

PRESENTACIÓN A INVERSIONISTAS

OCTUBRE 2021



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

Este documento ha sido preparado por Vista Oil & Gas 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 prevaletientes, 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

Acreage premium en Vaca Muerta bajo desarrollo

- Hasta 700 locaciones bajo desarrollo en Vaca Muerta
- Productividad de pozos shale oil entre las mejores de la cuenca
- Nuevo diseño de pozos y mejoras continuas en la perforación y completación reducen el costo de desarrollo a ~7 \$/boe

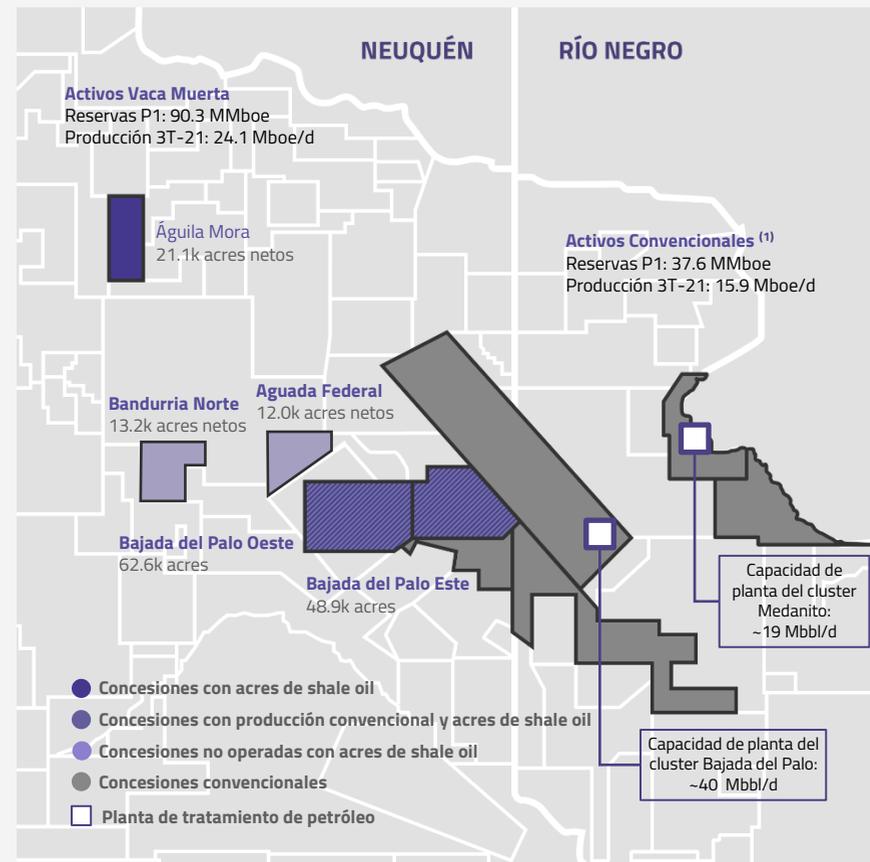
Apalancado por una base sólida

- Activos con generación de caja
- Infraestructura instalada con ~55 Mbb/d de capacidad total para tratar y evacuar producción incremental de crudo ⁽²⁾
- ~7.5 \$/boe de costo operativo
- 128.1 MMboe de reservas probadas (78% petróleo) al FA 2020
- Balance sólido con 266 \$MM en caja

Impulsado por un equipo de alto rendimiento

- Organización plana y ágil
- Liderado por un management team experimentado en oil & gas
- Alineación con proveedores clave a través del modelo de contratación One-Team

157,800 acres de shale oil y activos convencionales



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

Nota: Activos en México con 0.3 MMboe de Reservas P1 y 0.3 Mboe/d de producción 3T-21 no mostrados

