No Corrientes	2,335,773	2,172,099
Inventarios	5,404	7,549
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	302,849	205,102
Caja, bancos e inversiones corrientes	151,653	213,253
Total Activos Corrientes	459,906	425,904
Total Activos	2,795,679	2,598,003
Pasivos por impuestos diferidos	342,744	383,128
Pasivos por arrendamiento	33,655	35,600
Provisiones	13,796	12,339
Préstamos	576,282	554,832
Beneficios a empleados	5,678	5,703
Total Pasivos No corrientes	972,155	991,602
Provisiones	4,118	4,133
Pasivos por arrendamiento	30,194	34,868
Préstamos	89,774	61,223
Salarios y contribuciones sociales	10,123	17,555
Impuesto sobre la renta	51,451	3
Otros impuestos y regalías	35,433	36,549
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	297,635	205,055
Total pasivos corrientes	518,728	359,386
Total Pasivos	1,490,883	1,350,988
Total Capital Contable	1,304,796	1,247,015
Total Capital Contable y Pasivos	2,795,679	2,598,003



Estado de resultados consolidado

En \$M	1T 2024	1T 2023
Ingreso por ventas a clientes	317,352	317,190
Ingresos por ventas de petróleo crudo	302,485	293,913
Ingresos por ventas de gas natural	14,666	21,867
Ingresos por ventas de GLP	201	1,410
Costo de ventas	(156,669)	(137,466)
Costos de operación	(21,618)	(30,144)
Fluctuación del inventario de crudo	1,209	(4,722)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(82,373)	(64,372)
Regalías	(44,782)	(48,972)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	(9,105)	(3,233)
Utilidad bruta	160,683	165,747
Gastos de ventas	(18,839)	(16,717)
Gastos generales y de administración	(22,110)	(17,011)
Gastos de exploración	(31)	(222)
Otros ingresos operativos	9,497	95,315
Otros gastos operativos	(115)	(963)
Utilidad de operación	129,085	226,149
Ingresos por intereses	481	287
Gastos por intereses	(4,897)	(6,137)
Otros resultados financieros	(22,630)	(14,315)
Resultados financieros netos	(27,046)	(20,165)
Utilidad antes de impuestos	102,039	205,984
(Gasto) por impuesto sobre la renta corriente	(63,789)	(47,568)
Beneficio (gasto) por impuesto sobre la renta diferido	40,401	(29,682)
(Gasto) por impuesto sobre la renta	(23,388)	(77,250)
Utilidad neta del período	78,651	128,734
Otros resultados integrales	32	71
Total utilidad integral del período	78,683	128,805

RECONCILIACIÓN EBITDA AJUSTADO ⁽¹⁾

En \$MM	1T 2024	1T 2023
Utilidad / (Pérdida) Neta	78.7	128.7
(+) Impuesto sobre la renta	23.4	77.3
(+) Resultados financieros netos	27.0	20.2
Utilidad de Operación	129.1	226.1
(+) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	82.4	64.4
(+) Gastos de reestructuración y reorganización y otros ajustes	-	0.3
(+) Deterioro de activos de larga duración	-	-
(+) Ganancia por baja de activos	-	(89.7)
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	9.1	3.2
EBITDA Ajustado ⁽¹⁾	220.6	204.4
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%)</i>	68%	64%

UTILIDAD NETA AJUSTADA ⁽²⁾

En \$MM	1T 2024	1T 2023
Utilidad / Pérdida Neta	78.7	128.7
<u>Ajustes:</u>		
(+) Impuesto sobre la renta diferido	(40.4)	29.7
(+) Cambios en el valor razonable de los títulos	-	-
(+) Deterioro de activos de larga duración	-	-
(+) Ganancia por baja de activos	-	(89.7)
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	9.1	3.2
Ajustes a la Utilidad/Pérdida Neta	(31.3)	(56.7)
Utilidad / Pérdida Neta Ajustada	47.4	72.0
<i>EPS ajustado (\$/acción)</i>	0.49	0.80

- (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. Margen de EBITDA ajustado = EBITDA ajustado / (Ingresos Totales + Ganancias del Programa de Incremento de las Exportaciones)
- (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