Presentación a Inversores

Octubre 2026



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

Información adicional sobre Vista Energy S.A.B. de C.V. ("Vista" o la "Compañía"), una sociedad constituida de conformidad con las leyes de los Estados Unidos Mexicanos ("México"), puede ser encontrada en la sección "Inversionistas" en la página de internet www.vistaenergy.com, en EDGAR (www.sec.gov),en la Bolsa Mexicana de Valores (www.bmv.gob.mx) y en la página de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores (la "CNBV") (www.gob.mx/cnbv).

Esta presentación no constituye una oferta de venta ni una solicitud de oferta de compra de valores de la Compañía, en ninguna jurisdicción. Los títulos no pueden ser ofrecidos o vendidos en los Estados Unidos o en México sin estar registrados en la U.S. Securities Exchange Commission ("SEC"), en el Registro Nacional de Valores de la CNBV o sin estar exentos de dichos registros, según corresponda.

Esta presentación no contiene toda la información financiera de la Compañía. En consecuencia, los inversionistas deben leer esta presentación junto con los estados financieros consolidados de la Compañía y otra información financiera disponible en el sitio web de la Compañía. Esta presentación contiene montos no auditados.

Cifras redondeadas y porcentajes: ciertas cifras y porcentajes incluidos en esta presentación han sido redondeados para facilitar su presentación. Los porcentajes incluidos en esta presentación no se han calculado en todos los casos sobre la base de dichas cifras redondeadas, sino sobre la base de dichas cifras antes del redondeo. Por esta razón, ciertos porcentajes en esta presentación podrían variar de las cifras obtenidas al realizar los mismos cálculos utilizando las cifras contenidas en los estados financieros. Además, algunas otras cantidades que aparecen en esta presentación podrían no resultar debido al redondeo.

Esta presentación contiene ciertas métricas que no tienen significados estandarizados o métodos de cálculo estándar y, por lo tanto, dichas métricas pueden no ser comparables a métricas similares utilizadas por otras compañías. Estas métricas han sido incluidas para proporcionar a los lectores medidas adicionales para evaluar el desempeño de la Compañía; sin embargo, dichas medidas no son indicadores confiables del desempeño futuro de la Compañía y es posible que el desempeño futuro no sea comparable con el desempeño de períodos anteriores.

No se debe depositar confianza, para efecto alguno, en la información contenida en este documento ni en su exhaustividad. Cierta información contenida en este documento se ha obtenido de fuentes públicas, que pueden no haber sido verificadas o auditadas de forma independiente. No se otorga ni se dará declaración ni garantía alguna, ya sea expresa o implícita, en o en nombre de la Compañía, o de cualquiera de sus afiliadas (dentro del significado de "Afiliadas" en la Regla 405 del U.S. Securities Act de 1933, enmendada), miembros, directores, oficiales o empleados o cualquier otra persona en cuanto a la exactitud, exhaustividad o imparcialidad de la información u opiniones contenidas en esta presentación o cualquier otro material discutido verbalmente, y cualquier confianza que usted deposite en ellos será bajo su propio riesgo. Además, la Compañía o cualquiera de sus Afiliadas, miembros, directores, funcionarios o empleados o cualquier otra persona no aceptará ninguna responsabilidad (ya sea directa o indirecta, contractual, extracontractual o de otro tipo) en relación con dicha información u opiniones o cualquier otro asunto relacionado con esta presentación o su contenido, o que surja de cualquier otro modo en relación con la misma.

Esta presentación incluye información financiera que no ha sido obtenida conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), mismas que no han sido objeto de ninguna auditoría respecto de ningún periodo; no deben considerarse de forma aislada ni como sustitutos de otros parámetros financieros divulgados de conformidad con las NIIF. La información y opiniones contenidas en esta presentación se proporcionan a la fecha de esta presentación y están sujetas a verificación, finalización y cambios sin previo aviso.

Esta presentación incluye "estimaciones futuras" relativas a expectativas del futuro. Palabras como "aspira", "cree", "espera", "anticipa", "pretende", "propone", "debería", "busca", "estima", "futuro" o expresiones similares se incluyen con la intención de identificar declaraciones sobre el futuro. Para evitar cualquier duda, cualquier proyección, estimación o similar sobre el futuro o los futuros resultados, rendimientos o logros son una declaración prospectiva. Aunque nuestro equipo de administración considera que las hipótesis y estimaciones en que se basan las declaraciones futuras son razonables y se basan en la mejor información disponible actualmente, dichas declaraciones futuras se basan en hipótesis que están sujetas a importantes incertidumbres y contingencias, muchas de las cuales están fuera de nuestro control.

Habrá diferencias entre los resultados reales y los proyectados, y los resultados reales pueden ser mayores o menores a los contenidos en las proyecciones. Las proyecciones relacionadas con nuestros resultados de producción, así como nuestras estimaciones de costos -incluyendo el rendimiento previsto y las proyecciones de Vista incluidas en esta presentación- se basan en la información que tenemos disponible a esta fecha y reflejan numerosas suposiciones, incluyendo suposiciones relativas a curvas tipo para nuevos diseños de pozos y ciertas expectativas de espaciamiento por etapa, todas las cuales son difíciles de predecir y muchas de las cuales están fuera de nuestro control y por lo tanto sujetas a varios riesgos e incertidumbres. La inclusión de la información financiera estimada en este documento no debe considerarse como una indicación de que nosotros o nuestro equipo de administración consideramos que dichas predicciones como fiables de acontecimientos futuros. En dicho sentido, no se puede hacer ninguna representación en cuanto a la posibilidad de alcanzar las proyecciones, los lineamientos u otras estimaciones de los resultados, el rendimiento o los logros futuros. No garantizamos la exactitud, fiabilidad, adecuación o integridad de nuestras proyecciones. Nadie de nuestro equipo de administración ni de nuestros representantes ha realizado declaración alguna con respecto a nuestro desempeño futuro en comparación con la información contenida en muestras proyecciones, y ninguno de ellos tiene la intención o asume la obligación de actualizar o revisar las proyecciones realizadas para reflejar las circunstancias efectivamente existentes luego de la fecha en que se hicieron nuestras proyecciones o para reflejar la existencia de acontecimientos futuros en caso de que se demuestre que algunos o todos los supuestos en que se basaron nuestras proyecciones estuvieron equivocados. Podríamos hacer referencia a estas proyecciones en nuestros informes periódicos a ser presentados o proporcionados conforme a la Ley del Mercado de Valores. Estas expectativas y proyecciones están sujetas a importantes riesgos e incertidumbres conocidas y desconocidas que pueden hacer que nuestros resultados reales, desempeño o logros, o resultados de la industria, sean materialmente diferentes de cualquier resultado esperado o proyectado, desempeño o logros expresados o implícitos en dichas estimaciones futuras. Muchos factores de importancia podrían causar que nuestros resultados, desempeño o logros reales difieran materialmente de aquellos expresados o implícitos en nuestras estimaciones futuras, incluyendo, entre otras cosas: nuestra habilidad para reducir la intensidad de emisiones de GEI de alcance 1 y 2 a 7 kg CO_2e/boe para 2026, o para poder igualar el volumen de nuestros créditos de carbono con las emisiones de alcance 1 y 2 generadas en nuestras operaciones dentro del plazo previsto o en absoluto; incertidumbres relacionadas con concesiones gubernamentales futuras y permisos de exploración; resultados adversos en litigios que puedan surgir en el futuro; condiciones políticas, económicas, sociales, demográficas y comerciales generales en Argentina, México y en otros países en los que podamos operar en el futuro; el impacto del desarrollo de acontecimientos políticos e incertidumbre relacionados con las condiciones políticas y económicas en Argentina, incluyendo las políticas del gobierno actual en Argentina, desarrollo de acontecimientos económicos y políticos relevantes en México, Argentina y en los Estados Unidos de América; cambios en las leyes, normas, reglamentos e interpretaciones y aplicación de las mismas aplicables a los sectores energéticos de Argentina y México y en todo Latinoamérica, incluyendo cambios en el entorno regulatorio en el que operamos y cambios en los programas establecidos para promover las inversiones en la industria energética; cualquier aumento inesperado en los costos de financiamiento o la imposibilidad de obtener financiamiento y/o capital adicional de acuerdo con términos atractivos; cualquier cambio en los mercados de capital en general que pueda afectar las políticas o actitudes en Argentina y/o México, y/o compañías argentinas y mexicanas con respecto a financiamientos otorgados o inversiones hechas en Argentina y México o compañías argentinas y mexicanas; multas u otras penalidades y reclamos por parte de las autoridades y/o clientes; restricciones en la capacidad de cambiar Pesos mexicanos o argentinos a divisas o transferir fondos al extranjero; la imposición de restricciones a la importación de bienes claves para mantener nuestros activos; la revocación o modificación de nuestros respectivos contratos de concesión por parte de la autoridad otorgante; nuestra capacidad para renovar ciertas concesiones para la explotación de hidrocarburos; nuestra capacidad para implementar nuestros planes de gastos de capital o nuestra estrategia de negocios, incluyendo nuestra capacidad para obtener financiamiento cuando sea necesario y en términos razonables; intervención del gobierno, incluyendo medidas que resulten en cambios en los mercados laborales, mercados cambiarios o sistemas fiscales de Argentina y México; tasas de inflación continuas y/o más altas y fluctuaciones en los tipos de cambio, incluyendo la depreciación y/o apreciación del Peso Mexicano o del Peso Argentino; cualquier evento de fuerza mayor, o fluctuaciones o reducciones en el valor de la deuda pública argentina; cambios en la demanda de petróleo y gas en particular, y de energía en general, en Argentina, México y a nivel global; los efectos de pandemias, epidemias o cualquier restricción regulatoria de carácter obligatorio subsecuente o medidas de confinamiento; regulaciones ambientales, de salud y seguridad y estándares de la industria que se están volviendo más estrictos; mercados de energía, incluyendo el momento y alcance de los cambios y la volatilidad en los precios de las materias primas, y el impacto de cualquier reducción prolongada o material en los precios del petróleo a partir de los promedios históricos; cambios en la regulación de los sectores de energía y petróleo y gas en Argentina y México, y en toda América Latina; nuestra relación con nuestros empleados y nuestra capacidad para retener a los miembros clave de nuestra alta gerencia y a los empleados técnicos clave; la capacidad de nuestros directores y funcionarios para identificar un número adecuado de oportunidades potenciales de adquisición; nuestras expectativas con respecto al desempeño de nuestros negocios recientemente adquiridos; nuestras expectativas con respecto a la producción, los costos y los precios futuros del petróleo crudo utilizados en nuestras proyecciones; cambios en nuestros planes de inversión; incertidumbres inherentes a la realización de estimaciones de nuestras reservas de petróleo y gas, y cambios en nuestras estimaciones anteriores de reservas, incluidas las reservas de petróleo y gas descubiertas recientemente y cambios a nuestras reservas previamente estimadas; el aumento de la competencia en el mercado en los sectores de la energía en Argentina y México; los posibles cambios en la regulación y modificaciones en los acuerdos de libre comercio impulsados por la evolución de las políticas comerciales de EE. UU. y los acontecimientos políticos en Argentina, México y otros países de Latinoamérica; el cambio climático y los fenómenos meteorológicos extremos; cualquier posible efecto adverso que pueda surgir en relación con posibles fusiones, adquisiciones, desinversiones u otras reorganizaciones corporativas; entornos macroeconómicos globales adversos, incluidos guerras comerciales, alta inflación, una recesión global y una creciente volatilidad del mercado, especialmente en relación con los precios de las materias primas; y conflictos geopolíticos en curso y potenciales, incluidos, entre otros, los que involucran a Rusia y Ucrania; Israel, Hamás e Irán; y tensiones entre China y Taiwán.

Las estimaciones futuras se refieren únicamente a la fecha en las que se realizaron, y no asumimos ninguna obligación de publicar actualizaciones o revisiones de ninguna de las declaraciones sobre proyectos futuros contenidas en el presente documento debido a nueva información, eventos futuros u otros factores. A la luz de estas limitaciones, no se debe depositar una confianza indebida en las declaraciones a futuro contenidas en este documento. Para más información sobre los riesgos e incertidumbres asociados con estas estimaciones futuras y el negocio de Vista puede consultar la información pública de Vista en EDGAR (www.sec.gov),en la Bolsa Mexicana de Valores (www.bmv.gob.mx), y en la página de la CNBV(www.gob.mx/cnbv).

Usted no deberá considerar ninguna declaración con respecto a las tendencias o actividades pasadas como una garantía de que las tendencias o actividades continuarán hacia el futuro. Por consiguiente, usted no deberá basarse declaraciones. Esta presentación no pretende constituir, y no debe ser interpretada como un consejo de inversión.

Otra información

Vista publica de forma continua información de importancia para los inversionistas en la sección de apoyo de Relaciones con los Inversionistas en su sitio web, www.vistaenergy.com. Vista podría, de tiempo en tiempo, utilizar su sitio web como un canal de distribución de información material. Por lo tanto, los inversionistas deben monitorear el sitio web de Relaciones con los Inversionistas de Vista, además de seguir los comunicados de prensa de Vista, las presentaciones ante la SEC, la CNBV, las Bolsa Mexicana de Valores las conferencias telefónicas públicas y las transmisiones por Internet.

Información adicional sobre Vista Energy puede encontrarse en la sección "Inversionistas" del website en www.vistaenergy.com.

Principales generadores de valor de Vista

Amplio inventario de pozos de ciclo corto

- 1,468 locaciones listas para perforar en Vaca Muerta (1,083 en bloques operados) y 486 pozos netos en producción al final del 3T-26
- Productividad de pozos de petróleo shale entre las mejores de la cuenca
- 588.1 MMboe de reservas probadas (89% petróleo) al FA 2025 o 654.9 MMboe incluyendo nuestra participación en Bandurria Sur y Bajo del Toro. (1)
- Capacidad de evacuación de petróleo por oleoductos de 188 Mbbl/d
- Capacidad de tratamiento de petróleo de 203 Mbbl/d (incluyendo 103 Mbbl/d en bloques operados)

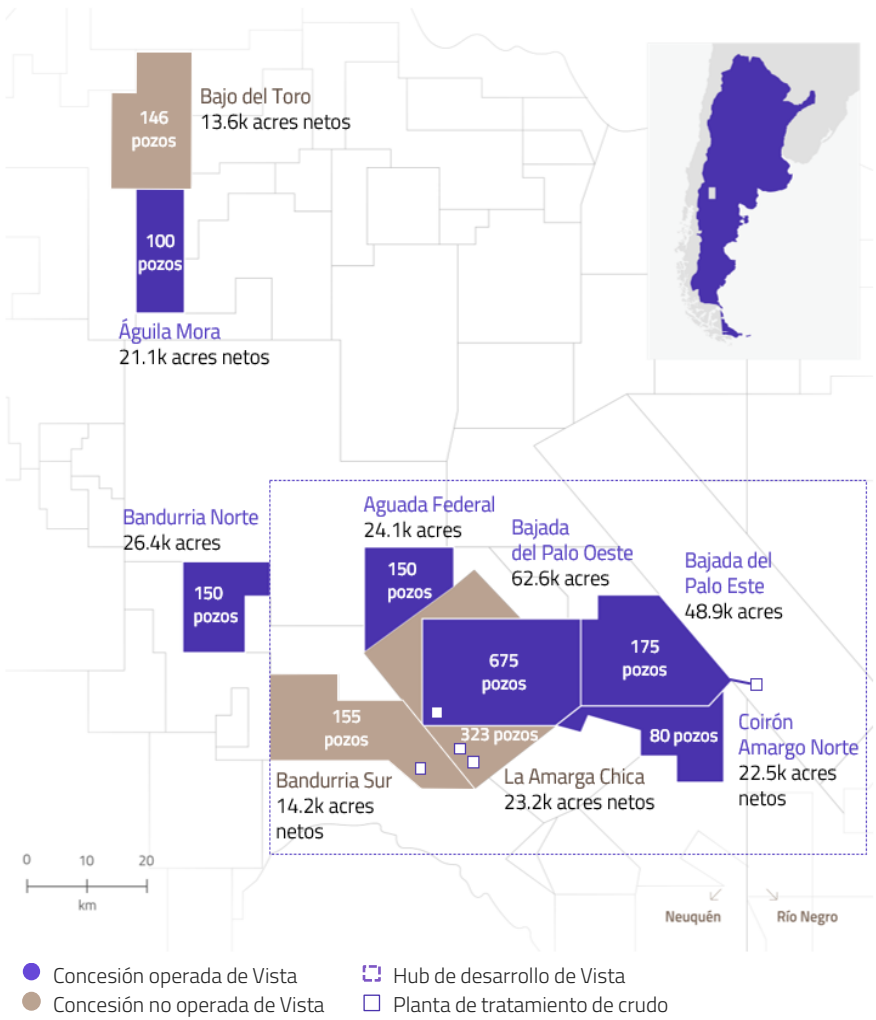
Rendimiento operativo líder

- La producción total alcanzó 169.0 Mboe/d en 3T-26 (147.1 Mbbl/d de petróleo)
- Se exportó el 73% de los volúmenes de venta de petróleo durante 3T-26, con 100% de los volúmenes del trimestre vendidos a paridad de exportación
- 4.4 $/boe de lifting cost en LTM, 68% debajo del nivel de 2018
- Organización plana y ágil, liderada por un equipo ejecutivo experimentado en oil & gas

Balances y rendimientos financieros sólidos

- Balance sólido con 785 $MM de caja y un ratio de apalancamiento neto de 1.12x (1.04x en base pro forma) al 3T-26 (1)
- LTM EBITDA Ajustado de 2,542 $MM, con un margen de EBITDA Ajustado de 67% y un precio realizado de crudo de 74.1 $/bbl (2)

257k acres en el núcleo de Vaca Muerta



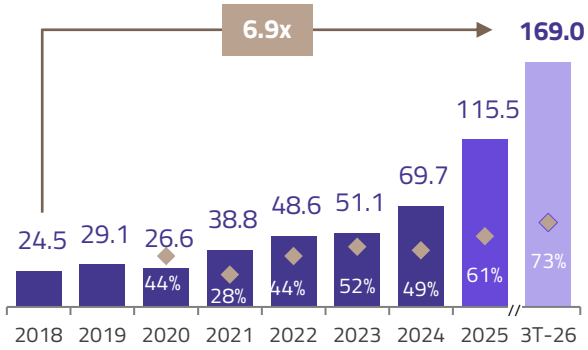
Las unidades y definiciones se pueden ver en el Glosario.

