

PRESENTACIÓN A INVERSIONISTAS

Marzo 2022



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

Este documento ha sido preparado por Vista Energy S.A.B. de C.V. ("Vista" o la "Compañía") y no puede ser reproducido o distribuida a cualquier otra persona. Esta presentación ni su contenido constituyen el sustento de un contrato o de un compromiso vinculante de cualquier naturaleza. Los receptores de este documento no deberán interpretar el contenido del mismo como asesoría legal, fiscal o recomendación de compra o de inversión, por lo que deberán consultar a sus propios asesores para tal efecto. Este documento contiene estimaciones y análisis subjetivos, así como aseveraciones. Cierta información contenida en el presente deriva de fuentes preparadas por terceros. Si bien se considera que dicha información es confiable para efectos del presente, no nos pronunciamos sobre, ni garantizamos o asumimos obligación expresa o implícita alguna con respecto a la suficiencia, precisión o fiabilidad de dicha información, ni de las aseveraciones, estimaciones y proyecciones contenidas en el mismo; por otro lado, nada de lo contenido en este documento deberá ser considerado como una expectativa, promesa o pronunciamiento respecto de un desempeño pasado, presente o futuro. Ni Vista, sus respectivos consejeros, funcionarios, empleados, miembros, socios, accionistas, agentes o asesores se pronuncian sobre o garantizan la precisión de dicha información. Este documento contiene, y en las pláticas relacionadas con las mismas se podrán mencionar, "estimaciones futuras". Las estimaciones futuras pueden consistir en información relacionada con resultados de operación potenciales o proyectados, así como una descripción de nuestros planes y estrategias de negocio. Dichas estimaciones futuras se identifican por el uso de palabras tales como "puede", "podría", "podrá", "debe", "debería", "deberá", "esperamos", "planeamos", "anticipamos", "creemos", "estimamos", "se proyecta", "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 900 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
- ~57 Mbbl/d de capacidad total para tratar y evacuar producción incremental de crudo

Rendimiento operativo líder

- Producción total alcanzó 54.7 Mboe/d en 4T-22
- Se exportó el 52% de los volúmenes de venta de petróleo en 4T-22
- 7.5 \$/boe de costo operativo en 2022, 46% debajo de 2018 ⁽¹⁾
- Organización plana y ágil, liderada por un management team experimentado en oil & gas

Solido balance y rendimientos financieros

- Balance sólido con 244 \$MM en caja y un ratio de apalancamiento neto de 0.4x al FA 2022
- 197 \$MM de free cash flow positivo para 2022⁽²⁾
- Margen de EBITDA ajustado de 67% y Netback de 43.1 \$/boe, con 72.3 \$/bbl de precio realizado de crudo en 2022 ⁽³⁾

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 ⁽⁴⁾

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

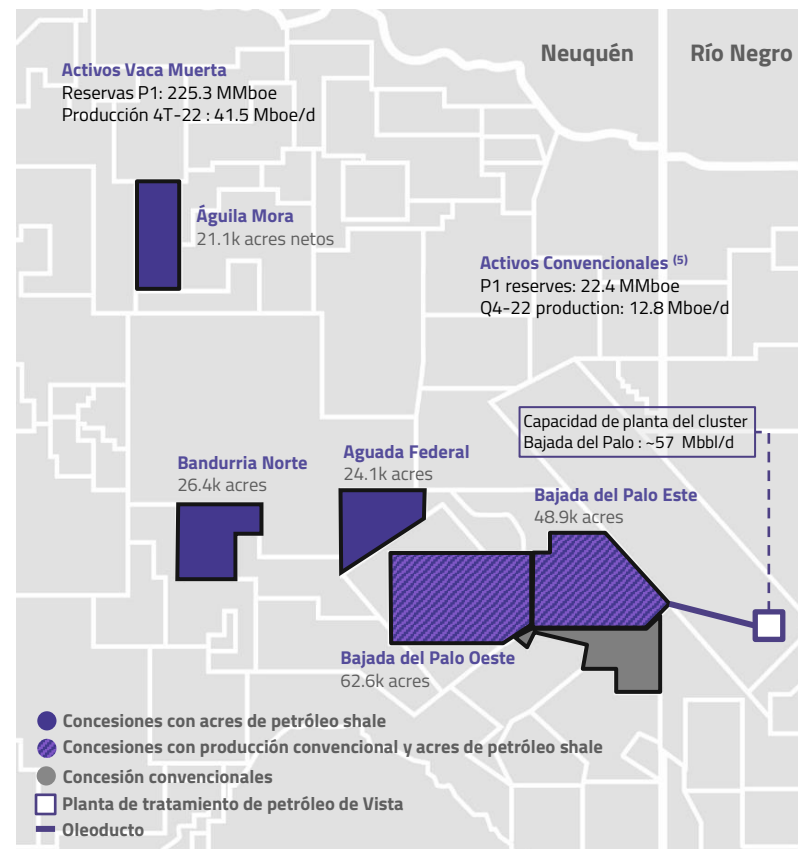
(2) Free cash flow = flujo de caja por actividades operativas + flujo de caja por actividades de inversión

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

(4) Emisiones de alcance 1 y 2

(5) Incluye la concesión Acambuco, no mostrada en el mapa. 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

Compañía enfocada en petróleo shale con 183,100 acres en el núcleo de Vaca Muerta



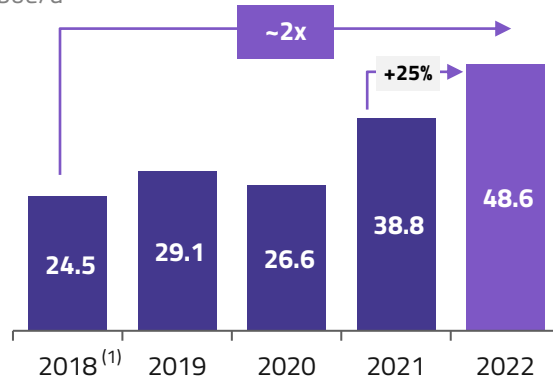
Nota: Activos en México con 4.0 MMboe de Reservas P1 y 0.4 Mboe/d de producción al 4T-22 no mostrados en el mapa

Aspectos destacados de Vista

Hitos principales de los primeros 5 años de operaciones

PRODUCCIÓN

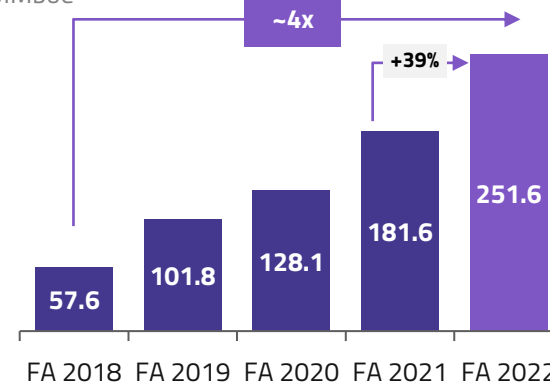
Mboe/d



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

RESERVAS PROBADAS

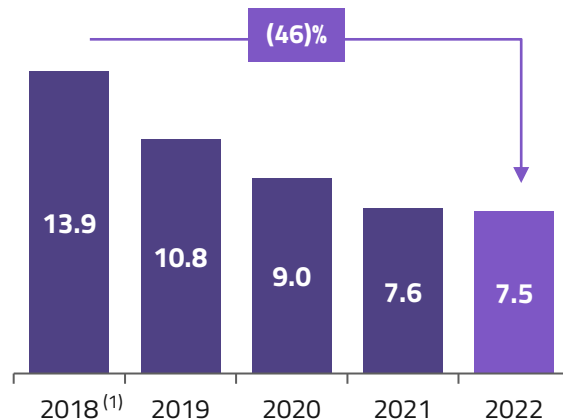
MMboe



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⁾

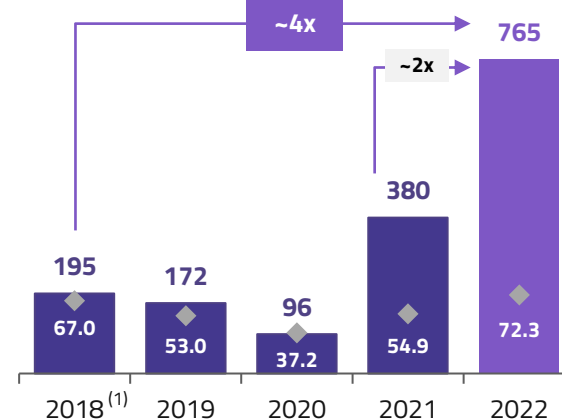
\$/boe



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

EBITDA AJUSTADO ⁽³⁾

\$MM



Margen de EBITDA ajustado de 67% en 2022

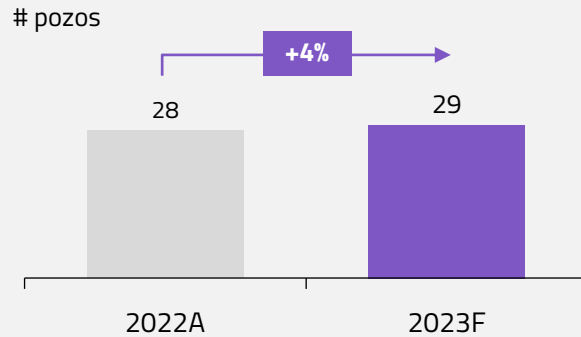
(1) Incluye resultados pro forma del 1T-18 agregando producción y costos de activos adquiridos el 4 de abril del 2018