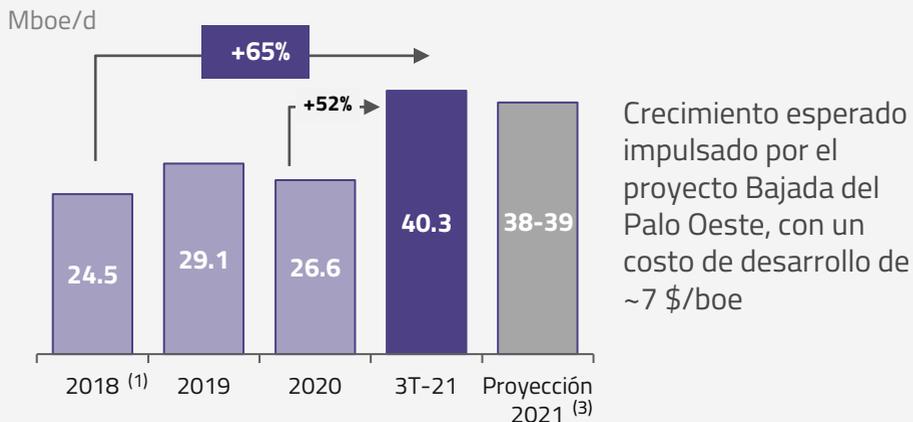
(1) Incluye información de la concesión Acambuco, no mostrada en el mapa