(1) Los valores pro forma reflejan una participación del 25.1% en Bandurria Sur y del 35.0% en Bajo del Toro, adquirida el 7 de mayo de 2026. Ratio de apalancamiento neto pro forma (1.04x) = (Deuda bruta (3,642 $MM) – Caja (785 $MM)) / EBITDA Ajustado LTM pro forma (2,740 $MM)

(2) Por motivos de consistencia en la comparación, los ingresos incluidos en el cálculo del margen de EBITDA Ajustado y el precio realizado promedio de petróleo son netos de Contratos de gestión de riesgo de commodities y Gastos comerciales de fletes marítimos. Los Contratos de gestión de riesgo de commodities fueron 10.7 $MM en 3T-26, 5.6 $MM en 2T-26 y -150.7 $MM en 1T-26.
Los Gastos comerciales de fletes marítimos fueron 41.4$MM en 3T-26, 63.1 $MM en 2T-26, 20.0 $MM en 1T-26 y 29.8 $MM en 4T-25, recaudados como ingresos e incurridos por nuestra subsidiaria de trading VEISA

Sólida trayectoria de crecimiento rentable y generación de valor

Producción
Mboe/d

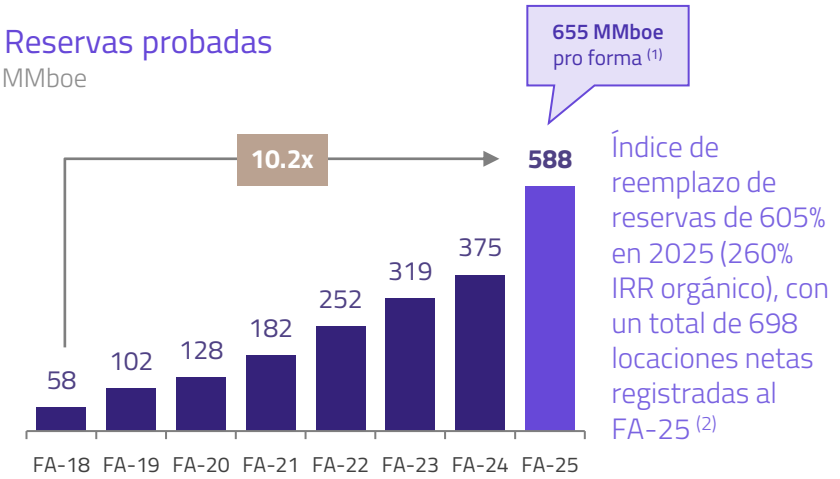


Fuerte crecimiento productivo, impulsado por nuestro proyecto de petróleo shale en nuestro hub de desarrollo

Producción

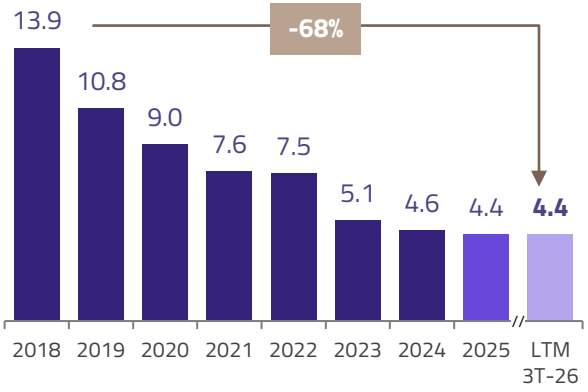
Volumen de petróleo exportado (%)

Reservas probadas
MMboe



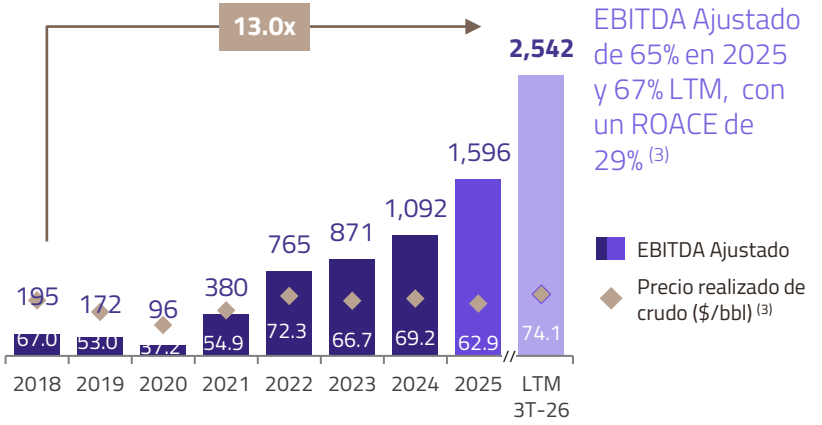
Índice de reemplazo de reservas de 605% en 2025 (260% IRR orgánico), con un total de 698 locaciones netas registradas al FA-25 (2)

Lifting cost
$/boe



Reducción impulsada por el foco en operaciones de petróleo shale, el crecimiento de la producción y eficiencias adicionales

EBITDA Ajustado
$MM



Margen de EBITDA Ajustado de 65% en 2025 y 67% LTM, con un ROACE de 29% (3)

EBITDA Ajustado

Precio realizado de crudo ($/bbl) (3)

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

(1) Los valores pro forma reflejan una participación del 25.1% en Bandurria Sur y del 35.0% en Bajo del Toro, adquiridas el 7 de mayo de 2026

(2) El índice de reemplazo de reservas orgánico excluye las adiciones de la Adquisición de PEPASA y el Contrato con Trafigura. La Compañía registró 357 locaciones netas como probadas desarrolladas y 341 locaciones netas como probadas no desarrolladas, ambas incluyendo las locaciones de La Amarga Chica a una participación de 50%

(3) Por motivos de consistencia en la comparación, los ingresos incluidos en el cálculo del margen de EBITDA Ajustado y el precio realizado promedio de petróleo son netos de Contratos de gestión de riesgo de commodities y Gastos comerciales de fletes marítimos. Los Contratos de gestión de riesgo de commodities fueron 10.7 $MM EN 3T-26, 5.6 $MM en 2T-26 y -150.7 $MM en 1T-26. Los Gastos comerciales de fletes marítimos fueron 41.4 $MM en 3T-26, 63.1 $MM en 2T-26, 20.0 $MM en 1T-26 y 29.8 $MM en 4T-25, recaudados como ingresos e incurridos por nuestra subsidiaria de trading VEISA

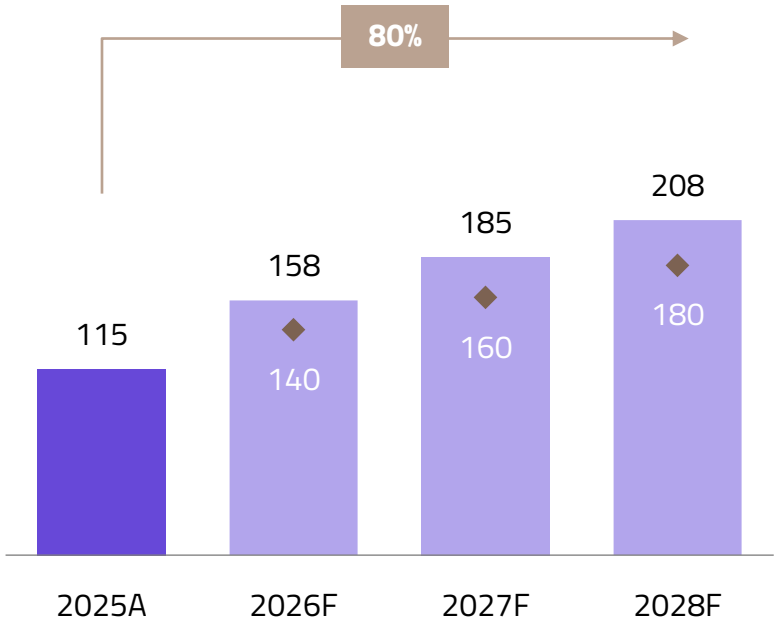
Avanzando hacia una nueva fase de crecimiento de-riskeado

CAPACIDAD Equipos de perforación, sets de fractura, personal, capacidad de tratamiento, transporte y exportación disponibles para ejecutar el plan

ACTIVIDAD 100-110 pozos conectados p.a. durante 2026-2028F

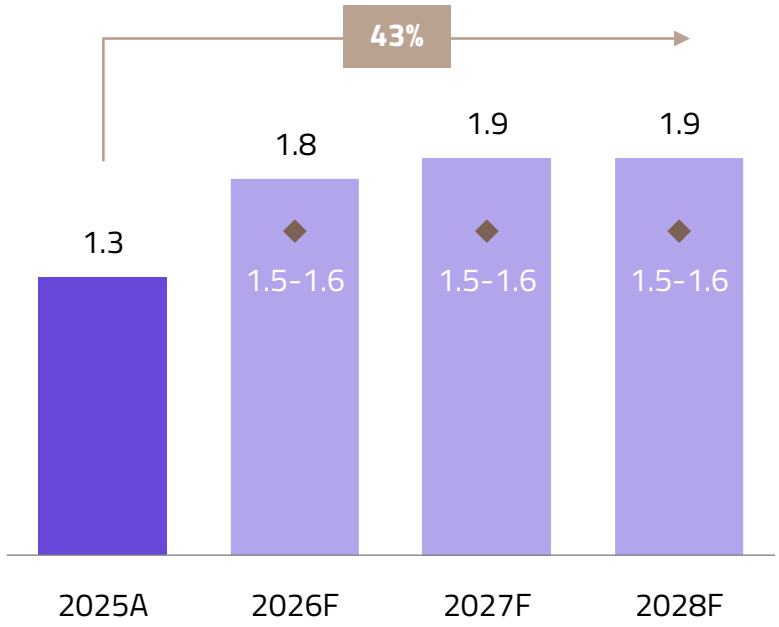
Producción

Mboe/d



Capex

$Bn

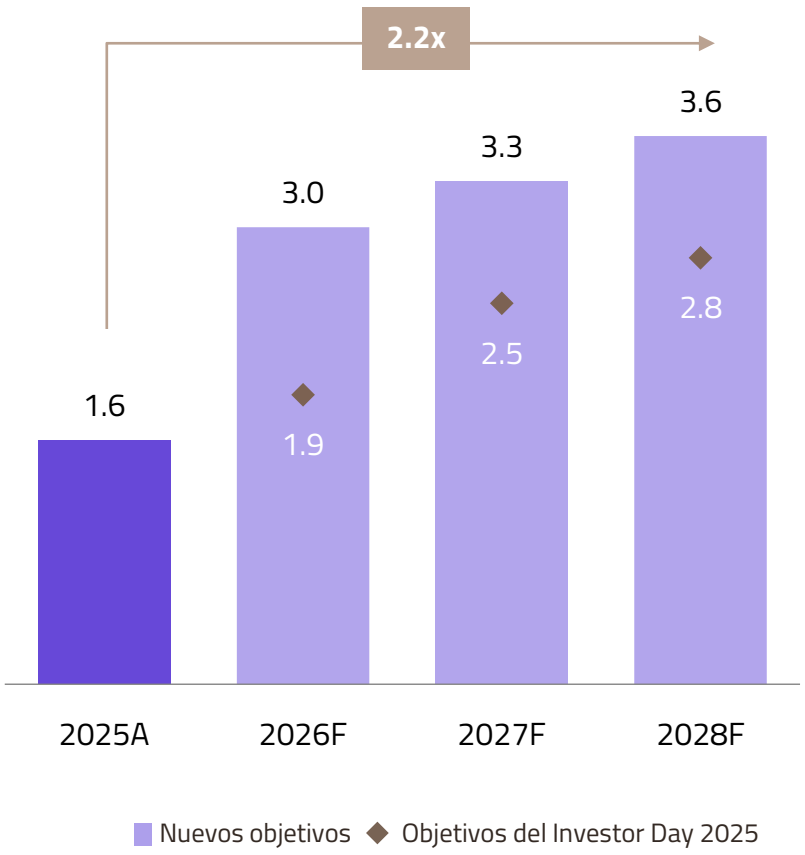


Nuevos objetivos ◆ Objetivos del Investor Day 2025

Generación superior de retornos totales a los accionistas

EBITDA Ajustado

$Bn



MARGEN DE EBITDA AJUSTADO

~67%

promedio 2026-2028F

Previo ~65%

ROACE

>25%

promedio 2026-2028F

Previo >20%

FREE CASH FLOW

2.8 $Bn

acumulado 2026-2028F

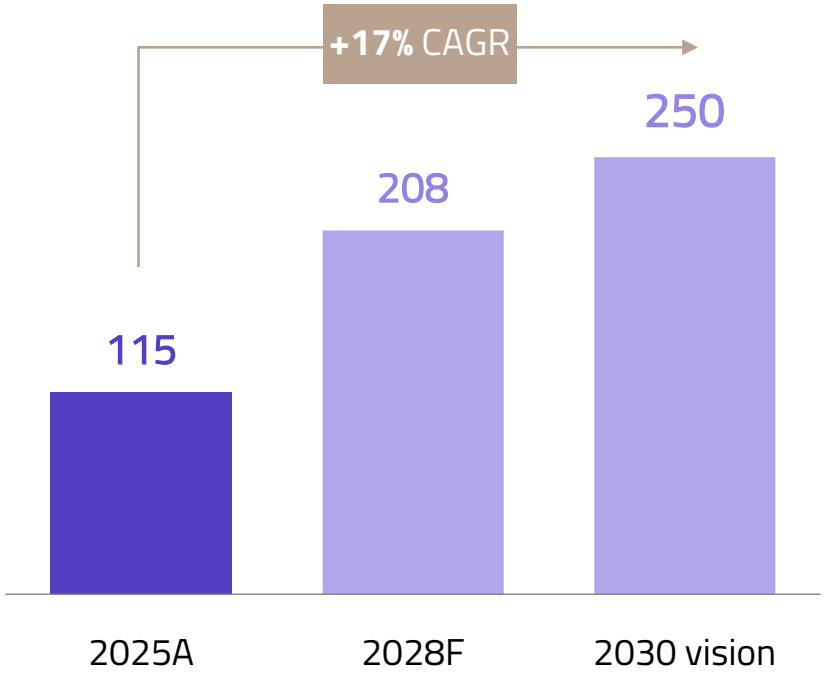
Previo 1.5 $Bn

Nota: asume un precio Brent de 85 $/bbl entre el 2T y el 4T-26, 80 $/bbl en 2027 y 75 $/bbl en 2028, en términos reales de enero de 2026