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

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

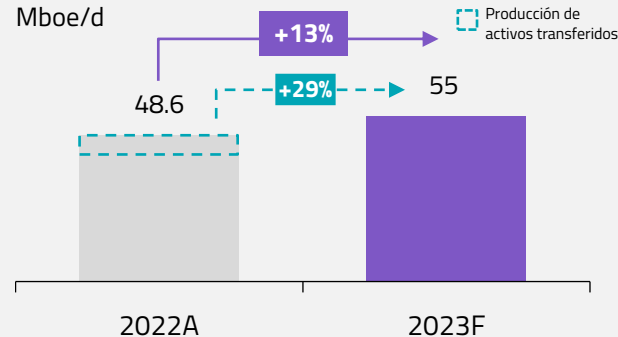
Objetivos para el año 2023 ⁽¹⁾

POZOS CONECTADOS



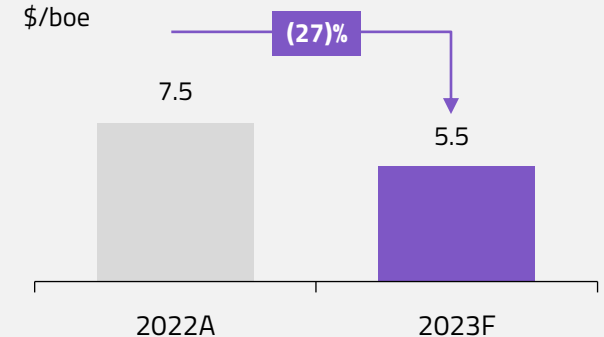
- Nuevos pozos: 16 en BPO, 8 en Aguada Federal, 3 en BPE y 2 en Aguila Mora

PRODUCCIÓN



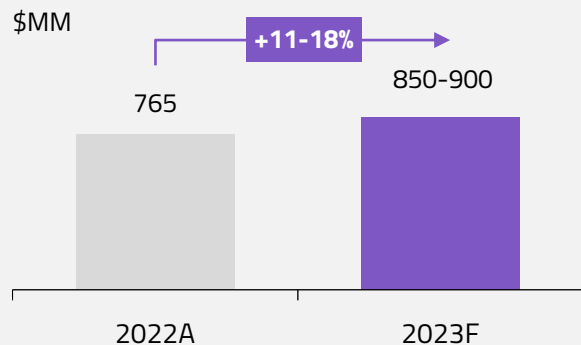
- Proyectamos sólido crecimiento interanual cada trimestre; exit rate ~60 Mboe/d

COSTO OPERATIVO UNITARIO ⁽²⁾



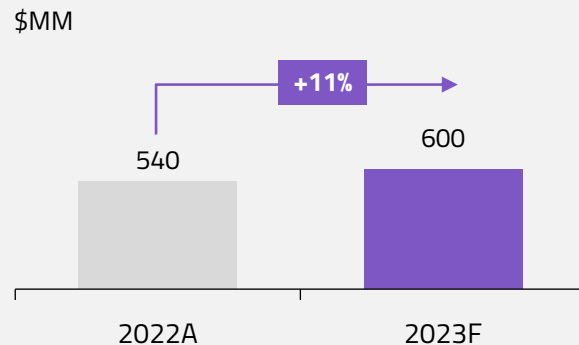
- Reestructura de la base de costos impulsada por la venta de los activos convencionales

EBITDA Ajustado ⁽³⁾



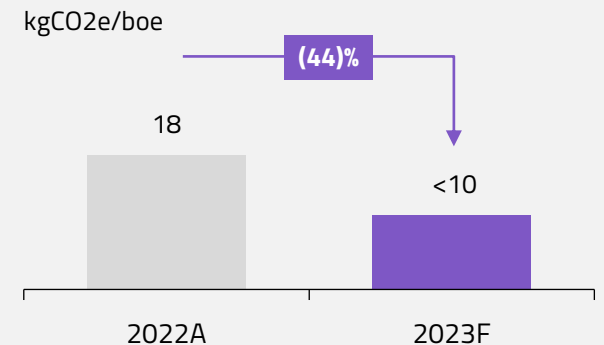
- Basado en un precio promedio realizado de petróleo de 65-68 \$/bbl

CAPEX ⁽⁴⁾



- Impulsado por mayor actividad de D&C y pagos adelantados en inversiones de infraestructura

EMISIONES GEI ⁽⁵⁾



- Captura el impacto total anual de las iniciativas de descarbonización de 2022 y los proyectos de 2023

Encaminados para cumplir con los targets de largo plazo presentados en Dic-2021, con potencial para superar targets de producción, eficiencia y flujo de caja libre

(1) Ver "Aviso importante con respecto a las proyecciones y otras declaraciones a futuro" en la lámina 2
 (2) Costos operativos: incluye producción, transporte, tratamiento y servicios de apoyo en campo; excluye fluctuaciones en inventarios de crudo, depreciaciones, regalías, impuestos directos, costos comerciales, exploración y costos de G&A
 (3) EBITDA ajustado = Utilidad (pérdida) neta + Impuesto sobre la renta + Resultados financieros netos +

Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones + Gastos de reestructuración y reorganización + Deterioro de activos de larga duración + Otros ajustes
 (4) No incluye pagos anticipados por la capacidad a Oldelval ni OTE
 (5) Emisiones de gases de efecto invernadero de alcance 1 y 2

Proyectando solidos retornos totales para los accionistas al 2026

Objetivos claves de 2026: ⁽¹⁾

Crecimiento líder:

Producción
80 Mboe/d

16%

CAGR ⁽³⁾

EBITDA ajustado
+1 \$Bn ⁽²⁾

24%

CAGR ⁽³⁾

Retornos superiores:

Margen de EBITDA ajustado
+65%

ROACE
45% ⁽⁴⁾

Flexibilidad financiera:

Apalancamiento bruto
0.4x

Apalancamiento neto
0.3x

Energía baja en carbono:

Intensidad de las
emisiones de GEI
9 Kg CO₂e/boe ⁽⁶⁾

75%

Reducción ⁽⁵⁾

Aspirando alcanzar
cero emisiones netas
en 2026 ⁽⁶⁾

Generación de caja acumulada 1 \$Bn ⁽⁷⁾

- (1) Supuesto de precio de 60 \$/bbl de precio realizado de crudo en términos reales (consistente con Brent a 65\$)
- (2) EBITDA ajustado = Utilidad (pérdida) neta + Impuesto sobre la renta + Resultados financieros netos + Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones + Gastos de reestructuración y reorganización + Deterioro de activos de larga duración + Otros ajustes
- (3) Tasa de crecimiento anual compuesto de 2021 a 2026

- (4) ROACE = Utilidad de Operación / (Deuda total promedio + Capital contable promedio)
- (5) Comparado con 2020
- (6) Emisiones de gases de efecto invernadero de alcance 1 y 2
- (7) Generación de caja acumulada = caja al inicio de 2022 + EBITDA Ajustado - Impuesto sobre la renta, IVA y pagos de intereses + capital de trabajo y otros ajustes - inversiones - caja al cierre del periodo

Hoja de ruta para alcanzar nuestra ambición de cero emisiones netas

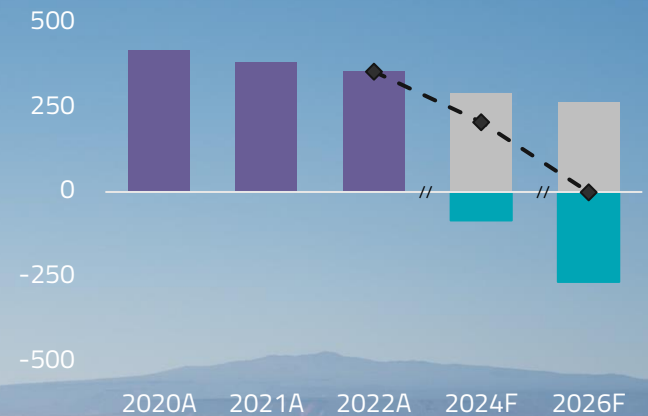


Aspirando alcanzar cero emisiones netas en 2026 ⁽¹⁾

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

Emisiones GEI & remoción del carbono

MTonCO₂e



■ Compensaciones (remoción del carbono & emisiones evitadas)
 ■ Emisiones — — — Emisiones de carbono netas

(1) Emisiones de GEI de alcance 1 y 2

Activos



Resumen del portafolio de Vista

Activos en México

Cuenca (1)	Bloque	W.I. (%)	Reservas netas 2022 1P (MMboe)	Producción 4T 2022 (Mboe/d)	Operador
Mac.	CS-01	100%	4.0	0.4	Si
Total			4.0	0.4	

Activos en Argentina

Cuenca (1)	Bloque	W.I. (%)	Reservas netas 2022 1P (MMboe)	Producción 4T 2022 (Mboe/d)	Operador
Neuquina	Bajada del Palo Este (conv.)	100%	3.4	0.7	Si
	Bajada del Palo Este (shale)	100%	5.1	2.3	Si
	Bajada del Palo Oeste (conv.)	100%	3.7	1.3	Si
	Bajada del Palo Oeste (shale)	100%	182.8	33.4	Si
	Coirón Amargo Norte	84.6%	0.8	0.2	Si
	Águila Mora	90%	-	-	Si
	Aguada Federal	100%	37.4	5.8	Si
	Bandurria Norte	100%	-	-	Si
NO	Acambuco	1.5%	0.7	0.1	No
Total			233.9	43.8	

Activos transferidos en Argentina (2)

Cuenca (1)	Bloque	Reservas netas 2022 1P (MMboe)	Producción 4T 2022 (Mboe/d)
Neuquina	Entre Lomas (3)	7.4	5.1
	Agua Amarga (4)	0.7	0.2
	25 de Mayo Medanita	3.0	2.4
	Jaguel de los Machos	2.7	2.7
Total al 100% WI		13.8	10.4
Total pro forma al 40% WI (2)		6.3	4.4