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

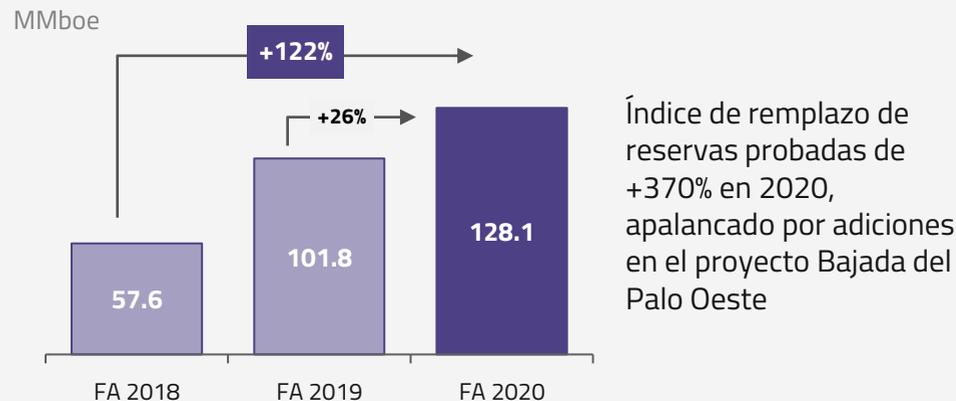
Aspectos destacados de Vista

Hitos principales de los primeros 3 años de operaciones

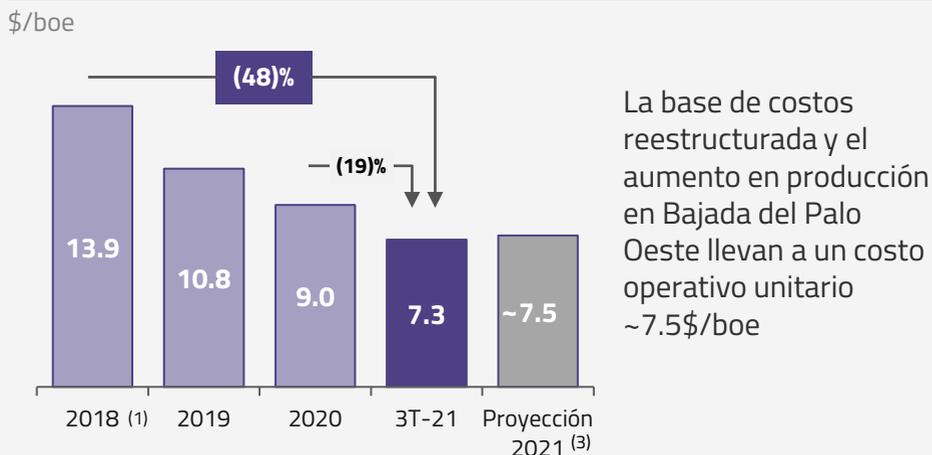
PRODUCCIÓN



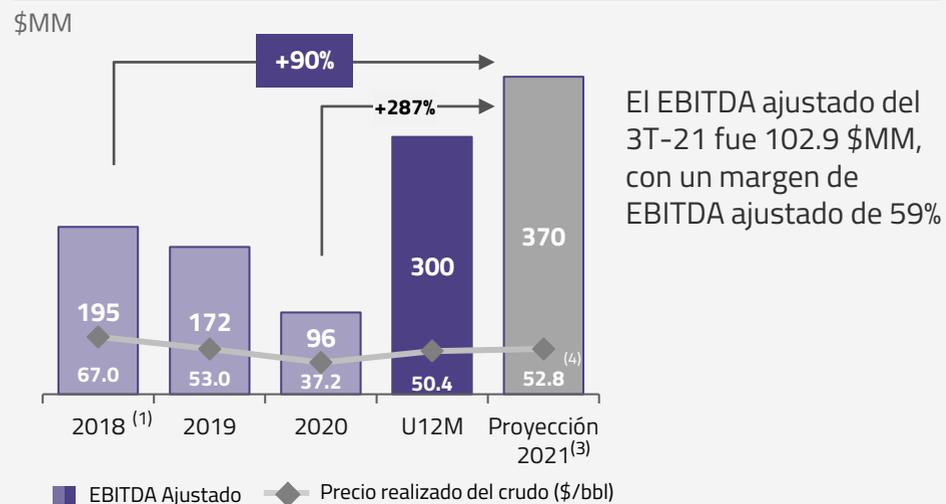
RESERVAS PROBADAS



COSTO OPERATIVO UNITARIO



EBITDA Ajustado ⁽²⁾



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

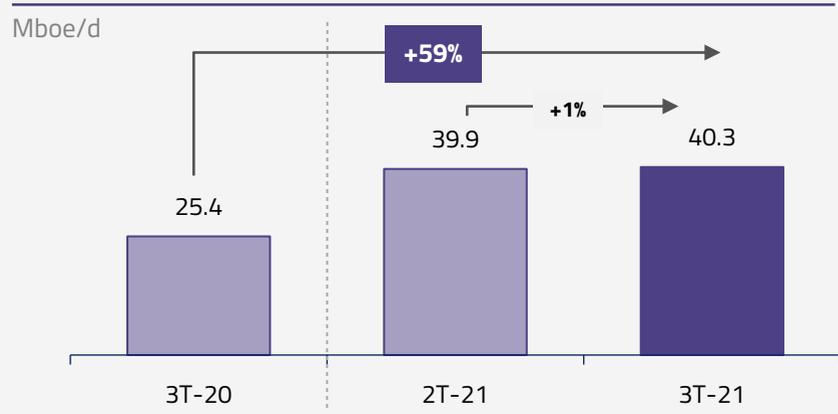
(2) EBITDA ajustado = (Pérdida) / Utilidad neta + Impuesto sobre la renta + Resultados financieros netos + Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones + Gastos de reestructuración y reorganización + Deterioro de activos de larga duración + Otros ajustes

(3) Proyecciones 2021 basadas en (i) plan de inversión de 330 \$MM con 20 pozos completados y conectados. Para más detalles, refiérase al aviso en la lámina 2 y las proyecciones actualizadas en la lámina 6

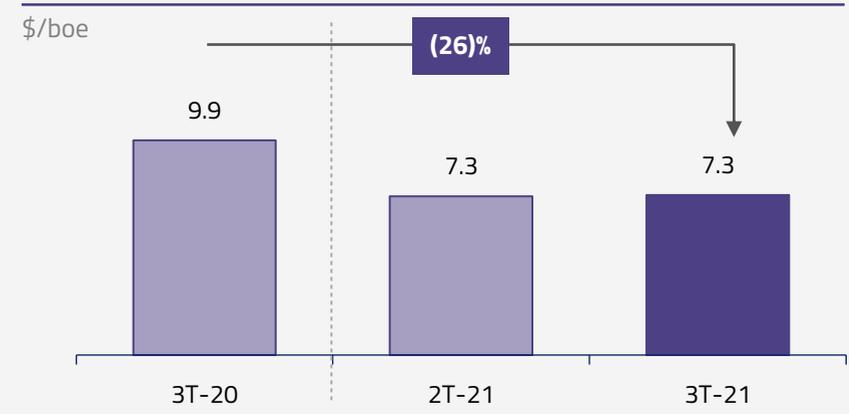
(4) Precio realizado del crudo correspondiente a 1T, 2T y 3T 2021