Construyendo una máquina generadora de flujo de caja

Producción

Mboe/d



25% por encima de la visión provista en el Investor Day de nov-25

Nota: asume un precio Brent de 75 $/bbl, en términos reales de enero de 2026

Generación recurrente de FCF de

2.0 $Bn

anuales para 2030

✓ 33% por encima del guidance previo de 1.5 $Bn

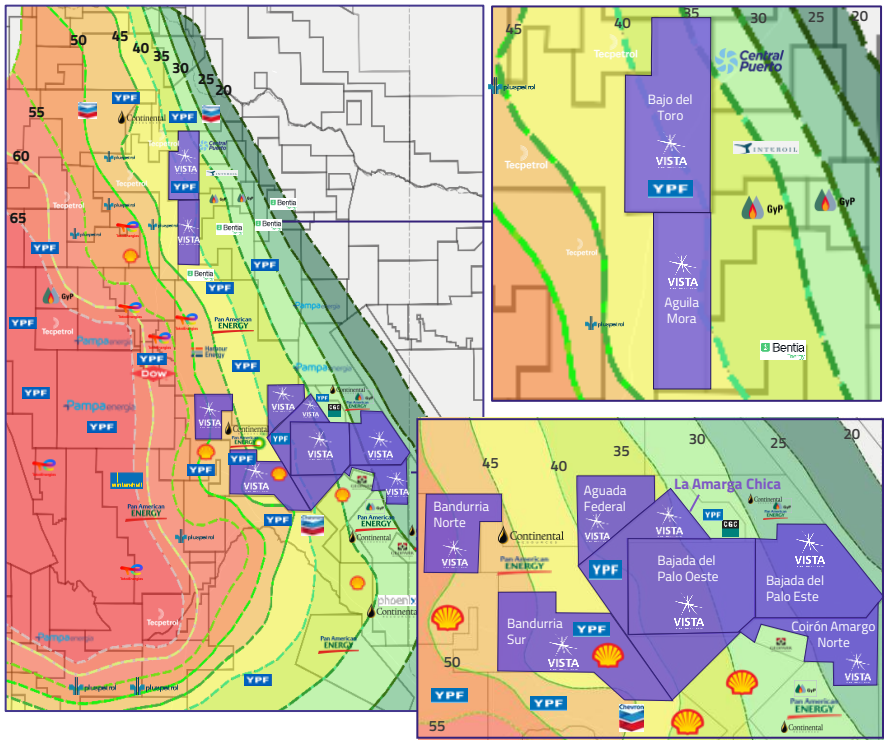
Activos



1

Compañía enfocada en petróleo shale, con 257k acres en el núcleo de Vaca Muerta

Bloques de Vista en Vaca Muerta



Los números de las líneas de contorno indican grados API

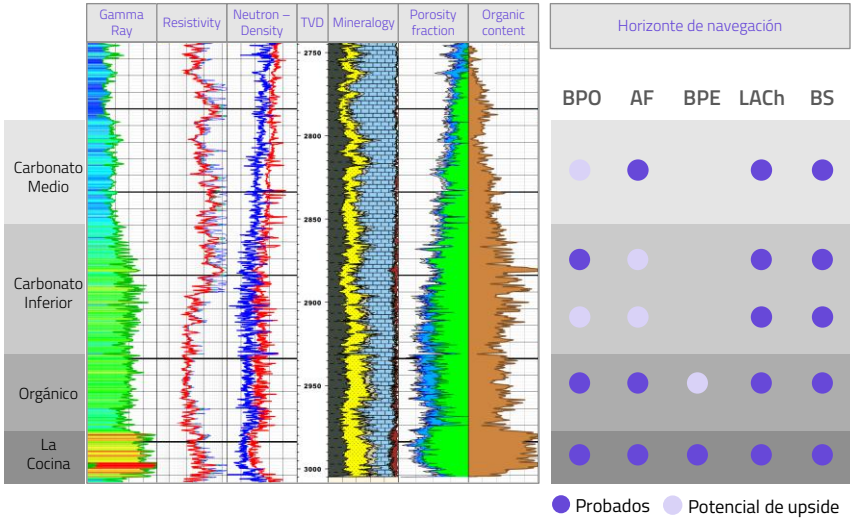
	Acres netos (miles)	Plazo de concesión	Inventario de pozos	Pozos conectados	Inventario remanente	Reservas netas 1P 2025 (MMboe)	Producción 3T-26 (Mboe/d)	Operador
BPO	62.6	2053	675	188	487	285.3	68.0	Vista
BPE	48.9	2053	175	36	139	98.3	17.5	Vista
AF	24.1	2050	150	21	129	49.0	6.9	Vista
CAN	22.5	2037	80	-	80	-	-	Vista
LACh [1]	23.2	2049	323	173	150	151.3	47.5	YPF
BS [2]	14.2	2050	155	58	97	-	22.7	YPF
Total hub de desarrollo	**195.5**		**1,558**	**476**	**1,082**	**583.9**	**162.7**	
AM	21.1	2054	100	2	98	0.2	0.3	Vista
BN	26.4	2050	150	-	150	-	-	Vista
BdT [3]	13.6	2055/ 2026	146	8	138	-	3.3	YPF
Total áreas de delineación	**61.1**		**396**	**10**	**386**	**0.2**	**3.6**	
TOTAL [4]	**256.5**		**1,954**	**486**	**1,468**	**584.0**	**166.3**	

486 pozos en producción en Vaca Muerta, con significativo potencial de crecimiento respaldado por nuestro inventario de 1,954 pozos

(1) Valores para la participación de 50% de Vista
(2) Valores para la participación de 25.1% de Vista en Bandurria Sur, consolidada a partir del 1 de mayo de 2026. Las reservas netas P1 a FA-25 fueron 52 MMboe
(3) Valores para la participación de 35% de Vista en Bajo del Toro, consolidada a partir del 1 de mayo de 2026. Las reservas netas P1 a FA-25 fueron 15 MMboe
(4) La producción total del 3T-26 fue 169.0 Mboe/d (la producción de los activos convencionales fue 2.7 Mboe/d). Las reservas netas 1P para FA-25 fueron 588.1 Mmboe (las reservas P1 de activos convencionales fueron 4.1 MMboe)

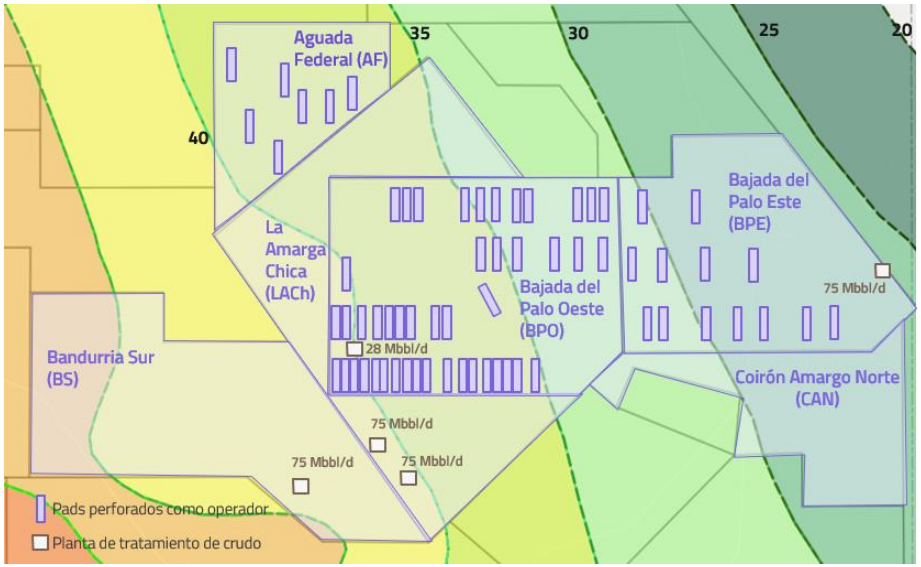
Progreso sólido en el hub de desarrollo

Múltiples horizontes potenciales de navegación



> Horizontes de navegación no testeados representan un **potencial de upside** al inventario de pozos

Progreso en el hub de desarrollo



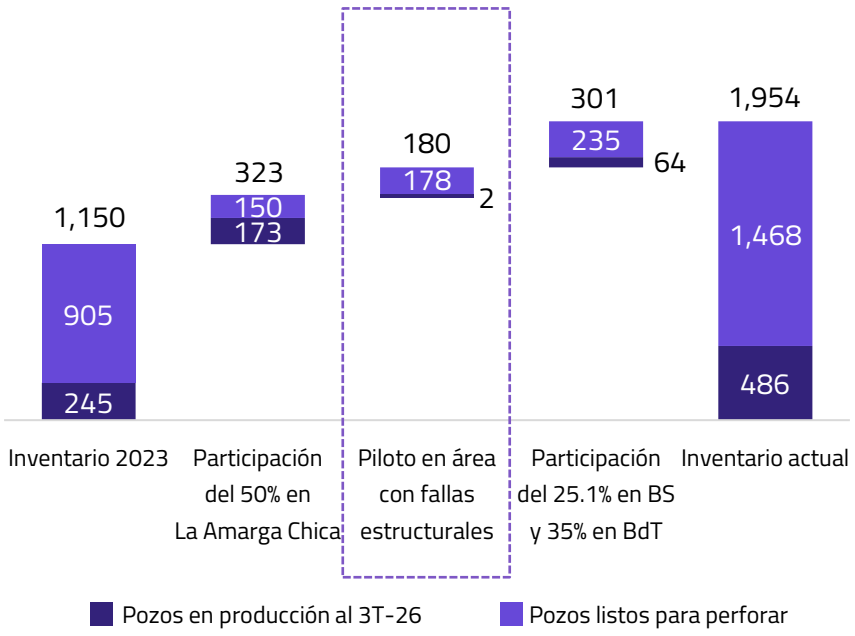
Nota: locación de pads y plantas con propósitos ilustrativos. Tamaño de pads y plantas no están a escala

- Sólido rendimiento a la fecha en Bajada del Palo Oeste, con 188 pozos conectados
- De-riskeo de Bajada del Palo Este a través de la perforación y completación de 36 pozos en los pads BPE-1 a BPE-13
- En Aguada Federal se completaron y conectaron 21 pozos
- Se adquirió una participación no operada del 50% en La Amarga Chica, con 173 pozos netos en producción
- Se añadieron 125 pozos al inventario en BPO, 25 en BPE y 30 en CAN al de-riskear exitosamente una zona de fallas estructurales
- Se adquirió una participación no operada del 25.1% en Bandurria Sur, con 58 pozos netos en producción (a nuestra participación)

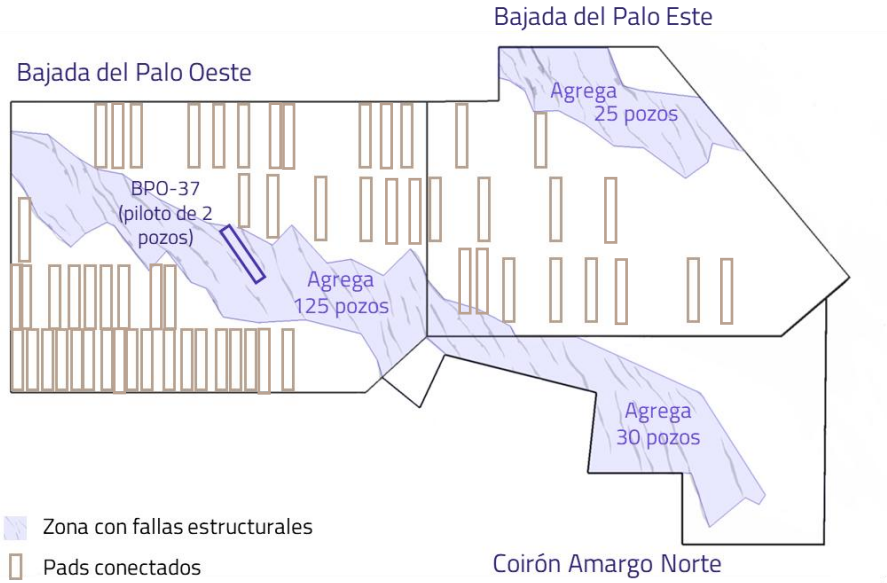
Ampliamos nuestro inventario de pozos de alta calidad

Inventario de pozos de Vista

Cantidad de pozos

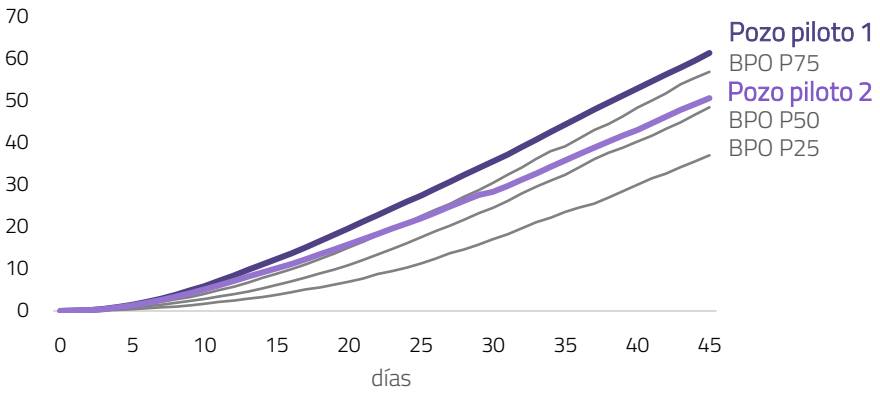


Ubicación del piloto y nuevo inventario de pozos



Producción acumulada de pozos piloto

Mbbl



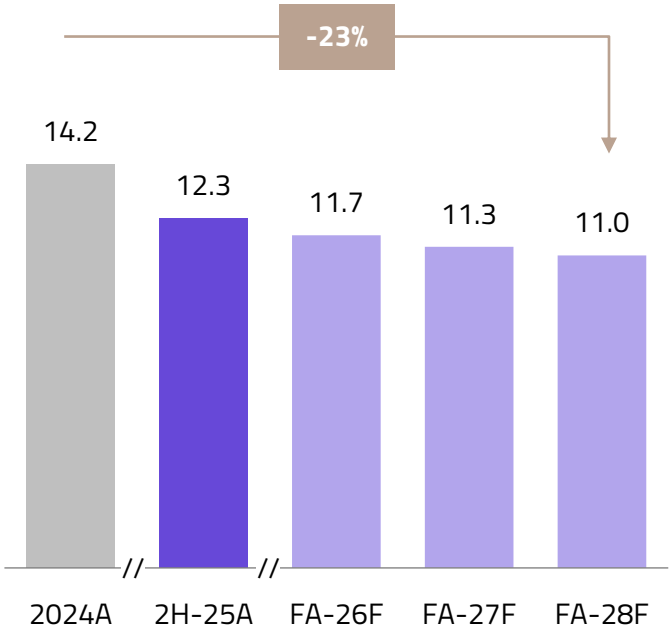
- ✓ El piloto agregó 180 pozos nuevos en el inventario de nuestro hub de desarrollo
- ✓ Se de-riskearon 18k acres en BPO tras probar una nueva zona con fallas estructurales mediante la perforación y completación de un piloto de 2 pozos
- ✓ Sólida productividad de los pozos, con una producción acumulada promedio de petróleo de 55 Mbbl después de 45 días

(1) P25, P50 y P75 reflejan el primer, segundo y tercer cuartil de la distribución de la producción acumulada en Bajada del Palo Oeste

Costo pozo líder en Vaca Muerta, a través de la innovación comercial, tecnológica y en la cadena de suministro

Costo de D&C (1)

$MM por pozo



Proyectos clave para la reducción de costos

Implementados

- ✓ Transporte a granel de arena húmeda
- ✓ Plan de fractura en tiempo real para evitar sobreestimulación
- ✓ Nueva tecnología de perforación direccional, operada de forma remota
- ✓ Desagregación de servicios de perforación

Planeados para 2026

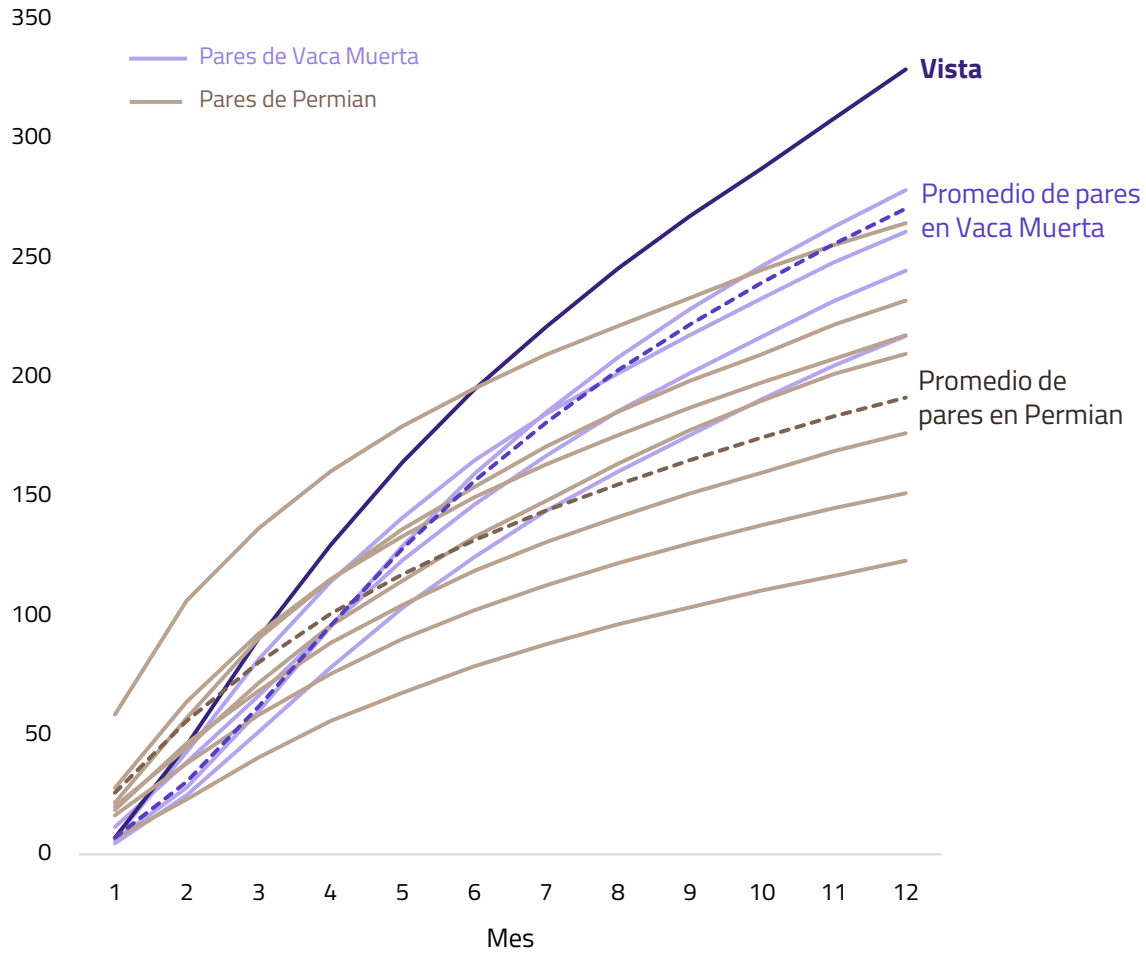
- ✓ Planta de arena dentro del yacimiento, abastecida desde canteras de proximidad
- ✓ Abastecimiento de químicos de fractura
- ✓ Renegociación de contratos de los sets de fractura
- ✓ Nueva tecnología de bombas de fractura para reducir el consumo de diesel
- ✓ Rediseño y renegociación de contratos de casing