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

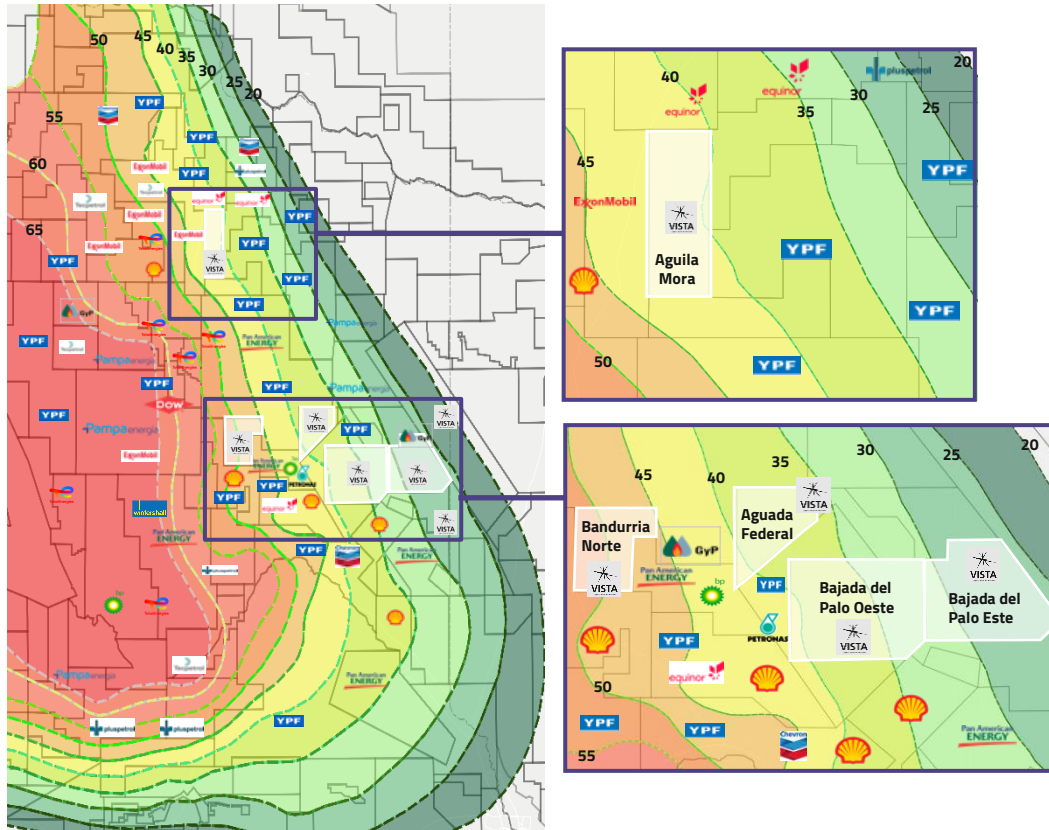
(2) Incluye la producción y las reservas de los activos transferidos a Aconcagua, con fecha efectiva del 1 de marzo de 2023. Después de dicha fecha, Vista mantendrá los derechos del 40% de las reservas y producción de petróleo y gas, y del 100% de las reservas y producción de NGL y condensados, de los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

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

(4) Incluye Jarilla Quemada y Charco del Palenque

Acreage en Vaca Muerta

Cinco bloques operados en el epicentro de desarrollos destacados



Los números de las líneas de contorno indican grados API

Bajada del Palo Oeste

- **Acres netos:** 62,641 (100% WI)
- **Plazo de concesión:** 2053
- **Operador:** Vista
- **Inventario:** Se identificaron hasta 550 locaciones habiendo comprobado 3 niveles de navegación
- **Producción:** 33.4 Mboe/d en el 4T-22

Aguada Federal

- **Acres netos:** 24,058 (100% WI)
- **Plazo de concesión:** 2050
- **Operador:** Vista
- **Inventario:** Se identificaron hasta 150 locaciones
- **Producción:** 5.8 Mboe/d en el 4T-22

Bajada del Palo Este

- **Acres netos:** 48,853 (100% WI)
- **Plazo de concesión:** a ser automáticamente extendido al 2053 una vez que sean completados los compromisos
- **Operador:** Vista
- **Compromiso:** Inversiones por 52 \$MM antes de Dic-2022
- **Inventario:** Se identificaron hasta 50 locaciones
- **Resultados exitosos en 2 primeros pozos (perforados en 1T-22)**

Águila Mora

- **Acres netos:** 21,128 (90% WI)
- **Plazo de concesión:** a ser automáticamente extendido al 2054 una vez que sean completados los compromisos
- **Operador:** Vista
- **Compromiso:** Inversiones por 32 \$MM antes de Nov-2022

Bandurria Norte

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

● Áreas productivas "core"

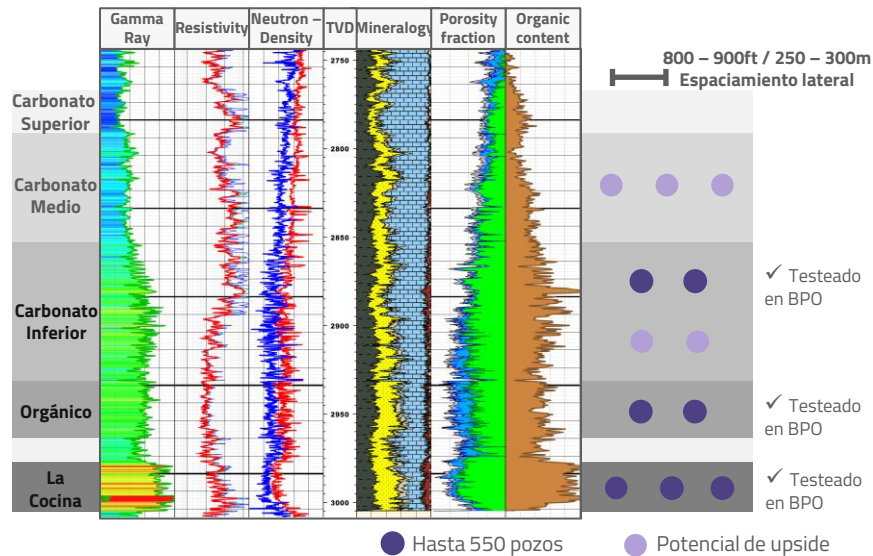
● Áreas Piloto / Delineación

Desarrollo en Vaca Muerta

Potenciales propiedades geológicas de primer nivel ⁽¹⁾

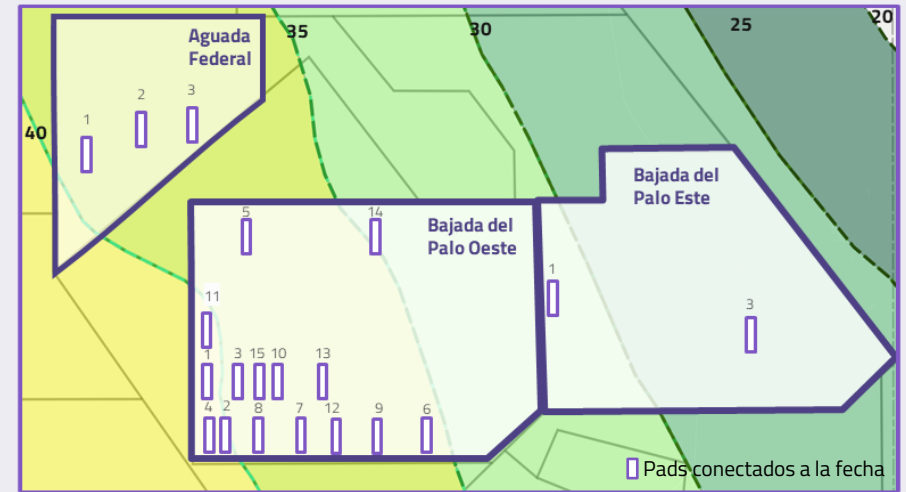
	Bajada del Palo Oeste	Permian (Wolfcamp)	Eagle Ford
COT (%)	4.2	3	3 - 5
Espesor (m)	250	200 - 300	30 - 100
Presión (psi/ft)	0.9	0.6	0.5 - 0.9

Múltiples horizontes de navegación potenciales



- (1) Basado en estimaciones de la compañía, Ministerio de Hacienda, Secretaría de Energía y la EIA
 (2) Compara la curva tipo de BPO con la producción promedio de los primeros 40 pozos en BPO a los 360 días
 (3) Normalizado a un diseño de pozo estándar de 2,800 metros de longitud lateral y 47 etapas de fractura

Desarrollo de shale oil en Vaca Muerta



- Inventario de hasta 750 pozos en áreas core (550 en BPO, 150 en AF y 50 en BPE)
- Solido rendimiento a la fecha en BPO, con 60 pozos conectados y produciendo en promedio 3% por encima de la curva tipo ^{(2) (3)}
- Pad BPO-4 aterrizó 2 pozos en el horizonte de navegación Carbonato Inferior, confirmando dicho nivel como un shale oil play económico en Bajada del Palo Oeste, y agregando hasta 150 pozos al inventario
- Conexión del pad BPE-1, con los primeros dos pozos en Bajada del Palo Este mostrando solida productividad, con producción promedio acumulada 14% por encima de la curva tipo después de 180 días ⁽³⁾
- En Aguada Federal, completación y conexión de los primeros 6 pozos en 2022, impulsando la producción del bloque al 14% de la producción total de shale en 4T-22. Se completó la construcción del oleoducto que conecta con BPO
- Infraestructura instalada con capacidad para tratar ~57 Mbbl/d de crudo
- Consorcio con Trafigura para el desarrollo de 10 pads, de 4 pozos cada uno, con una participación del 80% en los primeros 7 pads y de 75% en los últimos 3 pads