Operación estable de bajo costo operativo y altos márgenes

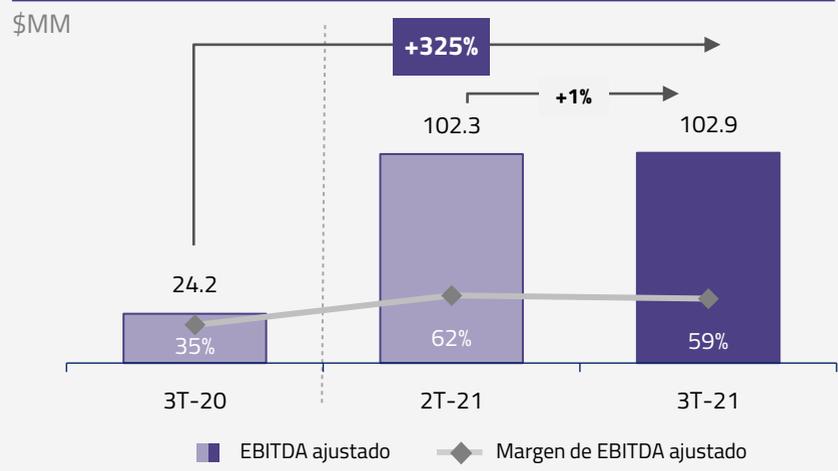
PRODUCCIÓN TOTAL



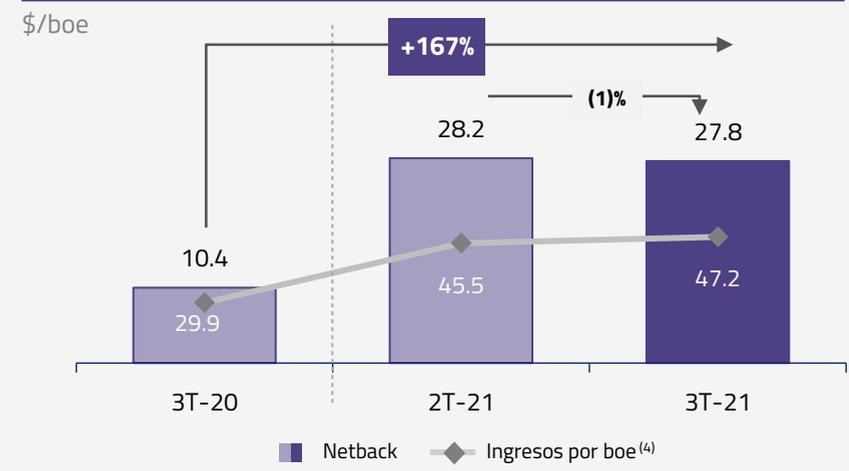
COSTO OPERATIVO UNITARIO (1)



EBITDA Ajustado (2)



NETBACK (3)



(1) Costos operativos: incluye producción, transporte, tratamiento y servicios de apoyo en campo; excluye fluctuaciones en inventarios de crudo, depreciaciones, regalías, impuestos directos, costos comerciales, exploración y costos de G&A
 (2) EBITDA ajustado = (Pérdida) / Utilidad 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) Netback = EBITDA ajustado dividido por la producción total
 (4) Ingresos por boe = ingresos totales dividido por la producción total



Actualización de las proyecciones 2021 ⁽¹⁾

Mejora en las proyecciones 2021 impulsada por una sólida ejecución y mayores precios realizados

POZOS SHALE

20 pozos  conectados

- 16 pozos ya conectados
- Perforamos el quinto pad, de cuatro pozos, del año (completación y conexión esperada para Dic-21)
- Aceleración del plan 2022, estimando 4 pozos perforados no completados para Dic-21

PRODUCCIÓN

38.0 - 39.0  Mboe/d

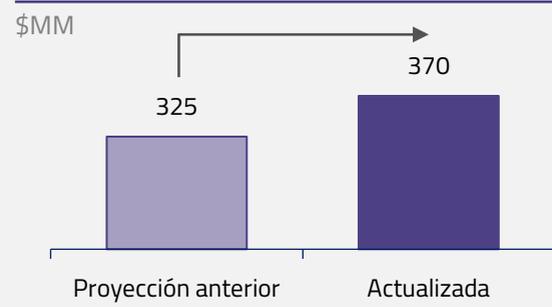
- Producción a la fecha de 38.1 Mboe/d
- En camino a cumplir con 38-39 Mboe/d en promedio