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

Liderazgo sostenido en productividad por pozo

Productividad por pozo en Vaca Muerta y Permian

Petróleo acumulado, Mbbl (1)



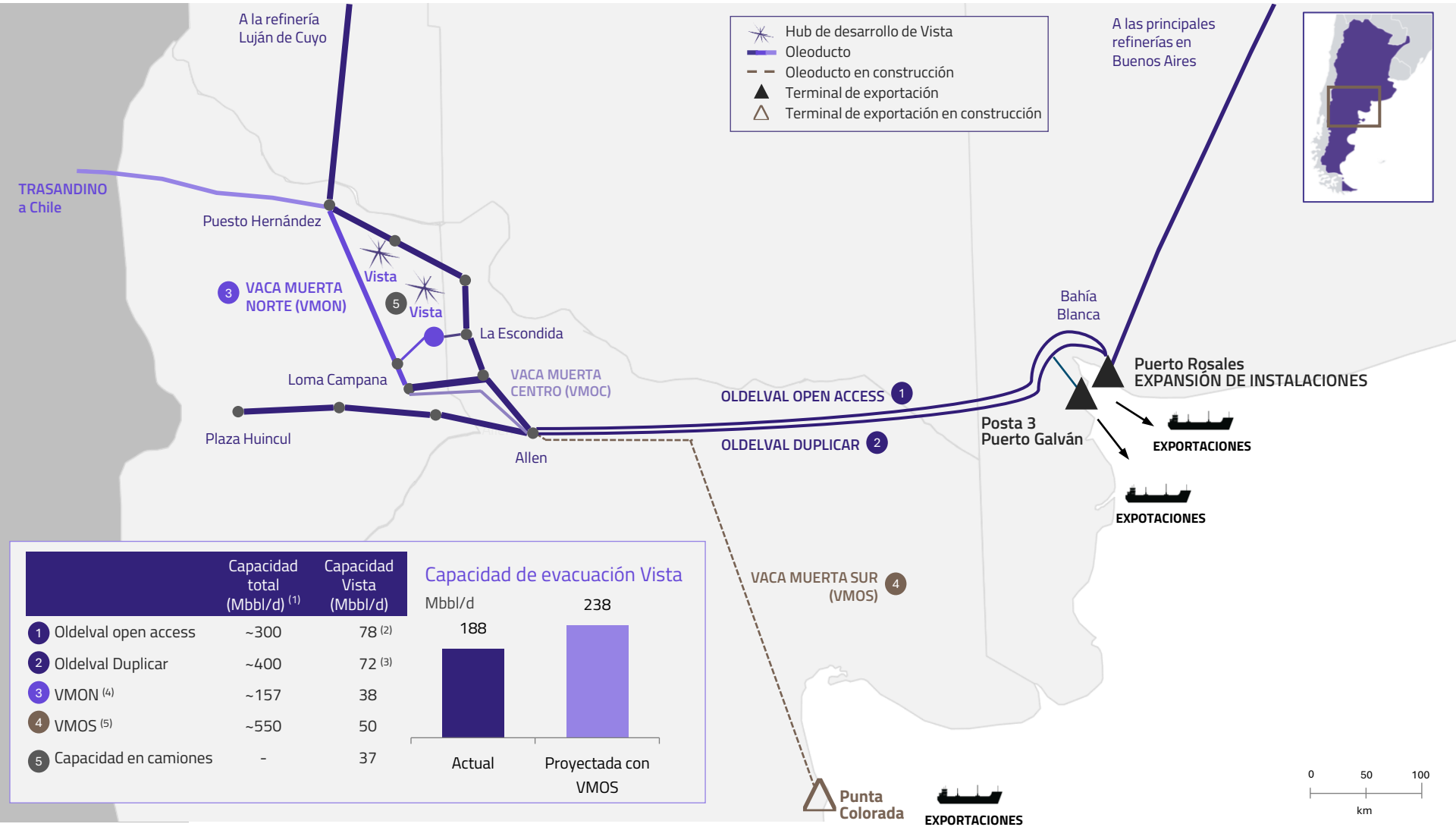
~120 días
time-to-market

~2 años
plazo de recuperación del capex

El ciclo corto otorga una ventaja competitiva en un entorno volátil

(1) Considera pozos de petróleo perforados entre 2018 y 2024, normalizados a 2,800 metros de rama lateral, en bloques con más de 15 pozos de petróleo perforados.
Pares incluidos (en orden alfabético): Pan American Energy, Phoenix, Shell y YPF para Vaca Muerta; y Coterra, Devon, Diamondback, EOG, Matador, Permian Resources y Vital (recientemente adquirida por Crescent Energy) para Permian. Fuente: análisis de la Compañía basado en información de la Secretaría de Energía, Rystad Energy ShaleWellCube

Principales proyectos de evacuación de petróleo en Vaca Muerta (1)

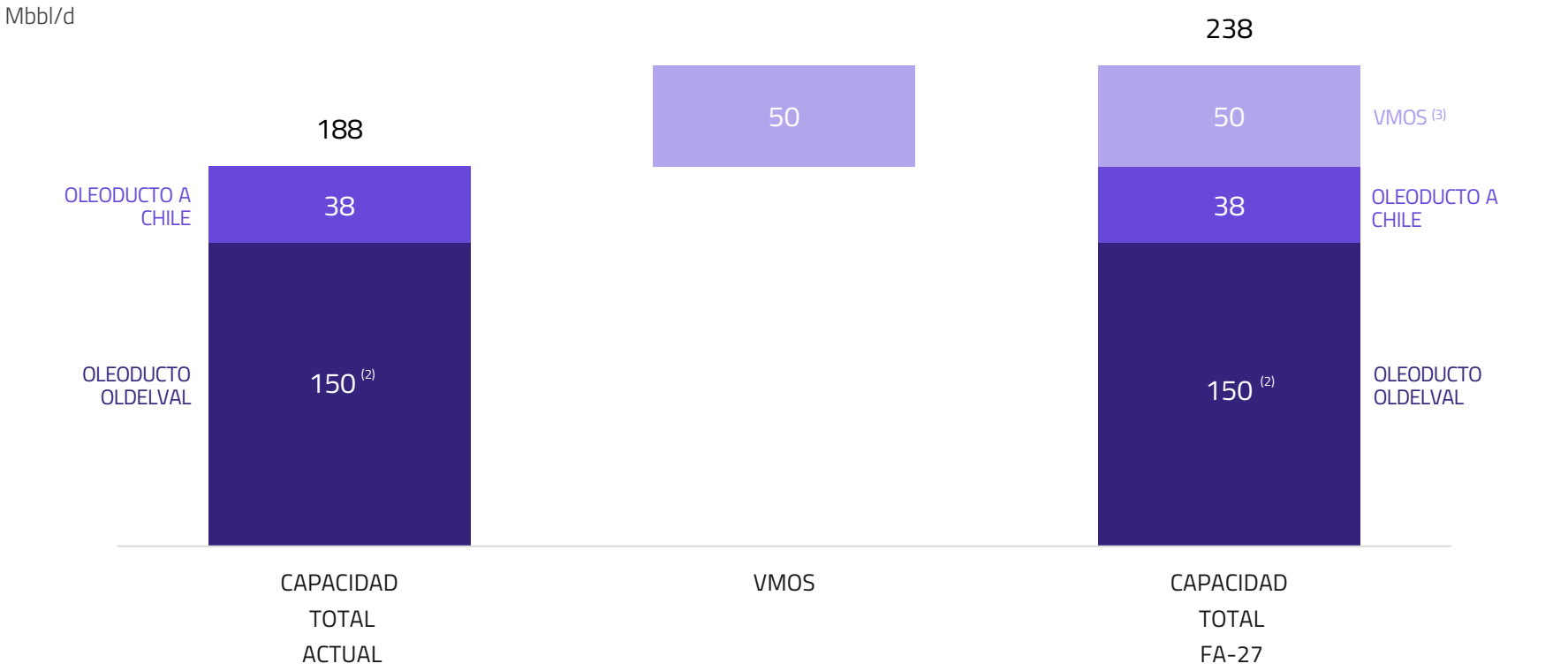


	Capacidad total (Mbbl/d) (1)	Capacidad Vista (Mbbl/d)
1 Oldelval open access	~300	78 (2)
2 Oldelval Duplicar	~400	72 (3)
3 VMON (4)	~157	38
4 VMOS (5)	~550	50
5 Capacidad en camiones	-	37

(1) Basado en datos brindados por los operadores del proyecto y estimaciones de la Compañía
(2) Incluye 17 Mbbl/d correspondientes a agentes reductores de fricción
(3) Incluye 16 Mbbl/d correspondientes a agentes reductores de fricción
(4) Exportaciones a Chile limitadas por el oleoducto Transandino, el cual tiene una capacidad de ~110 Mbbl/d
(5) No incluye agentes reductores de fricción

Capacidad material de evacuación de petróleo alineada con nuestra visión 2030

CAPACIDAD DE EVACUACIÓN DE PETRÓLEO DE VISTA (1)



- ✓ Capacidad adicional de transporte por camión de 37 Mbbl/d disponible de ser necesaria
- ✓ Se prevé que el proyecto VMOS aporte 50 Mbbl/d de capacidad para Vista hacia mediados de 2027

(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 33 Mbbl/d correspondientes a agentes reductores de fricción
(3) No incluye agentes reductores de fricción

Información Financiera



Reforzando nuestra estrategia de rendimiento total para los accionistas

Retorno de caja a los accionistas

mediante recompra de acciones o pago de dividendos



Realizar M&A de manera selectiva

Invertir en oportunidades de M&A selectas y sinérgicas, enfocadas en la ventana de petróleo de Vaca Muerta

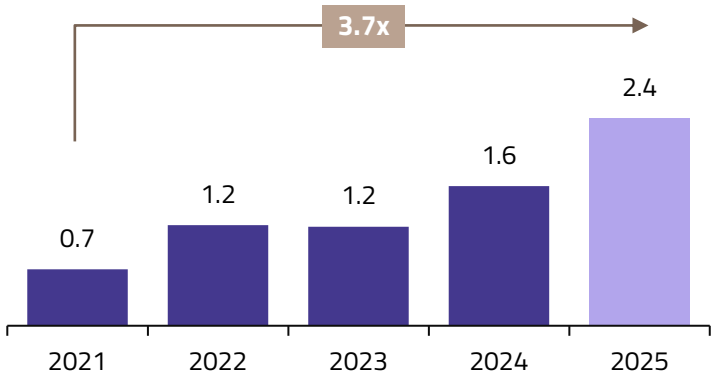
Mantener un balance sólido

Acelerar el desapalancamiento

Aceleramos el crecimiento de ingresos por exportaciones desde 2021

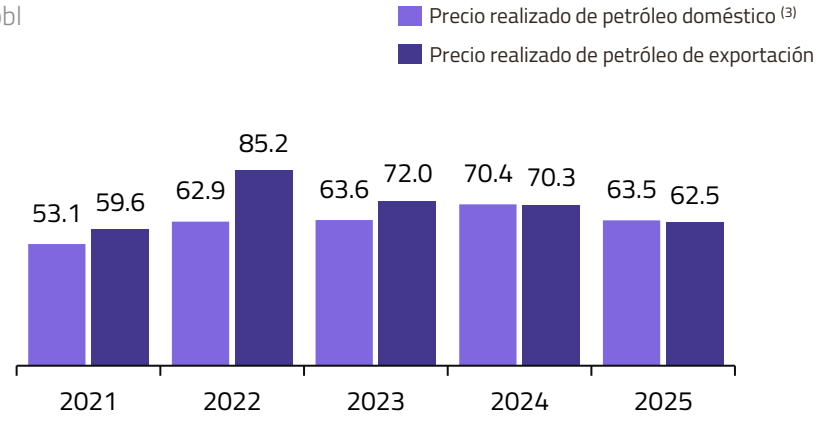
Ingresos totales (1)

$Bn



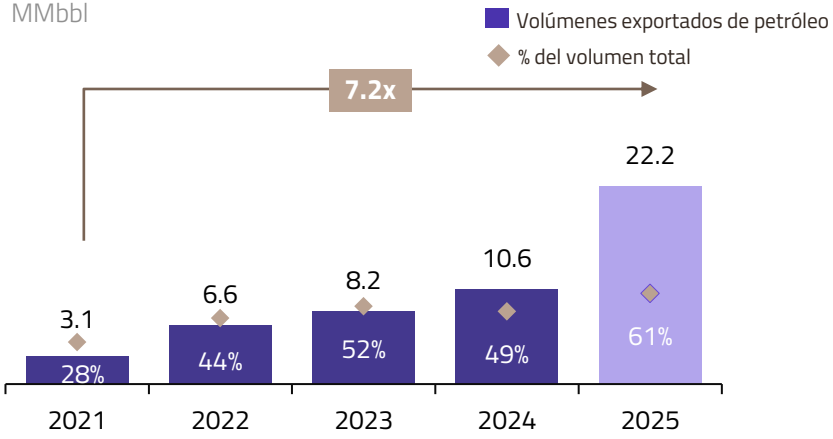
Precios realizados de petróleo (2)

$/bbl



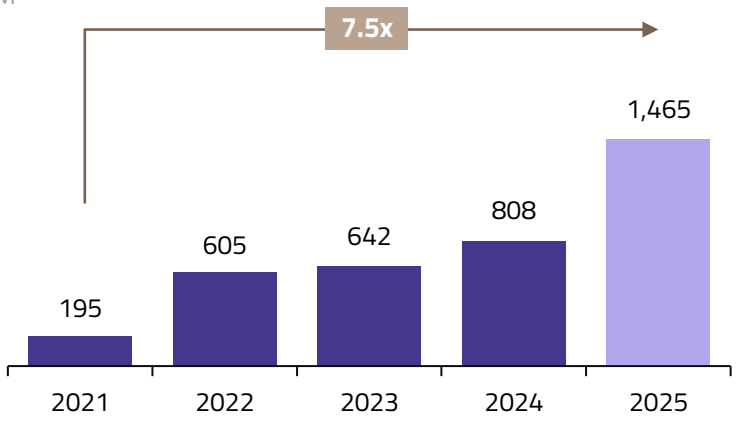
Volúmenes exportados de petróleo

MMbbl



Ingresos por exportaciones de petróleo (1)

$MM



(1) Los ingresos son brutos e incluyen derechos de exportación. Los ingresos de 2025, tal como son publicados y reportados, fueron 2.5 $Bn. Por motivos de consistencia en la comparación, 2025 excluye gastos comerciales de fletes marítimos por 29.8 $MM, recaudados como ingresos e incurridos por nuestra subsidiaria de trading VEISA