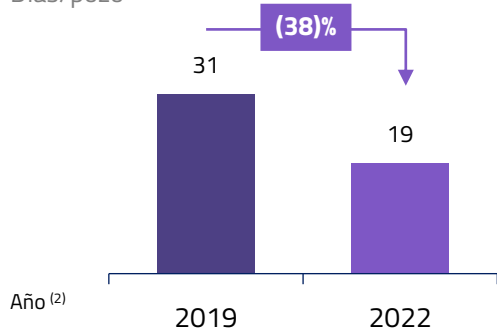
Desarrollo en Bajada del Palo Oeste

Mejora continua en las métricas de perforación y completación

Evolución de las métricas de D&C

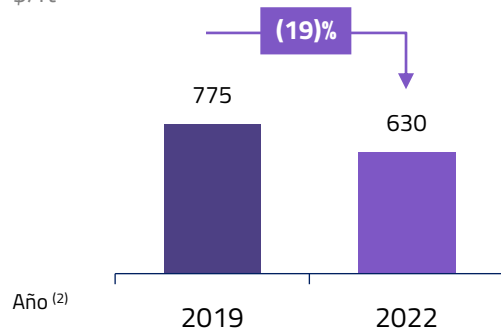
DÍAS DE PERFORACIÓN

Días/pozo



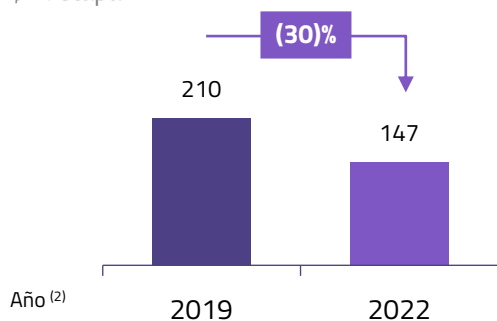
COSTO POR PIE LATERAL (1)

\$/ft



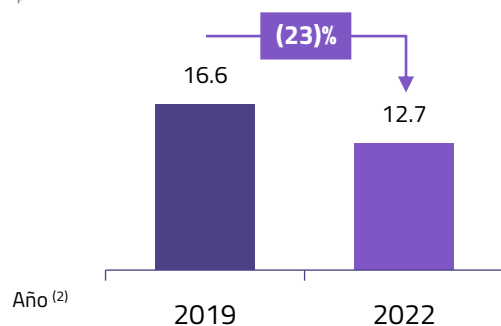
COSTO DE COMPLETACIÓN

\$/M/etapa



COSTO D&C POR POZO (1)

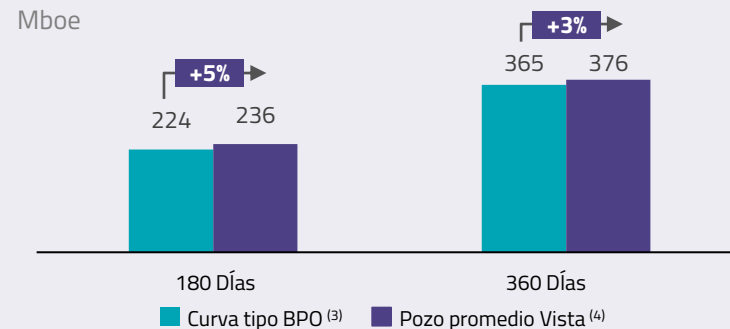
\$/MM



Evolución de la producción

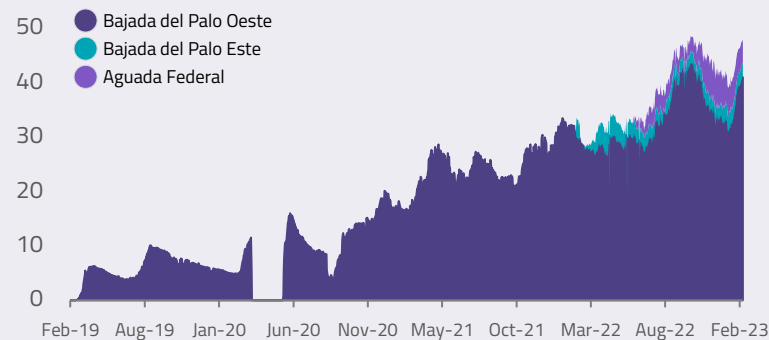
PRODUCCIÓN ACUMULADA POR POZO (1)

Mboe



PRODUCCIÓN SHALE DE VISTA

Mboe/d



CURVA TIPO BPO

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

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

(2) 2019 incluye pads BPO-1 y BPO-2, y 2022 incluye pads BPO-10 al BPO -15

(3) EUR: 1.52 MMboe

(4) Producción promedio acumulada normalizada de los pozos en pads BPO-1 al BPO-13 para 180 días y pads BPO-1 al BPO-10 para 360 días

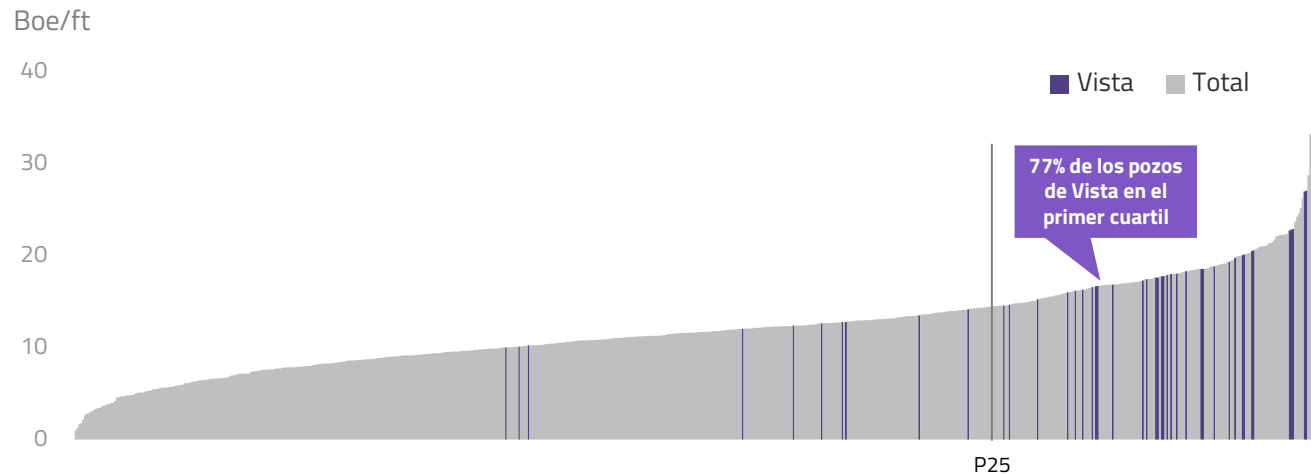
Desarrollo en Bajada del Palo Oeste

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

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



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



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

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

Información Financiera



Camino claro para proporcionar retornos superiores a los accionistas

Prioridades para los próximos 5 años ⁽¹⁾

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

Estrategia de asignación de capital

- | | | |
|----------|------------------------------|--|
| 1 | Crecimiento | Inversiones en proyectos de alto retorno y ciclos cortos para generar crecimiento rentable impulsado por el mercado de exportaciones |
| 2 | Descarbonización | Inversiones en la descarbonización para alcanzar nuestros objetivos de sustentabilidad |
| 3 | Reducción de la deuda | Reducción de la deuda bruta para ganar mayor flexibilidad |
| 4 | Flexibilidad | Uso eficiente de la generación de caja neta de acuerdo a los cambios en los mercados |

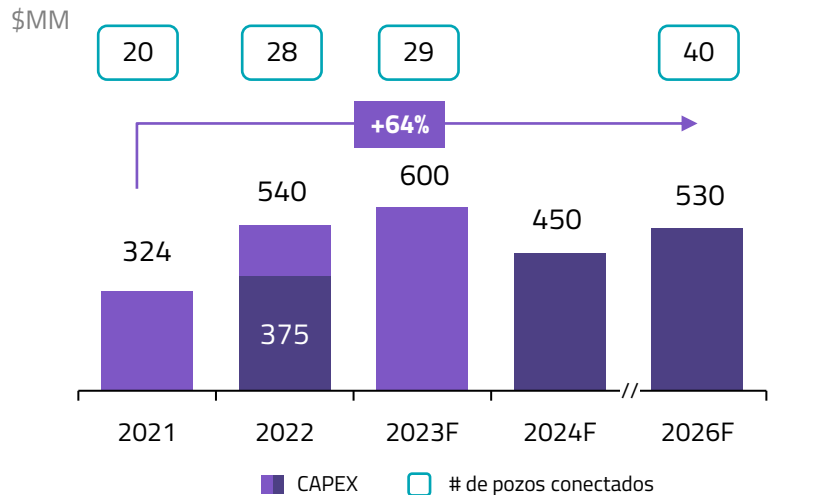


- ✓ Distribuir capital a los accionistas mediante recompra de acciones o dividendos
- ✓ Continuar invirtiendo en proyectos de crecimiento para capturar el potencial de nuestro portfolio en Vaca Muerta
- ✓ Continuar reduciendo la deuda bruta para preservar un balance solido
- ✓ Ejecutar oportunidades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

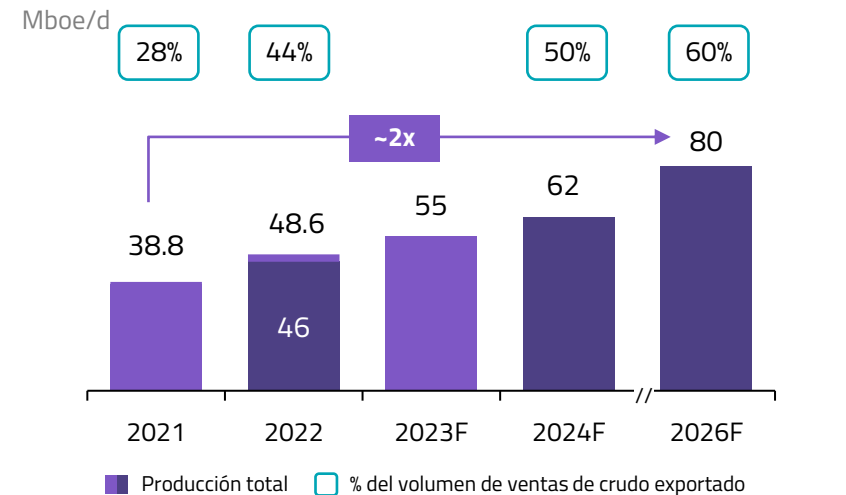
(1) Ver "Aviso importante con respecto a las proyecciones y otras declaraciones a futuro"