COSTO OPERATIVO

~7.5  \$/boe

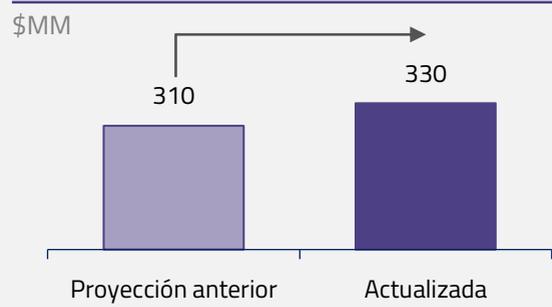
- Costo operativo a la fecha de 7.4 \$/boe
- El mayor impulsor a futuro continua siendo la dilución de los costos fijos a través de los volúmenes incrementales

EBITDA Ajustado ⁽²⁾



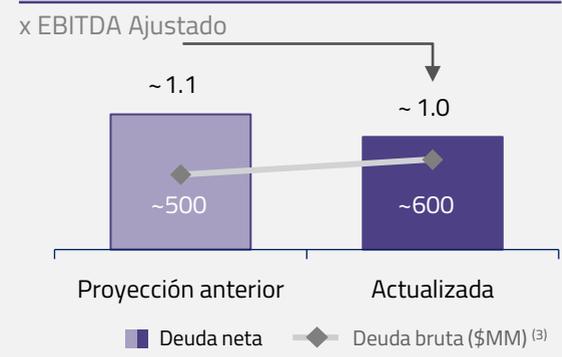
- Una revisión de las proyecciones de producción y mayores precio de petróleo y gas llevan a una actualización en las proyecciones de EBITDA ajustado
- EBITDA ajustado acumulado a la fecha de 264 \$MM

CAPEX



- Actividad adicional de D&C en Bajada del Palo Oeste
- CAPEX acumulado a la fecha de 227 \$MM

DEUDA



- Refleja emisión de bono a 10 años en 3T 2021 con términos atractivos y permite pre-financiar los vencimientos de 2022

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

(2) EBITDA ajustado = (Pérdida) / Utilidad 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) Excluye intereses devengados