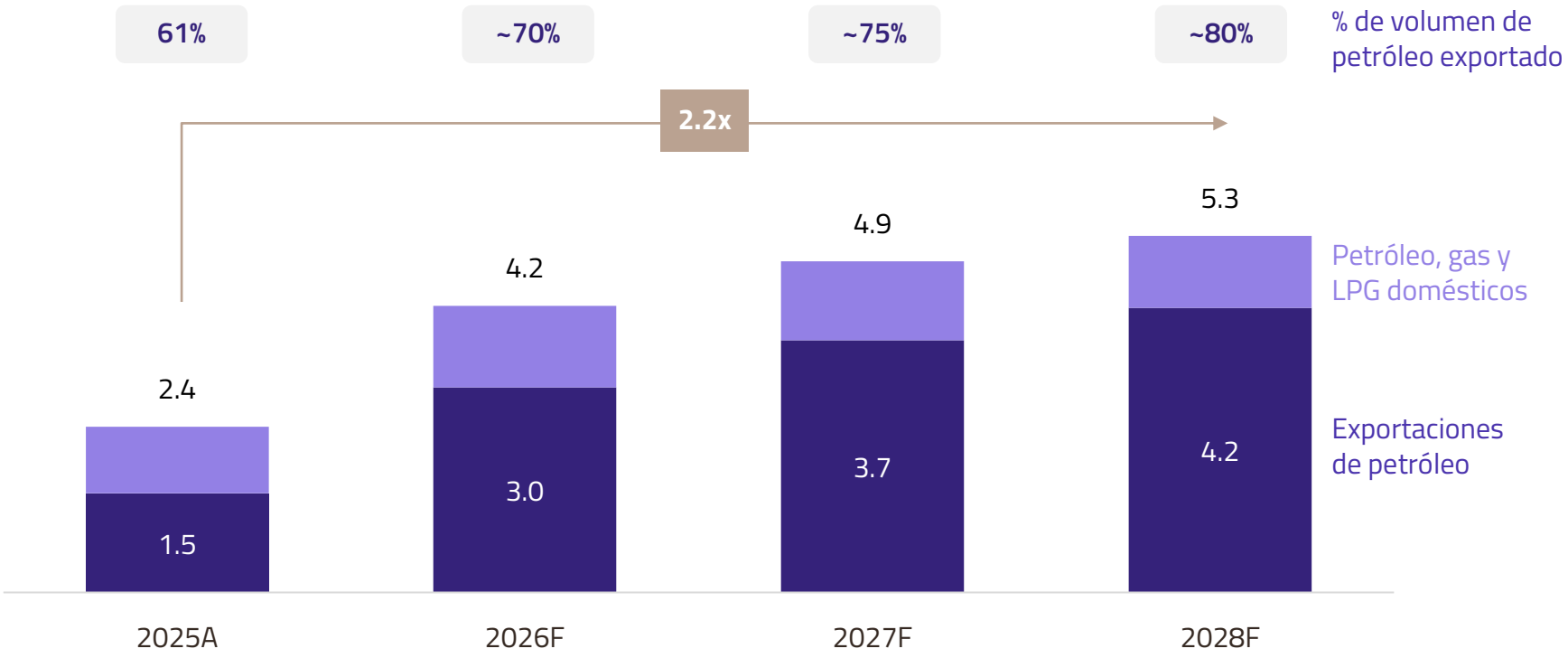
(2) Por motivos de consistencia en la comparación, el precio realizado de petróleo excluye gastos comerciales de fletes marítimos por 29.8 $MM, recaudados como ingresos e incurridos por nuestra subsidiaria de trading VEISA en el 4T-25

(3) Precio realizado doméstico por oleoducto (excluye venta por camiones). Las ventas domésticas están sujetas a un impuesto sobre los ingresos brutos de 3%, y la fórmula de paridad de exportación considera este *grossing up*. Las exportaciones no están sujetas a este impuesto. Luego del impuesto sobre los ingresos brutos, el precio doméstico en base pro forma es comparable al precio realizado de petróleo de exportación para el mismo período

El crecimiento por exportaciones respalda el rendimiento total para los accionistas

Ingresos totales (1)

$Bn



Planeamos incrementar 2.8x los ingresos por exportaciones en 3 años

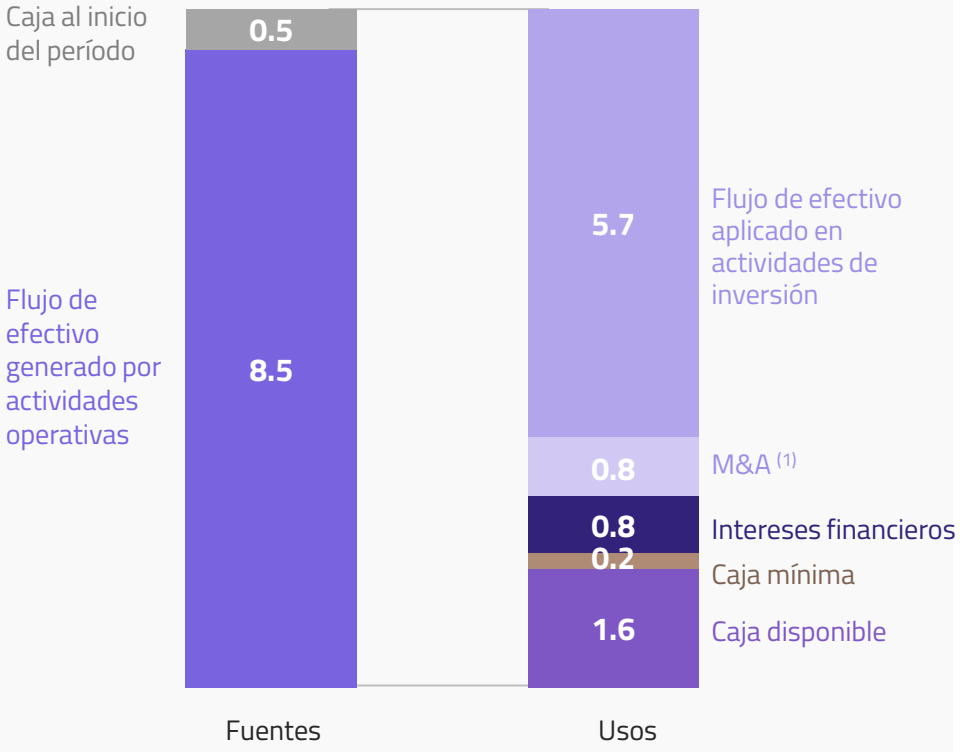
Nota: asume un Brent de 85 $/bbl entre el 2T y el 4T-26, 80 $/bbl en 2027 y 75 $/bbl en 2028, en términos reales de enero de 2026

(1) Los ingresos son brutos e incluyen derechos de exportación. Los ingresos de 2025, tal como son publicados y reportados, fueron 2.5 $Bn. Por motivos de consistencia en la comparación, los ingresos mostrados en esta presentación son netos de Contratos de gestión de commodities y Gastos comerciales de fletes marítimos

Nuestro plan de negocios es resiliente a la volatilidad del precio del petróleo

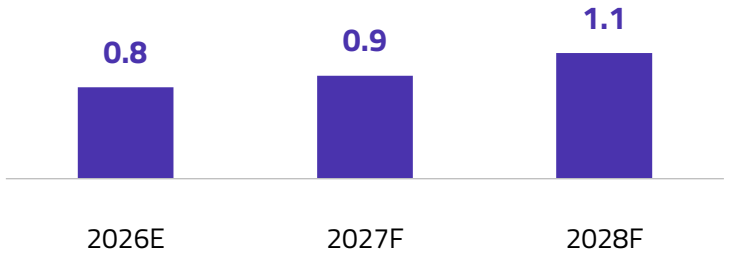
Fuentes y usos de caja

$Bn, acumulado 2026-28



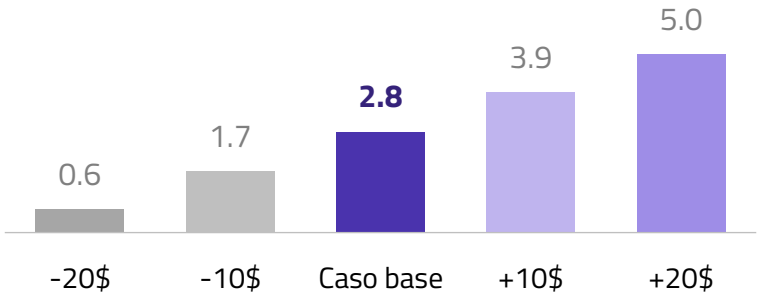
Free Cash Flow

$Bn



Sensibilidad al Brent

$Bn, free cash flow acumulado 2026-2028



Nota: asume un precio Brent de 85 $/bbl entre el 2T y el 4T-26, 80 $/bbl en 2027 y 75 $/bbl en 2028, en términos reales de enero de 2026

(1) Incluye pagos iniciales y pagos contingentes relacionados con la adquisición de las participaciones en los bloques Bandurria Sur y Bajo del Toro

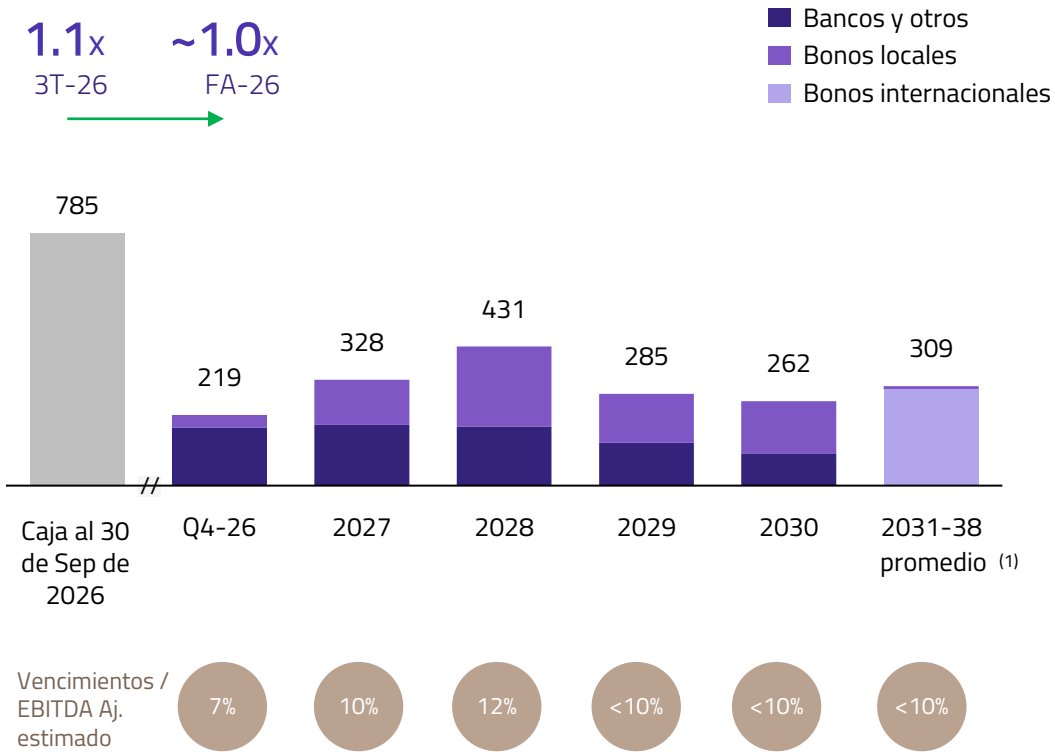
Balance sólido respaldado por un plan de crecimiento autofinanciado

Esquema de vencimientos de deuda

$MM

Ratio de apalancamiento neto

1.1x 3T-26 → **~1.0x** FA-26



Deuda bruta (2)	3.6	$Bn
Deuda neta (2)	2.9	$Bn
Duración promedio de la deuda (2)	4.7	años
› extendida de 3.1 años al FA-23		
Costo promedio de deuda (3)	6.7	%

(1) El promedio incluye 368 $MM con vencimiento en 2031 (71 $MM de bonos locales y 297 $MM de bonos internacionales), 297 $MM en 2032, 504 $MM en 2033, 198 $MM en 2034, 204 $MM en 2035, 297 $MM en 2036, 297 $MM en 2037 y 306 $MM en 2038 (los vencimientos entre 2032 y 2038 corresponden a bonos internacionales)
(2) Al 3T 2026
(3) Costo promedio de deuda calculado como el promedio ponderado de la deuda denominada en USD y USD-linked, ponderada por el monto principal

Excelencia operativa



3

Creamos una empresa de altos estándares, preparada para el futuro

- Se estableció un plan para cumplir nuestra **ambición de reducir la huella de carbono operativa, con el objetivo de alcanzar una intensidad de emisiones de GEI de alcance 1 y 2 de 7 kgCO2e/boe para 2026**
- Adicionalmente, nos proponemos generar un volumen de créditos de carbono equivalente a nuestras emisiones residuales de GEI mediante **nuestra propia cartera de proyectos de soluciones basadas en la naturaleza**
- **La seguridad es uno de los pilares de la organización;** Vista opera con los mayores estándares de la industria del Oil & Gas según IOGP y IPIECA
- **Compromiso proactivo con las comunidades locales** con una inversión social voluntaria de 2.2 $MM en 2025
- **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
- **Adhesión a los Diez Principios del Pacto Mundial de las Naciones Unidas** en materia de derechos humanos, trabajo, medioambiente y anticorrupción
- Reporte de sostenibilidad 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
- Informe de Divulgaciones Financieras Relacionadas con la Sostenibilidad, elaborado según las **Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) S1 y S2**, emitidas por el **International Sustainability Standards Board** (ISSB), que aborda riesgos y oportunidades relacionados con el clima



Enfocamos nuestro desarrollo sustentable para contribuir hacia 10 de los 17 ODS de las Naciones Unidas

Operamos con los más altos estándares de la industria O&G (1)

Estrategia y desempeño ambiental

12% de reducción año a año
de emisiones de GEI

6.8 kgCO2e/boe
de intensidad de emisiones de GEI, -23% año a año

86% del uso total de energía fue de fuentes renovables
se redujo la intensidad energética en 7% año a año

aike

13 proyectos NBS
bajo ejecución de Aike, a lo largo de +43,000 ha

7 kgCO2e/boe
de objetivo de intensidad de emisiones GEI para 2026

Planeamos generar suficientes créditos de carbono
para equiparar el volumen de emisiones residuales de GEI para 2026

Capital humano y responsabilidad corporativa

0.8 TRIR
menor a 1.0 por sexto año consecutivo

Progreso en iniciativas de género
a través del desarrollo de talento femenino y talleres que promueven un entorno de trabajo respetuoso y saludable

2.2 $MM en inversión social
en cinco verticales (educación, desarrollo local, desarrollo rural, fortalecimiento institucional e inclusión y valores en el deporte y la salud)

Ética, cumplimiento y gobernanza

Capacitación sobre el Código de Ética y Conducta para todos los empleados
para fortalecer su relevancia y comprensión

3.6
calificación NIST de ciberseguridad (2)

0 incidentes críticos
de ciberseguridad

Principios del Zero Trust
Incorporados en nuestra estrategia de ciberseguridad

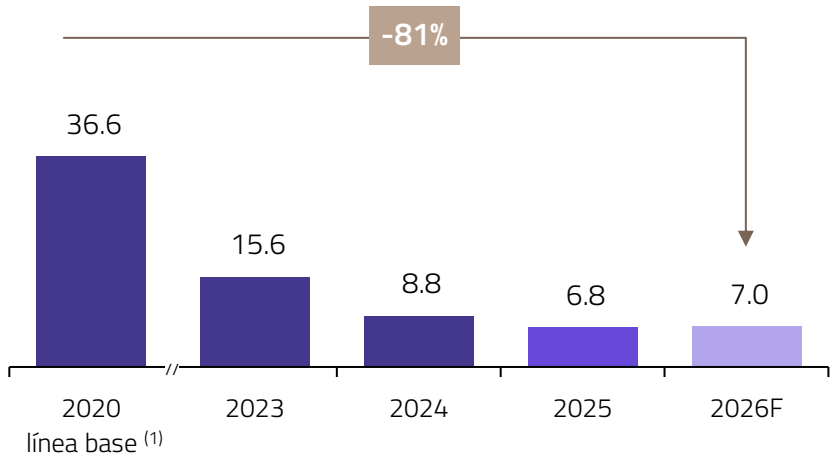
Mejora en la transparencia
de divulgación de información ASG

(1) Información para 2025
(2) 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

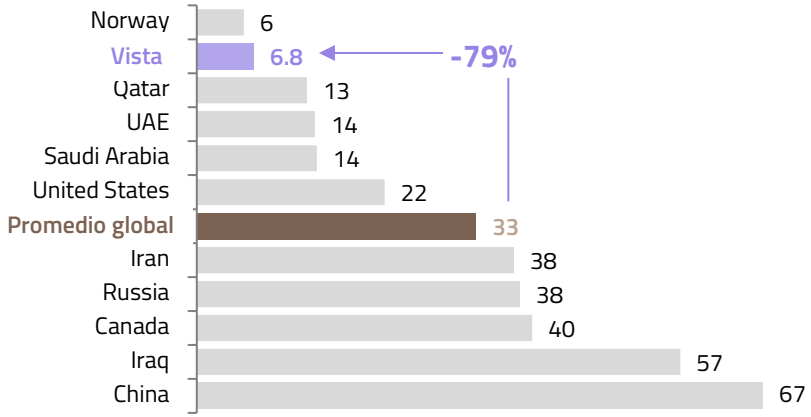
Intensidad de emisiones de GEI

$kgCO_2e/boe$



Mejor decil de intensidad de emisiones de GEI (2)

$kgCO_2e/boe$



Proyectos clave de descarbonización en 2025

- Puesta en marcha de la segunda estación eléctrica de compresión de gas
- Reemplazo de compresores booster a combustión por unidades eléctricas en dos instalaciones diferentes
- Instalación de una línea de recuperación de vapor desde el tanque flash del deshidratador de glicol
- Instalación de infraestructura de medición para habilitar el uso de electricidad renovable en la planta de tratamiento de petróleo e inyección de agua de Entre Lomas
- Aumento del uso de energía renovable al 86% de nuestra matriz energética