Objetivos a 5 años evidencian un robusto plan de crecimiento

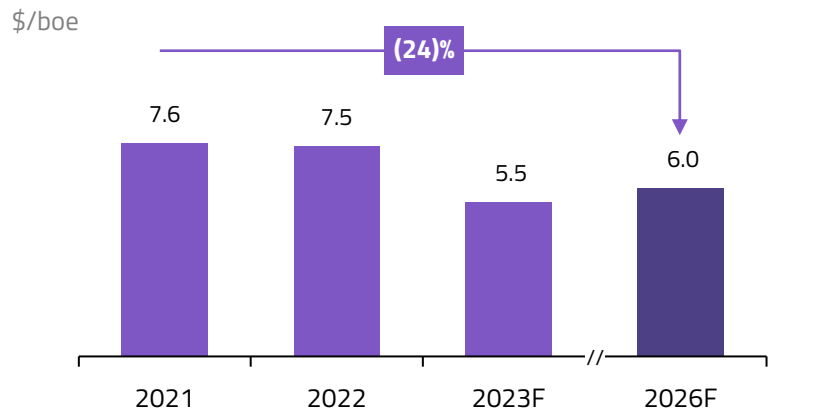
CAPEX



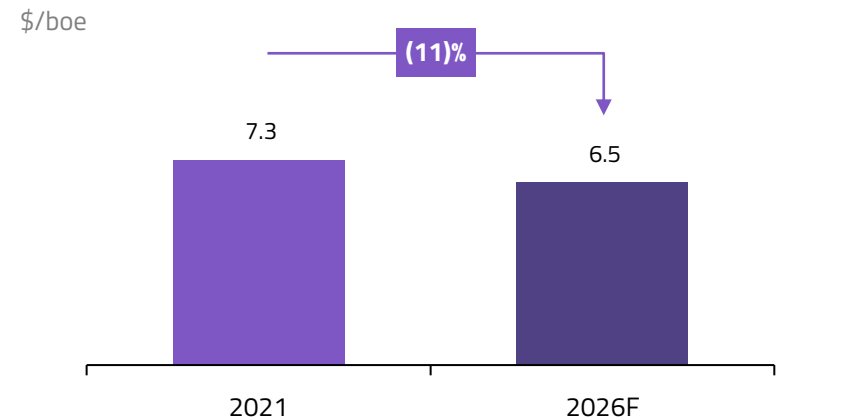
PRODUCCIÓN TOTAL



COSTO OPERATIVO (1)



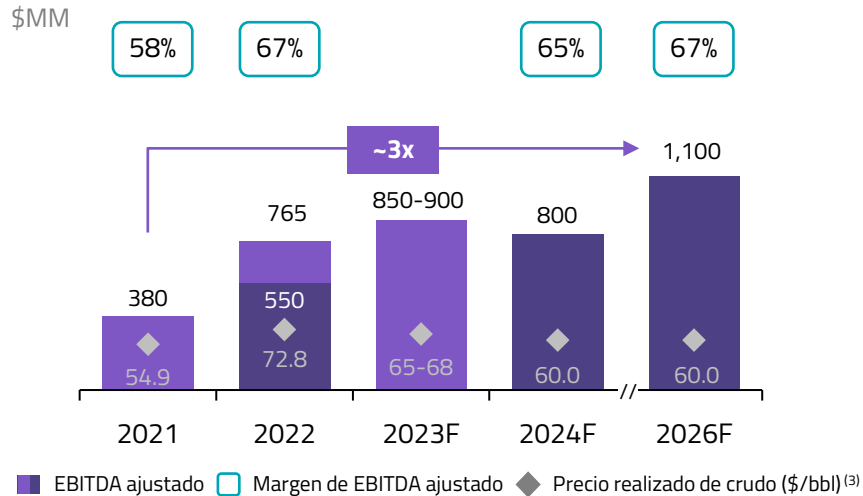
COSTO DE DESARROLLO (2)



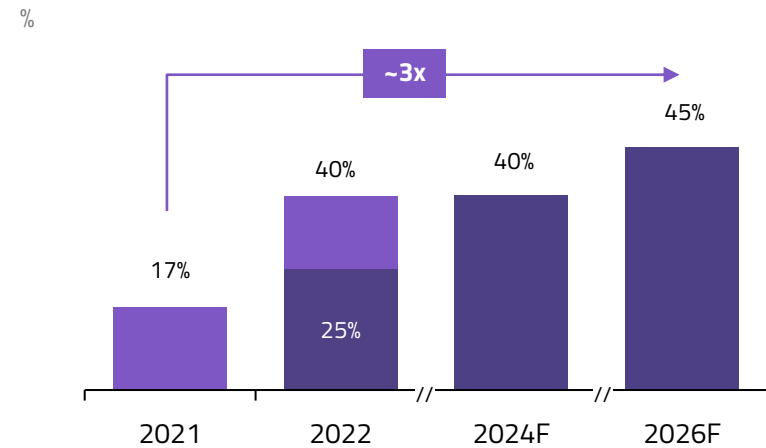
- (1) Costos operativos: incluye producción, transporte, tratamiento y servicios de apoyo en campo; excluye fluctuaciones en inventarios de crudo, depreciaciones, regalías, impuestos directos, costos comerciales, exploración y costos de G&A
- (2) Costo de desarrollo: (i) Costo D&C (perforación y completación) por pozo más los costos de instalaciones (~10%); dividido por (ii) EUR.

Se espera que el plan de 5 años logre retornos superiores

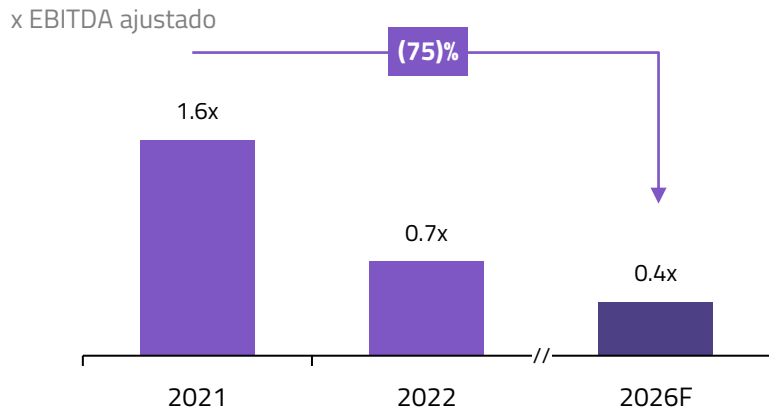
EBITDA AJUSTADO ⁽¹⁾



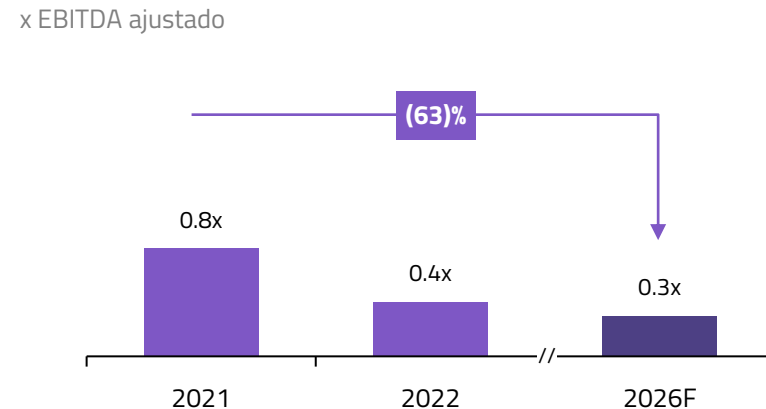
ROACE ⁽²⁾



APALANCAMIENTO BRUTO



APALANCAMIENTO NETO



■ Targets Investor Day ■ Reales / Nuevas proyecciones

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

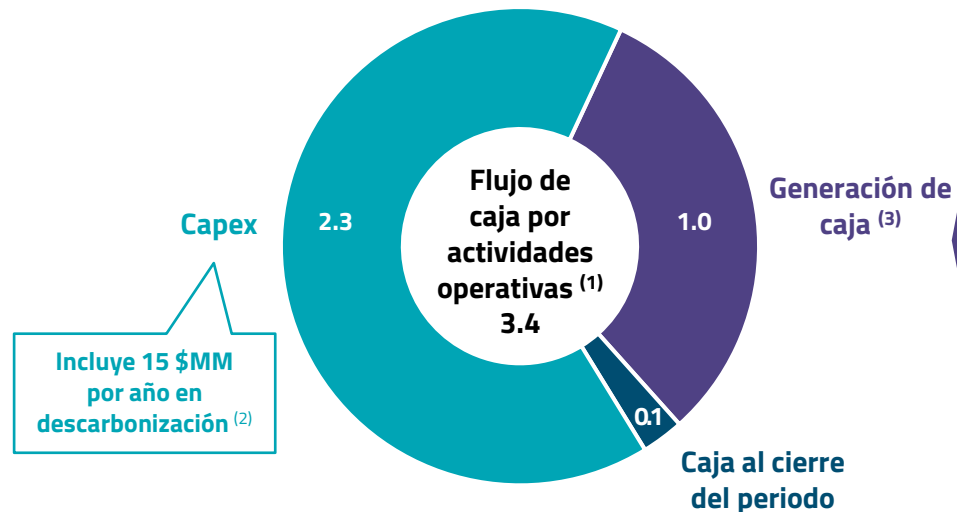
(2) ROACE = Utilidad de Operación / (Deuda total promedio + Capital contable promedio)