Proyectos de descarbonización operacional planeados

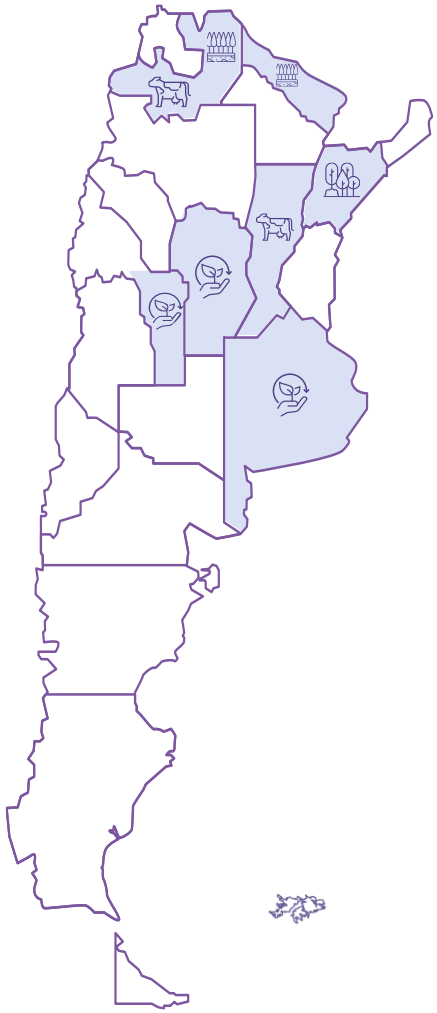
- Alcanzar un consumo de energía renovable superior al 90% de la demanda de electricidad total de Vista
- Desarrollo de un proyecto piloto de recuperación de vapor para un tanque en las instalaciones de Bajada del Palo Oeste
- Instalación de una segunda unidad de recuperación de vapor en nuestra PTC en Entre Lomas

(1) En 2026, Vista ajustó su línea de base de emisiones de GEI de 2020 para reflejar un cambio en su perímetro operativo como consecuencia de la transferencia de seis activos convencionales en 2023. Antes de este ajuste, la intensidad de emisiones de GEI de la línea de base fue de 39.4 kgCO2e/boe y las emisiones absolutas de la línea de base fueron de 416 MtnCO2e. Luego de este ajuste, la intensidad de emisiones de GEI de la línea de base fue de 36.6 kgCO2e/boe y las emisiones absolutas de la línea de base fueron de 183 MtnCO2e. El ajuste afecta únicamente la línea de base utilizada para evaluar el desempeño de las emisiones a lo largo del tiempo y no modifica los datos de emisiones reportados previamente

(2) Fuente: Rystad. Intensidad de emisiones de GEI para 2024 (excluyendo emisiones por perforación) de los 10 principales países productores de O&G. Para Vista, la intensidad de emisiones de GEI de alcance 1 y 2 corresponde a 2025

Sólido progreso en la ejecución de nuestro portfolio de NBS

Nuestra subsidiaria Aike se estableció para diseñar, gestionar y ejecutar los proyectos de compensaciones de carbono



Aike ha avanzado significativamente en el desarrollo de los proyectos de Vista

Forestación mixta con especies nativas y exóticas

Rolón Cué & Villa Zenaida (Provincia de Corrientes)

- Abarca 6,200 ha, incluyendo áreas forestadas y zonas destinadas a conservación natural
- Se completó la plantación en 2024, alcanzando un total acumulado de ~3.7 MM de árboles en ~3,700 ha
- Se avanzó durante 2025 en los procesos de verificación bajo el estándar Verified Carbon Standard (VCS) y de validación bajo el estándar Climate, Community and Biodiversity (CCB), de acuerdo con los estándares de Verra

Agricultura regenerativa

Provincias de Buenos Aires, y Córdoba

- Abarca ~9,850 ha, distribuidas en múltiples campos a lo largo del país
- Avances en el proceso de validación VCS de Verra

Ganadería regenerativa

Provincias de San Luis, Santa Fé y Salta

- Prácticas de ganadería regenerativa implementadas en ~17,040 ha, distribuidas en múltiples campos del país
- Avances en el proceso de validación VCS de Verra

Conservación de bosques

Chaguaral (Provincia de Salta)

- Proyecto REDD+ de conservación de bosque nativo, que evita la deforestación legalmente permitida en 4,892 ha
- Implementación de actividades de manejo forestal en ~300 ha durante 2025. A comienzo de 2026, el proyecto completó con el registro VCS de Verra y continúa avanzando en el proceso de validación CCB

Reforestación mixta con especies nativas y exóticas

Altos del Guayacán (Formosa Province)

- Abarca ~4,800 ha
- Se completó la plantación en ~1,039 ha con ~1.0 MM árboles en 2025, alcanzado un total acumulado de ~1.3 MM de árboles en 1,306 ha
- En 2025, se avanzó en el proceso de validación VCS de Verra, se continuó desarrollando la línea de base ambiental y se completó la línea de base social

Gestión forestal mejorada

Villa Zenaida (Provincia de Corrientes)

- Se plantaron 96 ha en 2025, incorporando ~100 mil árboles dentro de un área de proyecto de 412 ha
- El proyecto incluye una plantación adquirida en 2024, en la cual estamos extendiendo la rotación a 40 años para potenciar la captura de carbono de largo plazo
- En 2025, se avanzó en los procesos de validación VCS y CCB

Organización plana y ágil liderada por uno de los equipos de O&G más experimentados de la región

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)
- Miembro del Board en GRIDX
- Ingeniero en Petróleo del Instituto Tecnológico de Buenos Aires

Equipo ejecutivo de alto rendimiento

Pablo Vera Pinto - Director de Finanzas

+25 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 Tecnología

30 años de experiencia en exploración y producción y servicios petroleros

- Se desempeñó como Director de Operaciones de 2017 a 2024
- Fue Vicepresidente Interino del área de Exploración y Producción, Director del área de Perforación y Completación y Director de no convencionales en YPF y Presidente de YPF Servicios Petroleros (empresa de servicios petroleros de YPF)
- Experiencia previa en Baker Hughes y Schlumberger
- Ingeniero en Petróleo del Instituto Tecnológico de Buenos Aires

Alejandro Cherñacov - Director de Planificación Estratégica y Relación con Inversionistas

+20 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

Matías Weissel - Director de Operaciones

+15 años de experiencia en operaciones de E&P en Argentina

- Se desempeñó como Operations Manager de Vista de 2018 a 2024
- Experiencia previa en YPF, desarrollando Vaca Muerta, donde ocupó distintas posiciones como líder de Proyecto Loma Campana y gerente de Proyectos No Convencionales
- Certificado Profesional en Gestión General de la Wharton School of Business y título de Ingeniero Industrial del Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA)

Consejo de administración con profesionales de clase mundial

Susan L. Segal - Independiente

Presidente y 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 retirandose en 2019 como Vice Presidente de Recursos Humanos global; Presidente del consejo de The Schlumberger Foundation

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

Germán Losada - Independiente

Co-fundador, Presidente del Directorio y COO 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 and Schlumberger Integrated Project Management, segmentos de negocio de Schlumberger Ltd

Comentarios finales

~1,470 locaciones listas para perforar bajo desarrollo en Vaca Muerta con resultados sólidos

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

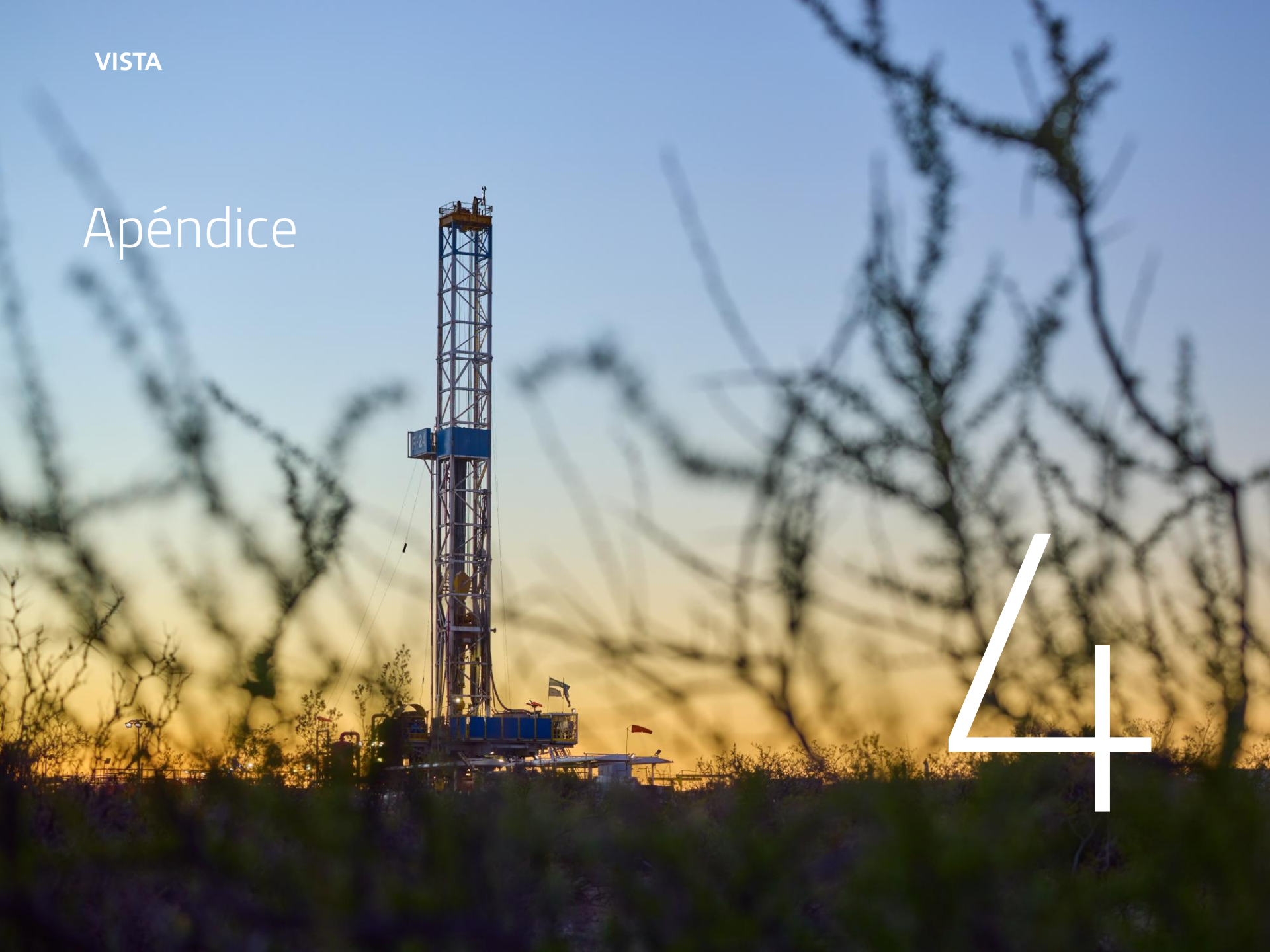
Objetivo de superar 250 Mboe/d y generar 2.0 $Bn de FCF p.a. para 2030

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

Sólida posición financiera para apalancar crecimiento futuro

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

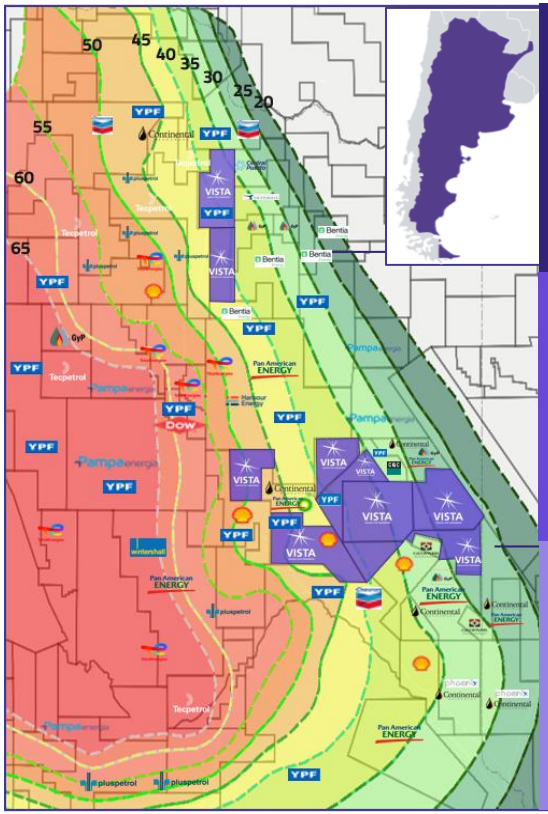
Apéndice



4

Situada en una de las principales formaciones de shale del mundo

El desarrollo de shale más extenso fuera de América del Norte



+30,000 km²
Superficie de Vaca Muerta

~2%
de recursos de O&G producidos (1)

31 Bnbbl
de recursos de petróleo en Vaca Muerta

~160 Años
de consumo doméstico (1)

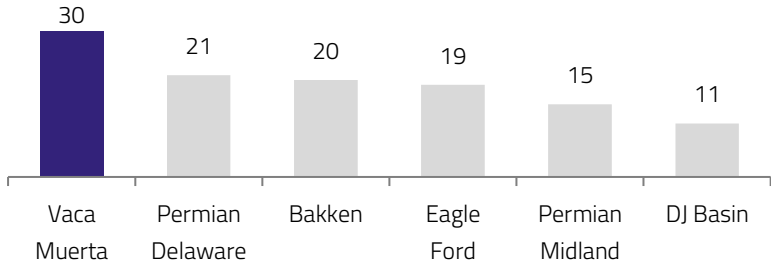
255 Tcf
de recursos de gas en Vaca Muerta

~180 Years
de consumo doméstico (1)

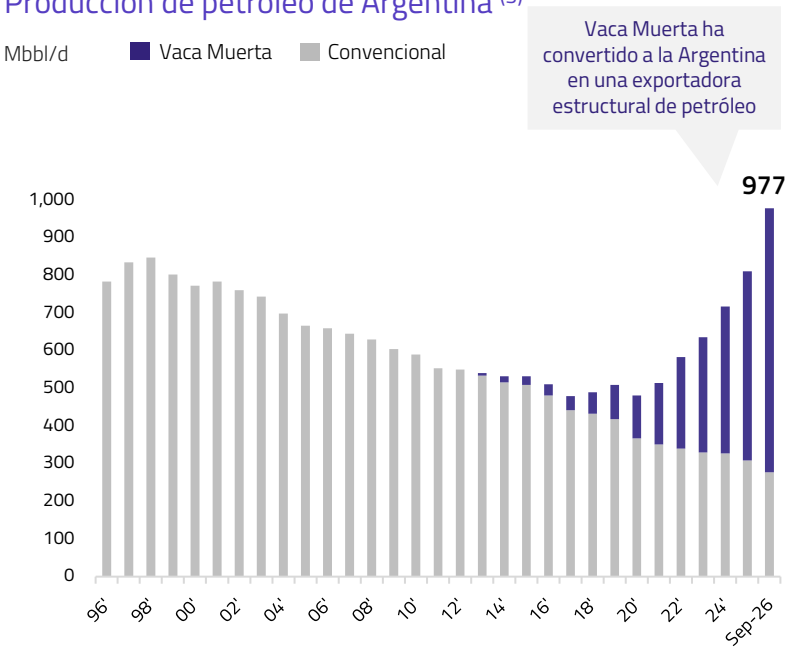
› **Vaca Muerta ha atraído a importantes jugadores del sector del O&G, entre los que se incluyen grandes empresas, independientes, importantes jugadores regionales y argentinos**

Productividad de pozo promedio: Vaca Muerta v. US Shales (2)

Producción acumulada de los primeros 365 días, Mbbl cada 1,000 pies laterales



Producción de petróleo de Argentina (3)

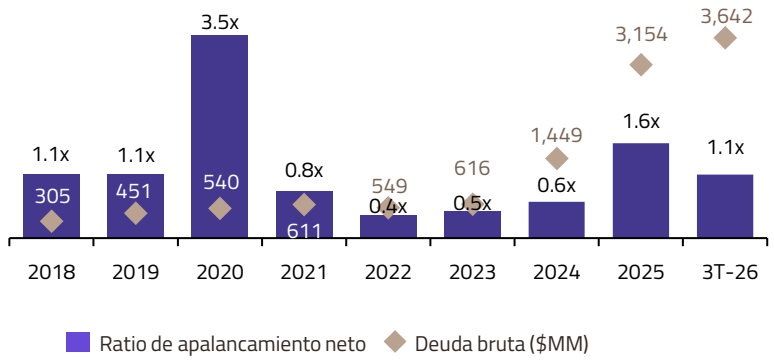


(1) Fuente: estimaciones de la Compañía basado en información del IAPG, Secretaria de Energía y ENARGAS
(2) Incluye pozos horizontales de petróleo puestos en producción entre 2021-2022. Fuente: Rystad Energy ShaleWellCube
(3) Fuente: Secetaria de Energía