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

Generación de caja resiliente con gran potencial de upside

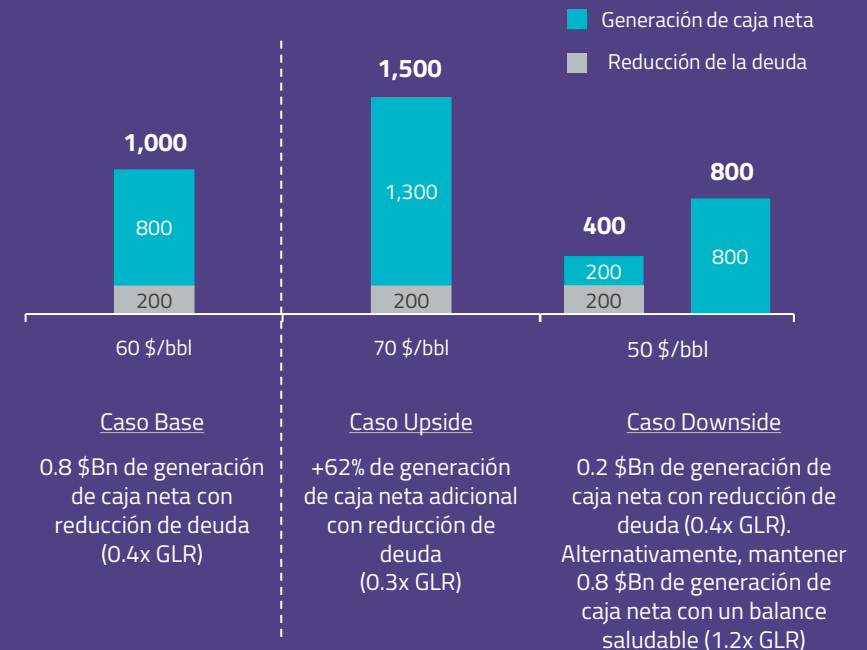
Usos del flujo de caja por actividades operativas

\$Bn, acumulado 2022-26



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

\$MM, acumulado 2022-26



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

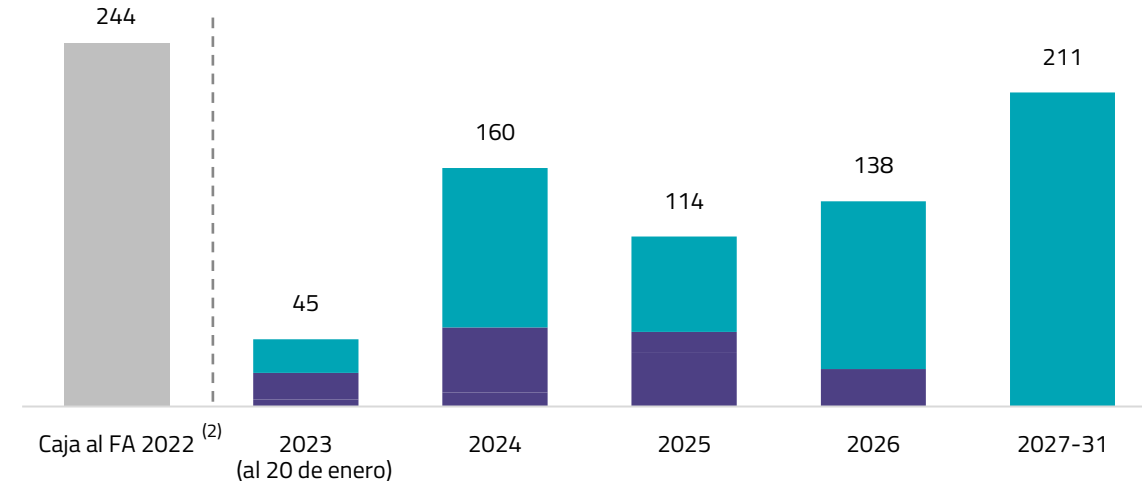
(2) Reducción de la huella de carbono operacional y remoción de carbono a través de NBS

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

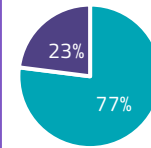
Perfil de deuda saludable

Vencimientos de deuda

\$MM



Composición de la deuda actual

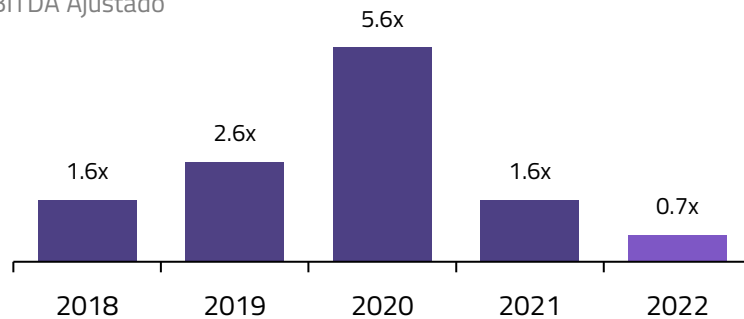


- Vida promedio: 3.1 años
- Tasa de interés promedio: 3.2% ⁽¹⁾

■ Cross border
■ Local

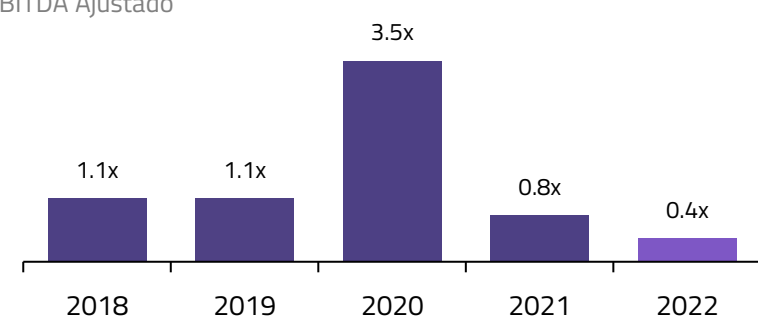
APALANCAMIENTO BRUTO

EBITDA Ajustado



APALANCAMIENTO NETO

EBITDA Ajustado



(1) Incluye deuda denominada en dólares únicamente

(2) Caja incluye caja, bancos e inversiones corrientes. Incluye 22.5 \$MM usados para el repago del préstamo sindicado el 20 de enero de 2023

Ambiente, Social & Gobernanza



Desarrollo sustentable de nuestro negocio

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



Solido 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 4 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 en Corrientes



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

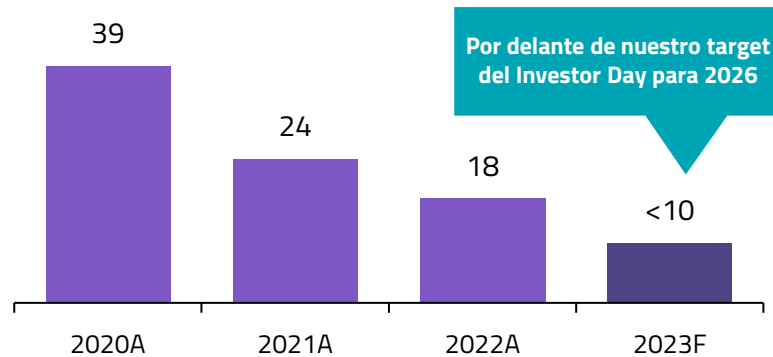
(1) TRIR (Tasa total de incidentes registrables): Número de incidentes registrables x 1,000,000 / Número total de horas trabajadas

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

Camino a la producción de energía baja en carbono

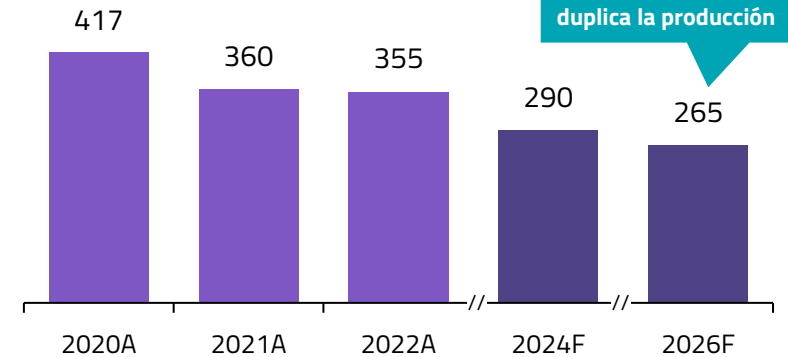
Intensidad de emisiones de GEI ⁽¹⁾

kgCO₂e/boe



Emisiones de GEI ⁽¹⁾

MTonCO₂e



- Solido progreso en la implementación de proyectos, incluyendo unidades de recupero de vapor, gas blanketing en tanques de almacenamiento, mejorando parámetros en el proceso de deshidratación de glicol, la electrificación de las estaciones de compresión, y la compra de energía eléctrica de fuentes renovables
- Todos los proyectos tienen TIR positiva con nuestro precio interno de carbono de 50 \$/Tn
- Capex total estimado: 8 \$MM por año hasta 2026

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

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

Enfoque en la calidad

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

Diversificación

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

Enfoque de triple impacto

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

Contabilidad de CO₂ rigurosa

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

Plan de inversión en NBS generando valor

Dado que la remoción de CO₂ basada en la naturaleza es la 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 para los próximos 5 años, comenzando en 2022