Sólida posición financiera para apalancar futuras inversiones

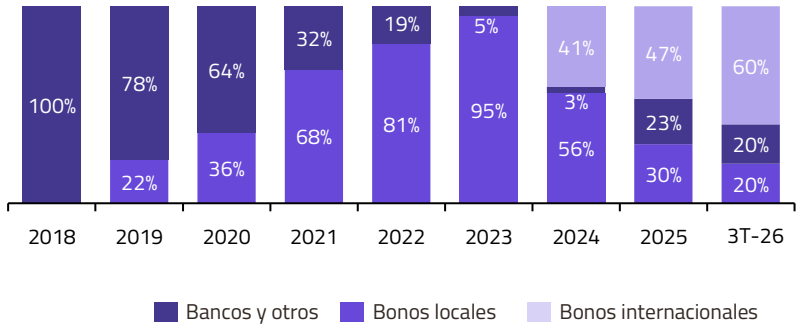
Ratio de apalancamiento neto

x EBITDA Ajustado



Composición de la deuda

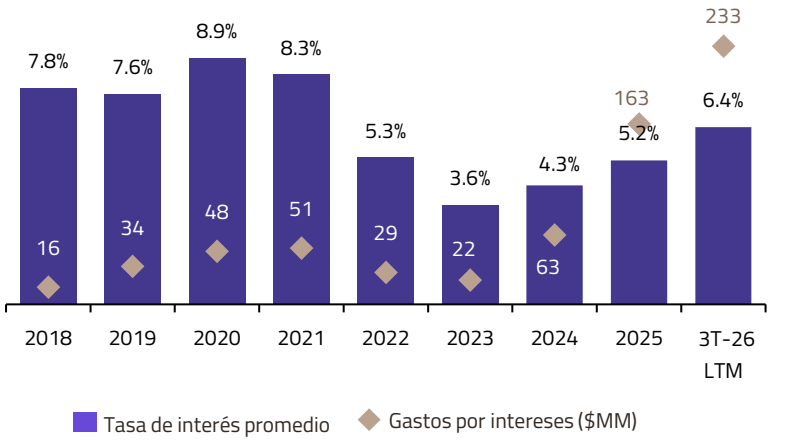
% de deuda total



Tasa de interés promedio

%

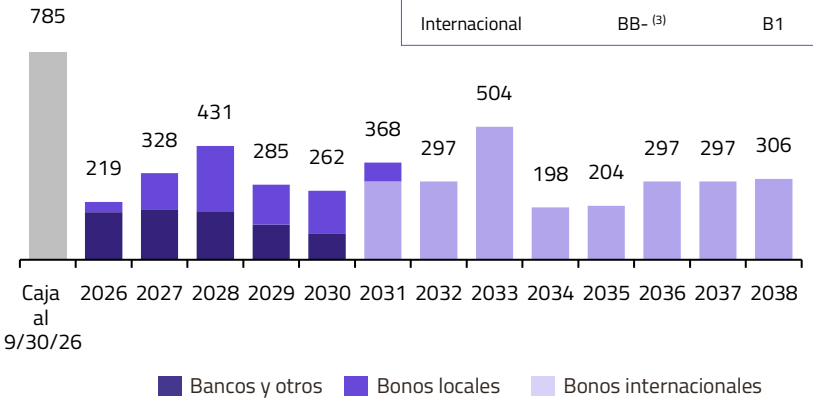
Actual: 6.7% (1)



Esquema de vencimientos de deuda

$MM

Calificaciones (2)	Fitch/FixScr	Moody's
Local	AAA(arg)	AAA.Ar
Internacional	BB- (3)	B1

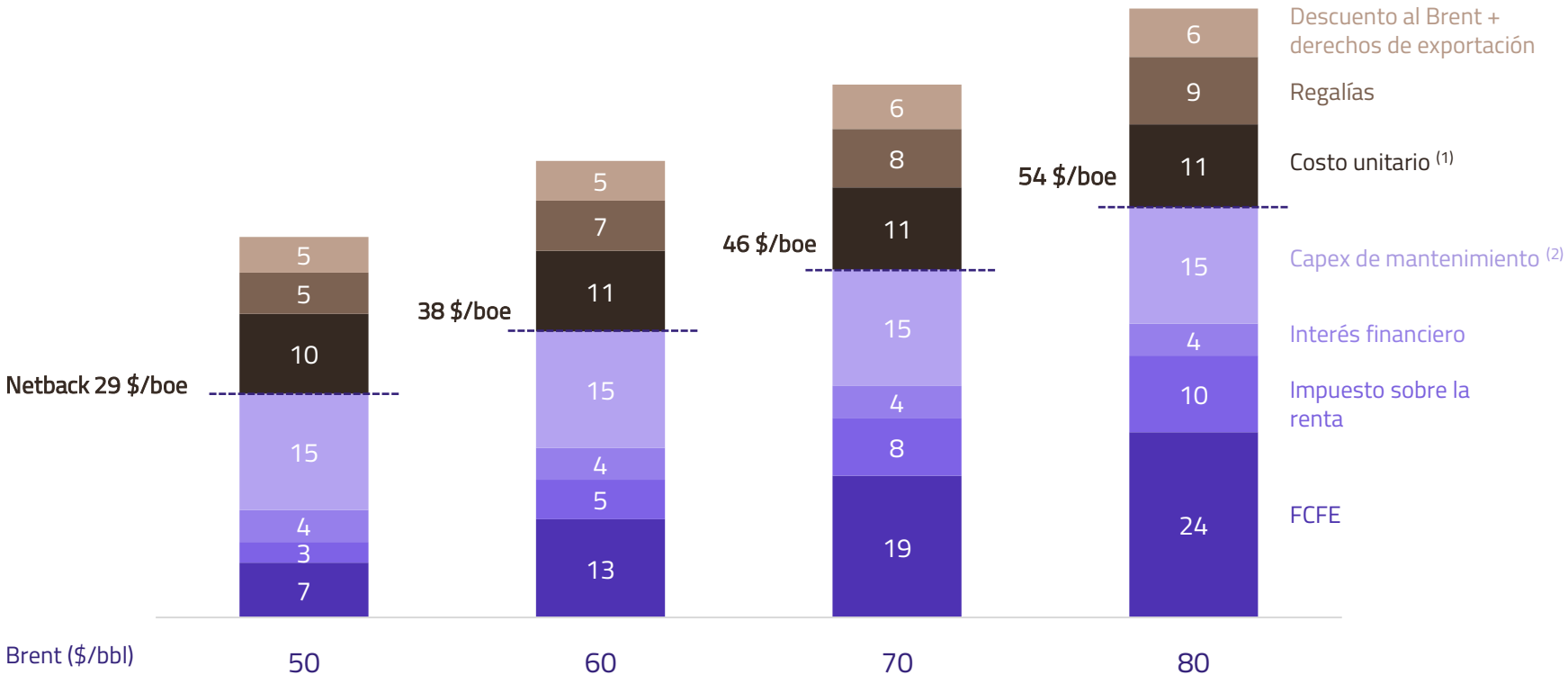


(1) Calculado como el promedio ponderado de la deuda denominada en USD y USD-linked, ponderada por el monto principal
(2) Las calificaciones corresponden a Vista Energy Argentina S.A.U. Los ratings locales de FixScr (afiliado de Fitch Ratings) y Moody's Local corresponden al mercado Argentino, y los ratings de Fitch Ratings y Moody's Ratings corresponden al mercado internacional
(3) Corresponde a Series XXVII, XXIX and XXXI

Resiliente en ciclos bajistas y altamente rentable en ciclos alcistas

Apertura de costos

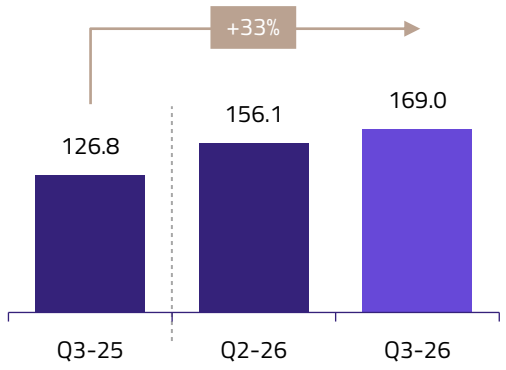
$/boe



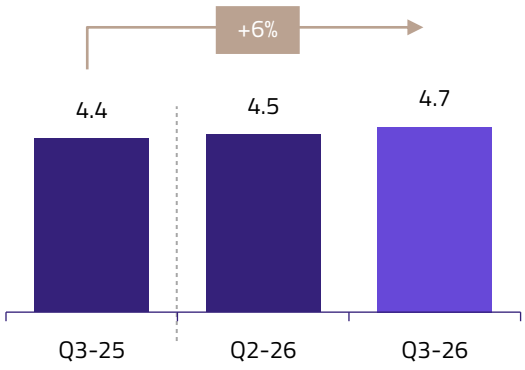
(1) El costo unitario incluye lifting cost, gastos comerciales y gastos de administración. Excluye impuestos y regalías
(2) Capex necesario para mantener la producción en 130 Mboe/d aproximadamente

Aspectos destacados del 3T-26

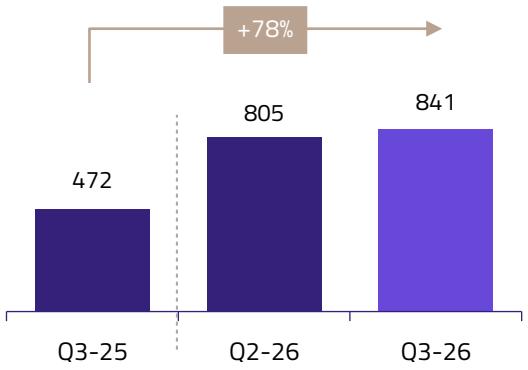
Producción
Mboe/d



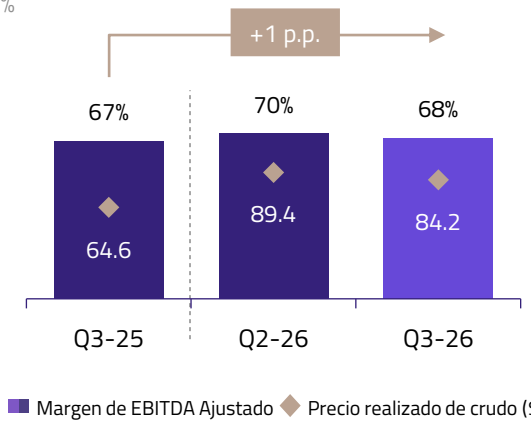
Lifting cost
$/boe



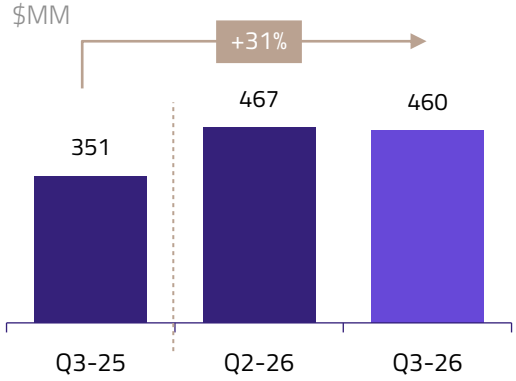
EBITDA Ajustado
$MM



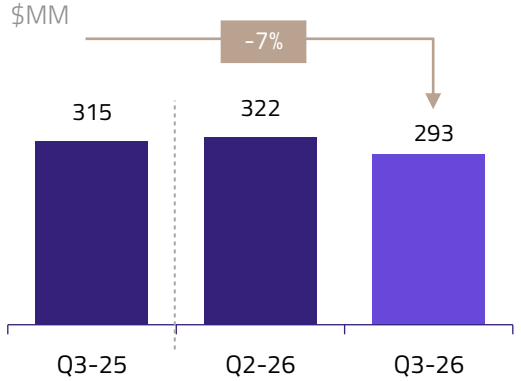
Margen de EBITDA Ajustado (1)
%



Capex
$MM



Utilidad neta
$MM



(1) Por motivos de consistencia en la comparación, los ingresos incluidos en el cálculo del margen de EBITDA Ajustado y el precio realizado promedio de petróleo son netos de Contratos de gestión de riesgo de commodities y Gastos comerciales de fletes marítimos. Los Contratos de gestión de riesgo de commodities fueron 10.7 $MM en 3T-26 y 5.6 $MM en 2T-26. Los Gastos comerciales de fletes marítimos fueron 41.4 $MM en 3T-26, 63.1 $MM en 2T-26, 20.0 $MM en 1T-26 y 29.8 $MM en 4T-25, recaudados como ingresos e incurridos por nuestra subsidiaria de trading VEISA

Creación de valor a través de adiciones a la cartera

Adquisición de participaciones en bloques en el núcleo y norte de VM

- Vista adquirió una participación no operada del 25.1% en Bandurria Sur ("BS") y del 35% en Bajo del Toro ("BdT") a Equinor el 7 de mayo de 2026 (1)
- El precio de compra, neto de asignaciones, consideró 387 $MM en efectivo, 6,223,220 ADSs de Vista a un precio de 52.2 $/acción y un pagadero contingente, a realizarse en cinco pagos anuales (2)

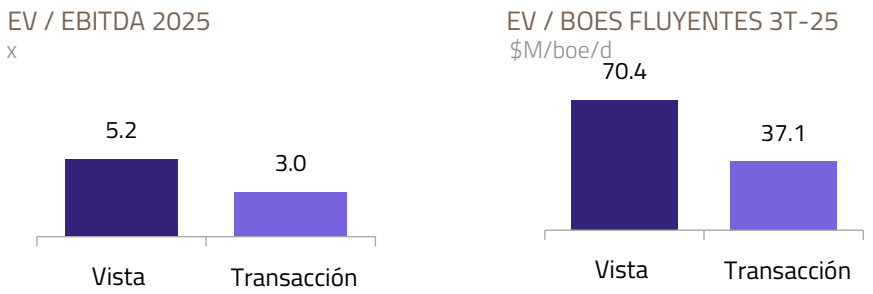
Racional estratégico

- ✓ Adquisición con gran valor añadido
- ✓ Mejora de cartera
- ✓ Aumento de escala
- ✓ Activos generadores de caja
- ✓ Sinergias operativas
- ✓ Capacidad de evacuación de petróleo (3)

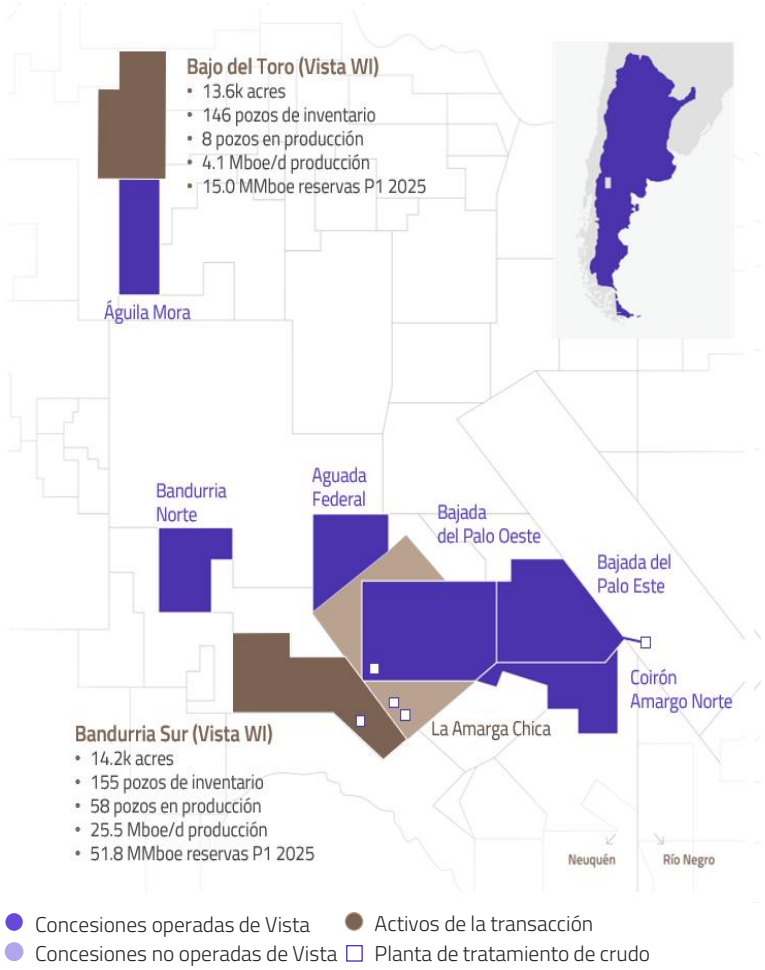
Resultados pro forma con BS y BdT

	Vista	Ajuste pro forma	Vista pro forma
Superficie, miles de acres	228.8	27.7	256.5
Inventario de pozos remanente	1,233	235	1,468
Reservas P1 2025, MMboe	588	67	655
Producción Sep-26, Mboe/d	146.6	29.6	176.2
EBITDA Ajustado 2025, $MM (4)	1,596	269	1,865

Múltiplos implícitos de la adquisición, al anuncio el 2 de febrero de 2026 (5)