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 **3,322 ha** en Corrientes y comenzamos proyectos de ARR ⁽¹⁾. Plantamos 1,080 ha durante 2022, planeando plantar ~1,200 ha en 2023 ⁽²⁾
- ✓ Se firmó un acuerdo de ganadería sustentable con el propietario de ~**1,900 ha** en Santa Fe
- ✓ Se firmó un compromiso de compra por ~**5,000 ha** para un proyecto de REDD+ ⁽³⁾ en Salta
- ✓ Se firmó un acuerdo de agricultura sustentable con el propietario de ~**1,900 ha** en Santa Fe, Córdoba, Buenos Aires y Río Negro

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

(2) 1 hectárea equivale a 2.47 acres

(3) REDD+ (por sus siglas en ingles) 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

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

Equipo ejecutivo de alto rendimiento

Pablo Vera Pinto – Director de Finanzas

+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

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

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

Alejandro Cheriñacov – Director de Planificación Estratégica y Relación con Inversionistas

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

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

Consejo de administración con profesionales de clase mundial

Susan L. Segal – Independiente

Presidente and CEO 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 – No independiente

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

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

Germán Losada – Independiente

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

- 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 900 locaciones bajo desarrollo en Vaca Muerta con resultados sólidos

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

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

Free cash flow positivo continúa robusteciendo la posición financiera

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

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



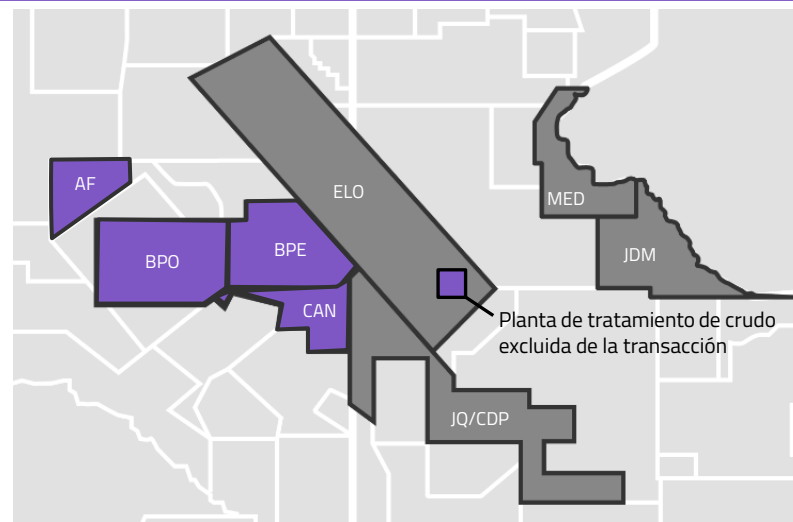
Apéndice



Foco en operaciones shale para robustecer retorno a los accionistas

DETALLES DE LA TRANSACCIÓN

- Vista llegó a un acuerdo de dos fases con Petrolera Aconcagua, que se convertirá en el operador de ciertas concesiones convencionales, efectivo el 1 de marzo de 2023, y afrontará el 100% de los costos, inversiones, impuestos y regalías
- Vista conservará la titularidad de las concesiones hasta el 28 de febrero de 2027, cuando se transferirá el 100% de la titularidad a Aconcagua (sujeto a aprobaciones provinciales) y retendrá el derecho sobre el 40% de la producción de hidrocarburos⁽¹⁾
- Vista recibirá:
 - ✓ 26.5 \$MM pagados en 3 cuotas anuales⁽²⁾
 - ✓ 4 MMbbl de petróleo y 300 MMm3 de gas, por el derecho sobre 40% de la producción de hidrocarburos de las concesiones hasta el 28 de febrero de 2027⁽³⁾
 - ✓ Derecho a comprar a Aconcagua hasta el 60% de la participación de Aconcagua en el gas natural producido por las concesiones a 1 \$/MMbtu hasta el 28 de febrero de 2027
- La planta de tratamiento de crudo del cluster de Bajada del Palo (ubicada en Entre Lomas) está excluida de la transacción (valor neto de libros de 20 \$MM)
- Vista retendrá el derecho a explorar y desarrollar la formación Vaca Muerta en las concesiones



■ Concesiones no incluidas en la transacción
 ■ Concesiones convencionales incluidas en la transacción: Entre Lomas Río Negro y Entre Lomas Neuquén (ELO), Jarilla Quemada / Charco del Palenque (JQ/CDP), 25 de Mayo Medanita SE (MED), Jagüel de los Machos (JDM)

RACIONAL ESTRATEGICO

- Transforma a Vista en una Compañía completamente enfocada en Vaca Muerta, con menores costos operativos y de desarrollo, y mayor ROACE y Margen de EBITDA
- Favorece el cumplimiento de los targets de 2026 con flujo de caja libre adicional
- Momento correcto para ejecutar la transacción (1-2 años antes de la renegociación de la extensión de las concesiones)

Nuestra evaluación del valor estimado de la transacción es ~400 \$MM⁽⁴⁾

IMPACTOS CLAVES ESPERADOS

≡ Sin impacto

EBITDA Ajustado 2023⁽⁵⁾

↑ +5 p.p. to 71%

Mg. de EBITDA Ajustado 2023

↓ -2 \$/boe (-25%)

Costo operativo 2023⁽⁶⁾

↑ +100 \$MM (+9%)

Generación de caja 2023-26⁽⁷⁾

(1) 40% de la producción de crudo y gas, y 100% de la producción de NGL y condensados

(2) Las siguientes cuotas: 10.00 \$MM el 15 de febrero de 2023, 10.74 \$MM el 1 de marzo de 2024, y 5.74 \$MM el 1 de marzo de 2025. Todas las cantidades a ser pagadas en Argentina en Pesos

(3) Si dichos volúmenes no se producen para el 28 de febrero de 2027, Aconcagua pagará a Vista en efectivo (6) para compensar la brecha en producción (al precio realizado promedio de la cuenca Neuquina de los últimos 12 meses) con un 10% adicional por penalidad

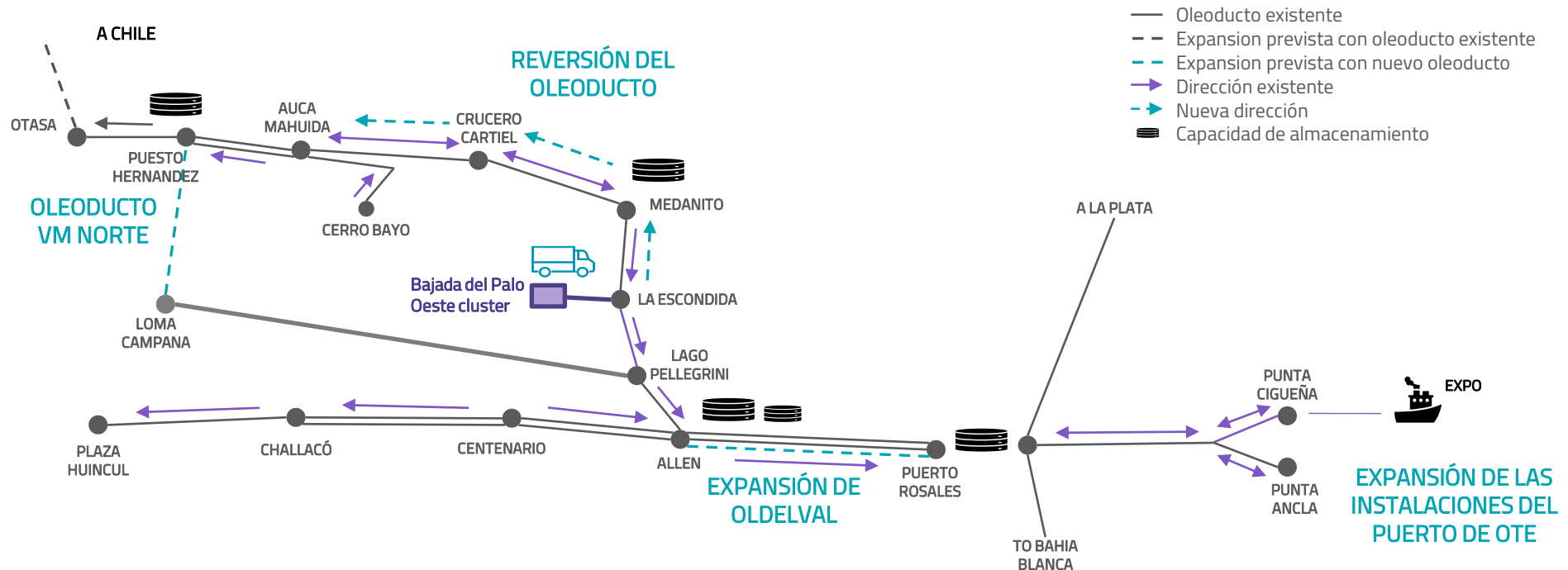
(4) Basado en la suma nominal de (i) pagos por adelantado; (ii) venta de 4 MMbbl de crudo a 65 \$/bbl, 300 MMm3 de gas natural a 4.5 \$/Mmbtu y 37,000 tons de NGL a 250 \$/tn; y (iii) un margen de 3.5 \$/MMbtu sobre el 60% del gas natural de Aconcagua

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

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

Generación de caja 2023-2026 = flujo de caja libre acumulado, calculado como el flujo de caja por actividades operativas más el flujo de caja por actividades de inversión

Infraestructura de evacuación de petróleo de Vaca Muerta



Capacidad de evacuación asegurada para el incremento de la producción planeado hacia 2026

- 31,500 bbl/d de capacidad de transporte incremental asegurada en la **expansión de Oldelvall**, comprometiéndose pagos adelantados de ~54 \$MM en 2023 y ~65 \$MM en 2024-25 ⁽¹⁾
- 37,400 bbl/d de capacidad asegurada en la **expansión de las instalaciones del puerto de OTE**, comprometiéndose pagos adelantados de ~23 \$MM en 2023 y ~6 \$MM en 2024-25 ⁽¹⁾

Capacidad de evacuación de petróleo esperada de 74,300 bbl/d

(1) Los compromisos de pagos por adelantado están sujetos a modificaciones dependiendo del total del costo del proyecto