Ubicación de los activos de Vista incluyendo la adquisición reciente



(1) Vista adquirió el 100% de Equinor Argentina SAU (titular del 30% de la participación en BS) y 50% de la participación en BdT a Equinor Argentina BV., y asignó el 4.9% de la participación de BS a YPF y el 15% de la participación de BdT a YPF

(2) El pago contingente anual, que no devengará intereses, se calculará sobre la producción anual correspondiente a la participación de Vista (WI) en ambos activos adquiridos, multiplicada por un precio por barril vinculado al precio promedio del Brent del año precedente menos US$65/bbl, sin pago alguno cuando Brent sea ≤ US$65/bbl y con un tope de US$15/bbl cuando Brent sea ≥ US$80/bbl

(3) Equinor Argentina S.A.U. posee 21,5 Mbbl/d de capacidad de transporte de petróleo crudo en los sistemas Oldelval y Vaca Muerta Norte

(4) EBITDA Ajustado anualizado calculado como la suma de (i) 190 $MM de EBITDA Ajustado de Equinor Argentina S.A.U. a la participación ajustada de Vista (restando la participación minoritaria de YPF) para 9M-25, equivalente a 254 $MM anualizado, y (ii) un EBITDA Ajustado estimado para 2025 de 15 $MM en Bajo del Toro, a la participación pro forma de Vista

(5) Calculado al 2 de febrero de 2026, fecha del anuncio de la transacción. El EV de la Transacción calculado como el precio de compra, descontado a 11,8%, asumiendo un precio Brent de 68,2 $/bbl para los pagos contingentes, en línea con el precio promedio del Brent para 2025. El EBITDA 2025 de la Transacción calculado como se definió anteriormente. La capitalización de mercado de Vista al 30 de enero de 2026. Fuente: Bloomberg. Los múltiplos de Vista calculados sobre una base pro forma considerando la adquisición de PEPASA al 1 de enero de 2025. El EBITDA Ajustado 2025 de Vista calculado como el punto medio del guidance 2025 de la Compañía sobre una base pro forma

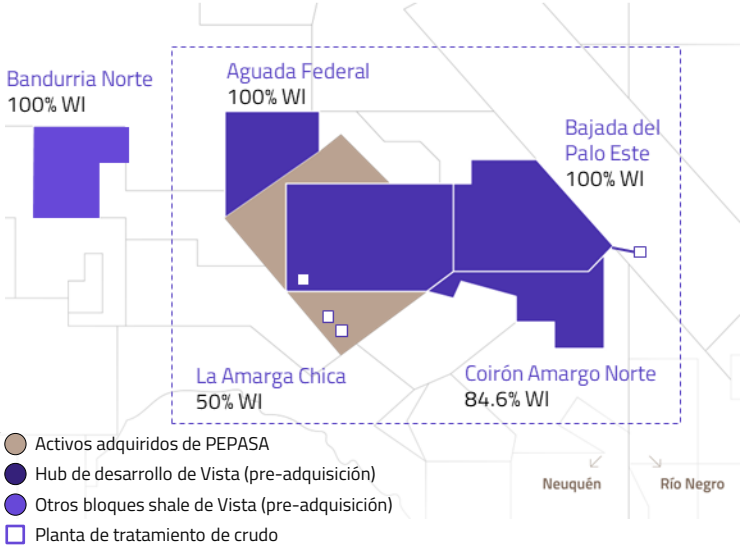
Adquisición del 50% del bloque La Amarga Chica

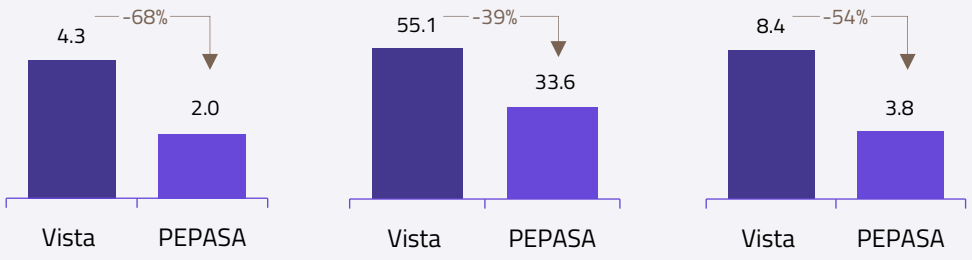
Adquisición de PEPASA

- El 15 de abril de 2025, Vista adquirió el 100% del capital social de PEPASA, que posee una participación del 50% en La Amarga Chica (1)

Racional estratégico y valuación

- Adquisición con gran valor añadido
- Aumento de escala
- Mejora de cartera
- Activo de bajos costos, altos márgenes y generación de caja
- Capacidad de evacuación: 57 Mbbl/d
- Capacidad de tratamiento: 75 Mbbl/d
- Menor pago de derechos de exportación por el Decreto 929





Datos clave de La Amarga Chica (4T-25)

	Unidad	50% WI
Superficie	Acres	23,202
Pozos en producción	# de pozos	153
Producción total	boe/d	48,643
Producción de petróleo	bbl/d	43,446
Reservas P1	MMboe	151

> Acreage premium en Vaca Muerta, con producción material, inventario significativo y múltiplos que reflejan un alto valor añadido

(1) Vista adquirió el 100% de PEPASA de Petronas Carigali Canada B.V. y Petronas Carigali International E&P B.V.
(2) El EV (Valor de la Empresa) de PEPASA está calculado como el precio de compra descontado al 12.5% al 1 de enero de 2025. Capitalización de mercado de Vista al 14 de abril de 2025. Fuente: Bloomberg

Financiamiento: actividad en el mercado de capitales

Financiamiento de ~4.1 $Bn a través de un dual-listing en NYSE y la emisión de 30 series de bonos en el mercado doméstico e internacional

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

Series	Fecha de emisión	Ley	Moneda	Plazo	Principal emitido (1)	Intereses anuales
XII	27 ago 2021	Argentina	ARS Pesos (USD-linked)	120 meses	100.8 $MM	5.85% pagaderos semestralmente
XVI (2)	6 dic 2022	Argentina	ARS Pesos (USD-linked)	42 meses	104.2 $MM	0%
XVII	6 dic 2022	Argentina	ARS Pesos (USD-linked)	48 meses	39.1 $MM	0%
XVIII	3 mar 2023	Argentina	ARS Pesos (USD-linked)	48 meses	118.5 $MM	0%
XIX	3 mar 2023	Argentina	ARS Pesos (USD-linked)	60 meses	16.5 $MM	1.00% pagaderos trimestralmente
XX	5 jun 2023	Argentina	USD	25 meses	13.5 $MM	4.50% pagaderos trimestralmente
XXI	11 ago 2023	Argentina	ARS Pesos (USD-linked)	60 meses	70.0 $MM	0.99% pagaderos trimestralmente
XXII	5 dic 2023	Argentina	USD	30 meses	14.7 $MM	5.00% pagaderos semestralmente
XXIV	3 may 2024	Argentina	USD	60 meses	46.6 $MM	8.00% pagaderos semestralmente
XXV	8 jul 2024	Argentina	ARS Pesos (USD-linked)	48 meses	53.2 $MM	3.00% pagaderos trimestralmente
XXVI	10 oct 2024	Argentina	USD	7 años	150.0 $MM	7.65% pagaderos semestralmente
XXVII	10 dic 2024	New York	USD	11 años	600.0 $MM	7.625% pagaderos semestralmente
XXVIII	7 mar 2025	Argentina	USD	60 meses	92.4 $MM	7.50% pagaderos semestralmente
XXIX (3)	10 jun 2025	New York	USD	8 años	900.0 $MM	8.50% pagaderos semestralmente
XXXI (4)	8 abr 2026	New York	USD	12 años	900.0 $MM	7.875% pagados semestralmente
XXXII	16 jul 2026	Argentina	USD	18 meses	75.0 $MM	3.75% pagados bi-anualmente
XXXIII	16 jul 2026	Argentina	USD	36 meses	75.0 $MM	5.00% pagados bi-anualmente

(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. La serie XXVI será amortizada en 3 cuotas anuales, con 5 años de gracia. La serie XXVII será amortizada en 3 cuotas anuales, con 9 años de gracia. La serie XXIX será amortizada en 3 cuotas anuales, con 6 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) 400 $MM emitidos el 3 de diciembre de 2025
(4) 400 $MM emitidos el 22 de septiembre de 2026

Balance consolidado

En $M	Al 30 de septiembre de 2026	Al 31 de diciembre de 2025
Propiedad, planta y equipos	7,406,581	5,543,032
Crédito mercantil	22,576	22,576
Otros activos intangibles	16,406	18,485
Activos por derecho de uso	112,171	153,283
Activos biológicos	18,343	15,855
Inversiones en asociadas	74,934	54,542
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	466,887	373,026
Activos por impuestos diferidos	77,542	36,514
Total activos no corrientes	**8,195,440**	**6,217,313**
Inventarios	22,779	9,457
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	487,349	347,681
Caja, bancos e inversiones corrientes	604,657	538,402
Total activos corrientes	**1,114,785**	**895,540**
Total activos	**9,310,225**	**7,112,853**
Pasivos por impuestos diferidos	445,963	298,664
Pasivos por arrendamiento	57,003	88,451
Provisiones	64,539	51,513
Deudas financieras	2,965,648	2,803,982
Beneficios a empleados	20,824	16,226
Impuesto sobre la renta	13,314	13,964
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	606,358	292,236
Total pasivos no corrientes	**4,173,649**	**3,565,036**
Provisiones	2,148	10,800
Pasivos por arrendamiento	36,158	55,452
Deudas financieras	695,760	350,095
Salarios y contribuciones sociales	14,368	35,891
Impuesto sobre la renta	209,805	120,910
Otros impuestos y regalías	68,761	43,945
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	584,234	419,130
Total pasivos corrientes	**1,611,234**	**1,036,223**
Total pasivos	**5,784,883**	**4,601,259**
Total capital contable	**3,525,342**	**2,511,594**
Total capital contable y pasivos	**9,310,225**	**7,112,853**



Estado de resultados consolidado

En $M	3T 2026	3T 2025
Ingreso por ventas a clientes	**1,294,970**	**706,135**
Ingresos por ventas de petróleo crudo	1,256,026	676,363
Ingresos por ventas de gas natural	38,083	28,641
Ingresos por ventas de GLP	861	1,131
Costo de ventas	**(584,201)**	**(371,774)**
Costos de operación	(75,018)	(51,786)
Fluctuación del inventario crudo	882	(1,415)
Regalías y otros	(198,303)	(98,523)
Compras de petróleo crudo	(15,758)	-
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(293,200)	(210,891)
Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	(2,804)	(9,159)
Utilidad bruta	**709,005**	**337,191**
Gastos de ventas	(97,980)	(48,816)
Gastos generales y de administración	(54,195)	(37,347)
Gastos de exploración	-	(144)
Otros ingresos operativos	45,536	289,802
Otros gastos operativos	(5,782)	(5,273)
Contratos de gestión de riesgo de commodities	10,685	-
Remedición de la contraprestación contingente	(16,168)	
Utilidad de operación	**591,101**	**535,413**
Resultado de inversión en asociadas	3,103	(2,767)
Ingresos por intereses	3,321	7,603
Gastos por intereses	(63,992)	(48,873)
Otros resultados financieros	(15,908)	(53,872)
Resultados financieros, netos	**(76,579)**	**(95,142)**
Utilidad antes de impuestos	**517,625**	**437,504**
(Gasto) por impuesto sobre la renta corriente	(251,785)	(3,119)
Beneficio por impuesto sobre la renta diferido	32,474	(119,099)
(Gasto) por impuestos sobre la renta	**(219,311)**	**(122,218)**
Utilidad neta del período	**298,314**	**235,289**
Otros resultados integrales del período	**1,294,970**	**706,135**
Total utilidad integral del período	**1,256,026**	**676,363**

Reconciliación del EBITDA Ajustado

En $MM	3T 2026	3T 2025
Utilidad neta para el período	**293.5**	**315.3**
(+) Impuesto sobre la renta	211.8	122.2
(+) Resultados financieros netos	76.1	95.1
(+) Resultado de inversión en asociadas	(3.1)	2.8
Utilidad de Operación	**578.2**	**535.4**
(+) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	283.6	210.9
(+) Gastos de reestructuración	(18.2)	5.0
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	2.8	9.2
(+) Ganancia por combinación de negocios	-	(288.1)
(+) Remedición de la contraprestación contingente	16.2	-
(+) Resultado por venta de activos	(21.1)	-
EBITDA Ajustado	**841.5**	**472.4**
Margen de EBITDA Ajustado (%)	68%	67%

Utilidad Neta Ajustada

En $MM	3T 2026	3T 2025
Utilidad Neta del período	**293.5**	**315.3**
Ajustes:		
(+) Impuesto sobre la renta diferido	(35.1)	119.1
(+) Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales	2.8	9.2
(+) Ganancia por combinación de negocios	-	(288.1)
(+) Resultado por venta de activos	(21.1)	-
Ajustes a la Utilidad Neta	**(53.4)**	**(159.8)**
Utilidad Neta Ajustada	**240.1**	**155.5**
EPS Ajustado ($/acción)	*2.2*	*1.5*
EPS ($/acción)	*2.6*	*3.0*

Glosario

- $: dólares estadounidenses
- $MM: millones de dólares estadounidenses
- $Bn: miles de millones de dólares estadounidenses
- $/bbl: dólares estadounidenses por barril de petróleo
- $/boe: dólares estadounidenses por barril de equivalente de petróleo (boe)
- EBITDA Ajustado = Utilidad neta + (Gasto) beneficio de Impuesto sobre la renta + Resultados financieros netos + Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones + Resultados por inversiones en asociadas + Deterioro de activos de larga duración + Ganancia por combinación de negocios + Ganancia por baja de activos + (Reversión de Gastos de reestructuración) + Ganancia relacionada a la transferencia de activos convencionales + Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales + Remedición de la contraprestación contingente
- AF: Aguada Federal
- AM: Águila Mora
- bbl/d: Barriles de crudo por día
- boe: Barriles de equivalente de petróleo
- boe/d: Barriles de equivalente de petróleo por día
- BdT: Bajo del Toro
- BN: Bandurria Norte
- BPE: Bajada del Palo Este
- BPO: Bajada del Palo Oeste
- BS: Bandurria Sur
- Caja disponible: caja al inicio + free cash flow acumulado – pagos de intereses financieros – caja mínima
- Capex incluye altas de Propiedad, planta y equipos
- Emisiones de gases de efecto invernadero (GEI): emisiones de alcance 1 y 2 de nuestros activos operados en la Argentina al 100% de participación
- EPS (Earnings per share): Utilidad/pérdida neta / Número promedio ponderado de acciones comunes
- Free cash flow = flujo de efectivo de las actividades operativas + flujo de efectivo de las actividades de inversión
- Free cash Flow to equity (FCFE) = Free cash flow – pagos de intereses financieros
- IOGP: International Association of Oil & Gas Producers (por sus siglas en inglés)
- LACh: La Amarga Chica
- 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, otros ingresos operativos, otros gastos operativos y otros costos no erogables relacionados con la cesión de activos convencionales
- Margen de EBITDA Ajustado = EBITDA Ajustado / (Ingresos totales + Ganancias del programa de Incremento a las exportaciones - Gastos comerciales de fletes marítimos + Contratos de gestión de riesgo de commodities)
- Mbbl: Miles de barriles de petróleo
- MMbbl: Millones de barriles de petróleo
- MMboe: Millones de barriles de equivalente de petróleo (boe)
- Mbbl/d: Miles de barriles de petróleo por día
- Mboe/d: Miles de barriles de equivalente de petróleo por día
- Netback = EBITDA Ajustado / producción total
- PEPASA: Vista Energy LACh S.A. (anteriormente conocida como Petronas E&P Argentina S.A.)
- La producción incluye la producción de crudo, gas y LPG, y excluye el gas quemado, inyectado y consumido en operaciones
- La posición de caja se define como Caja, bancos e inversiones corrientes
- p.p.: puntos porcentuales
- Ratio de apalancamiento neto = Deuda Neta / LTM EBITDA Ajustado
- ROACE = (EBITDA Ajustado - Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones + Ganancia relacionada a la transferencia de activos convencionales + Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales + Ganancia por combinación de negocios) / (Deuda total promedio + Capital contable total promedio). Deuda total = Préstamos corrientes + Préstamos no corrientes + Pasivos por arrendamiento corrientes+ Pasivos por arrendamiento no corrientes
- RRR: Ratio de Reemplazo de Reservas
- SEC: Securities and Exchange Commission
- Tasa de interés promedio = Gastos por intereses / Deuda bruta al final del período
- Time-to-market incluye perforación, completación y conexión (unit cost)
- TRIR (Tasa total de accidentes registrables): Número de accidentes registrables x 1,000,000 / Número total de horas trabajadas
- Utilidad neta ajustada: Utilidad neta + (Gasto) beneficio de Impuesto diferido + Deterioro de activos de larga duración + Cambios en el valor razonable de los títulos opcionales + Ganancia relacionada a la transferencia de activos convencionales + Otros costos no erogables en efectivo relacionados con la cesión de activos convencionales + Ganancias relacionadas a la combinación de negocios + Ganancia por baja de activos
- VEISA: Vista Energy International S.A.