Financiamiento: actividad en el mercado de capitales

Financiamiento de ~785 \$MM a través de un dual-listing en NYSE y la emisión de 19 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

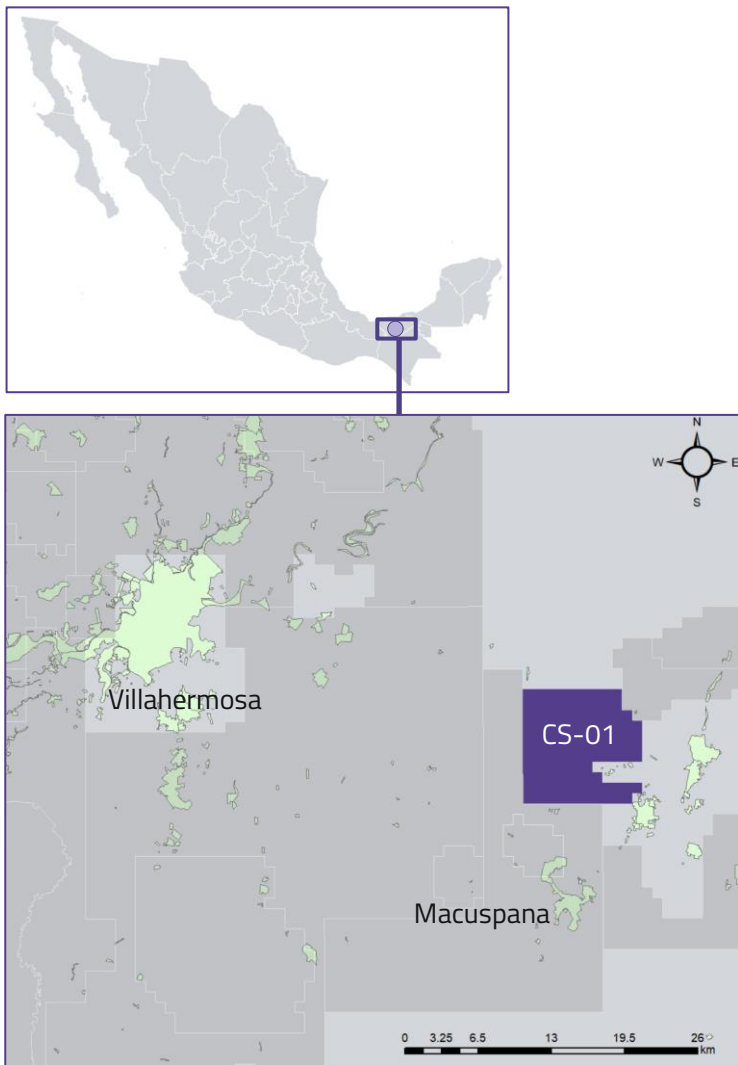


Bonos en el mercado argentino

Serie	Fecha de emisión	Moneda	Plazo	Principal ⁽¹⁾	Intereses anuales
III	21 feb 2020	USD	48 meses	9.5 \$MM	3.50% pagaderos semestralmente
VI	4 dic 2020	ARS Pesos (USD-linked)	48 meses	10.0 \$MM	3.24% pagaderos trimestralmente
VII	10 mar 2021	ARS Pesos (USD-linked)	36 meses	42.4 \$MM	4.25% pagaderos trimestralmente
VIII ⁽²⁾	10 mar 2021	ARS Pesos (Ajustado por inflación)	42 meses	33.5 \$MM	2.73% pagaderos trimestralmente
X ⁽³⁾	18 jun 2021	ARS Pesos (Ajustado por inflación)	45 meses	32.6 \$MM	4.00% pagaderos trimestralmente
XI	27 ago 2021	ARS Pesos (USD-linked)	48 meses	9.2 \$MM	3.48% pagaderos trimestralmente
XII	27 ago 2021	ARS Pesos (USD-linked)	120 meses	100.8 \$MM	5.85% pagaderos semestralmente
XIII	16 jun 2022	USD	26 meses	43.5 \$MM	6.00% pagaderos trimestralmente
XIV	10 nov 2022	USD	36 meses	40.5 \$MM	6.25% pagaderos semestralmente
XV	6 dic 2022	USD	26 meses	13.5 \$MM	4.00% pagaderos trimestralmente
XVI	6 dic 2022	ARS Pesos (USD-linked)	42 meses	63.5 \$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

- (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) 7.2 \$MM fueron emitidos el 10 de marzo de 2021, equivalentes a 9,323,430 UVAs a un precio de 1.0000 Pesos Argentinos por UVA, y 26.3 \$MM fueron emitidos el 26 de marzo de 2021, equivalentes a 33,966,570 UVAs a un precio de 0.9923 Pesos Argentinos por UVA
- (3) 32.6 \$MM fueron emitidos el 18 de junio de 2021, equivalentes a 39,093,997 UVAs a un precio de 1.0000 Pesos Argentinos por UVA

Resumen de activos mexicanos



■ Activos de Vista ■ Activos de otras compañías

CS-01

Datos clave

- **Participación:** 100%
- **Operador:** Vista
- **Área:** 23,517 acres netos
- **Hidrocarburo:** Aceite, gas natural y condensado
- **Litología:** Arenisca
- **Estado:** Tabasco
- **Cuenca:** Sureste/Macuspana
- **Campos:** 2
- **Pozos perforados:** 68
- **Reservas probadas 2022:** 4.0 MMboe ⁽¹⁾
- **Producción 4T-22:** 0.4 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 diciembre de 2022	Al 31 de diciembre de 2021
Propiedad, planta y equipos	1,606,339	1,223,982
Crédito Mercantil	28,288	28,416
Otros activos intangibles	6,792	3,878
Activos por derecho de uso	26,228	26,454
Inversiones en asociadas	6,443	2,977
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	15,864	20,210
Activos por impuestos diferidos	335	2,771
Total Activos No Corrientes	1,690,289	1,308,688
Inventarios	12,899	13,961
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	90,406	46,096
Caja, bancos e inversiones corrientes	244,385	315,013
Total Activos Corrientes	347,690	375,070
Total Activos	2,037,979	1,683,758
Pasivos por impuestos diferidos	243,411	175,420
Pasivos por arrendamiento	20,644	19,408
Provisiones	31,668	29,657
Préstamos	477,601	447,751
Títulos opcionales	0	2,544
Beneficios a empleados	12,251	7,822
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	0	50,159
Total Pasivos No corrientes	785,575	732,761
Provisiones	2,848	2,880
Pasivos por arrendamiento	8,550	7,666
Préstamos	71,731	163,222
Salarios y contribuciones sociales	25,120	17,491
Impuesto sobre la renta	58,770	44,625
Otros impuestos y regalías	20,312	11,372
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	221,013	138,482
Total pasivos corrientes	408,344	385,738
Total Pasivos	1,193,919	1,118,499
Total Capital Contable	844,060	565,259
Total Capital Contable y Pasivos	2,037,979	1,683,758



Estado de resultados consolidado

En \$M	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2022	Periodo entre el 1 de octubre y el 31 de diciembre de 2021
Ingreso por ventas a clientes	308,105	196,004
Ingresos por ventas de petróleo crudo	285,365	182,088
Ingresos por ventas de gas natural	21,171	12,244
Ingresos por ventas de GLP	1,569	1,672
Costo de ventas	(133,949)	(104,417)
Costos de operación	(36,113)	(30,311)
Fluctuación del inventario de crudo	4,722	(1,362)
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(63,148)	(46,886)
Regalías	(39,410)	(25,858)
Utilidad bruta	174,156	91,587
Gastos de ventas	(18,847)	(11,865)
Gastos generales y de administración	(19,615)	(14,764)
Gastos de exploración	(169)	(124)
Otros ingresos operativos	3,715	5,477
Otros gastos operativos	(715)	(2,317)
Reversión de activos de larga duración	-	14,044
Utilidad de operación	138,525	82,038
Ingresos por intereses	425	23
Gastos por intereses	(6,545)	(9,330)
Otros resultados financieros	(23,729)	(1,013)
Resultados financieros netos	(29,849)	(10,320)
Utilidad antes de impuestos	108,676	71,718
Beneficio (gasto) por impuesto sobre la renta corriente	54,560	(15,162)
(Gasto) por impuesto sobre la renta diferido	(87,732)	(21,001)
(Gasto) por impuesto sobre la renta	(33,172)	(36,163)
Utilidad neta del período	75,504	35,555
Otros resultados integrales	(633)	(951)
Total utilidad integral del período	74,871	34,604

RECONCILIACIÓN EBITDA AJUSTADO ⁽¹⁾

Reconciliación de EBITDA Ajustado (\$MM)	2022	2021
Utilidad neta	269.5	50.7
(+) Impuesto sobre la renta	164.0	102.1
(+) Resultados financieros netos	95.6	57.8
Utilidad de Operación	529.1	210.6
(+) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	234.9	191.3
(+) Gastos de reestructuración y reorganización y otros	0.5	(7.7)
(+) Deterioro de activos de larga duración	-	(14.0)
EBITDA Ajustado⁽¹⁾	764.5	380.1
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%)</i>	<i>67%</i>	<i>58%</i>

UTILIDAD NETA AJUSTADA ⁽²⁾

Utilidad Neta Ajustada (\$MM)	2022	2021
Utilidad Neta	269.5	50.7
<u>Ajustes:</u>		
(+) Impuesto sobre la renta diferido	71.9	39.7
(+) Cambios en el valor razonable de los títulos	30.4	2.2
(-) Deterioro de activos de larga duración	0.0	(14.0)
Ajustes a la Utilidad/Pérdida neta	102.2	27.8
Utilidad Neta Ajustada	371.8	78.5
<i>EPS ajustado (\$/acción)</i>	<i>4.23</i>	<i>0.89</i>

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

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