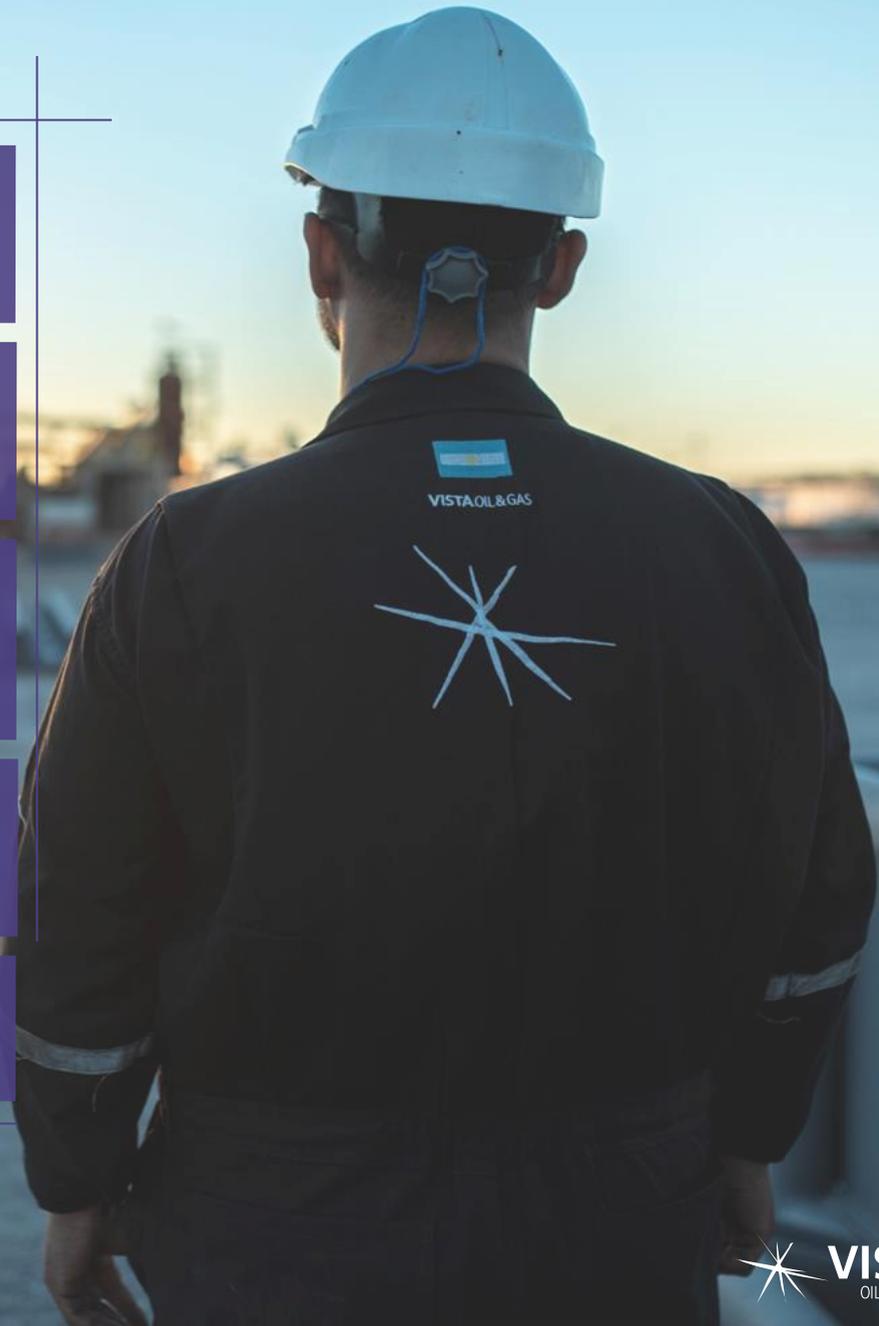
Continuo y sólido rendimiento en nuestras métricas operativas y financieras claves, alcanzando 51 \$MM de free cash flow para el trimestre

Sólido progreso de D&C en Bajada del Palo Oeste, nos posiciona para cumplir con 20 nuevos pozos conectados en 2021, y acelera el plan 2022

Emitimos exitosamente 110 \$MM en bonos nuevos a tasas competitivas, extendiendo así la duración promedio de la deuda y pre-financiando los vencimientos de 2022

Adquirimos 25k de acreage en Vaca Muerta en términos favorables, agregando ~150 nuevas locaciones netas a nuestro portfolio

Se actualizaron las proyecciones 2021, impulsado por un sólido rendimiento a la fecha



Resumen del portafolio de Vista

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

Activos en Mexico

Cuenca ⁽¹⁾	Bloque	W.I. (%)	Reservas netas 2020 1P (MMboe)	Producción 3T 2021 (Mboe/d)	Operador
Mac.	CS-01 ⁽⁴⁾	100%	0.2	0.3	Si
Total⁽⁴⁾			0.2	0.3	

Activos en Argentina

Cuenca ⁽¹⁾	Bloque	W.I. (%)	Reservas netas 2020 1P (MMboe)	Producción 3T 2021 (Mboe/d)	Operador
Neuquina	Entre Lomas ⁽²⁾	100%	12.5	5.8	Si
	Bajada del Palo Este	100%	2.2	0.9	Si
	Bajada del Palo Oeste (Conv.)	100%	10.1	2.6	Si
	Bajada del Palo Oeste (Shale)	100%	88.8	24.1	Si
	Agua Amarga ⁽³⁾	100%	1.2	0.4	Si
	25 de Mayo Medanita	100%	5.5	2.6	Si
	Jaguel de los Machos	100%	4.7	3.1	Si
	Coirón Amargo Norte	84.6%	1.0	0.3	Si
	Águila Mora (Shale)	90.0%	-	-	Si
	Aguada Federal (Shale) ⁽⁵⁾	50.0%	-	-	No
NO	Bandurria Norte (Shale)	50.0%	-	-	No
	Acambuco	1.5%	0.4	0.2	No
Total⁽⁴⁾			126.4	40.0	

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

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

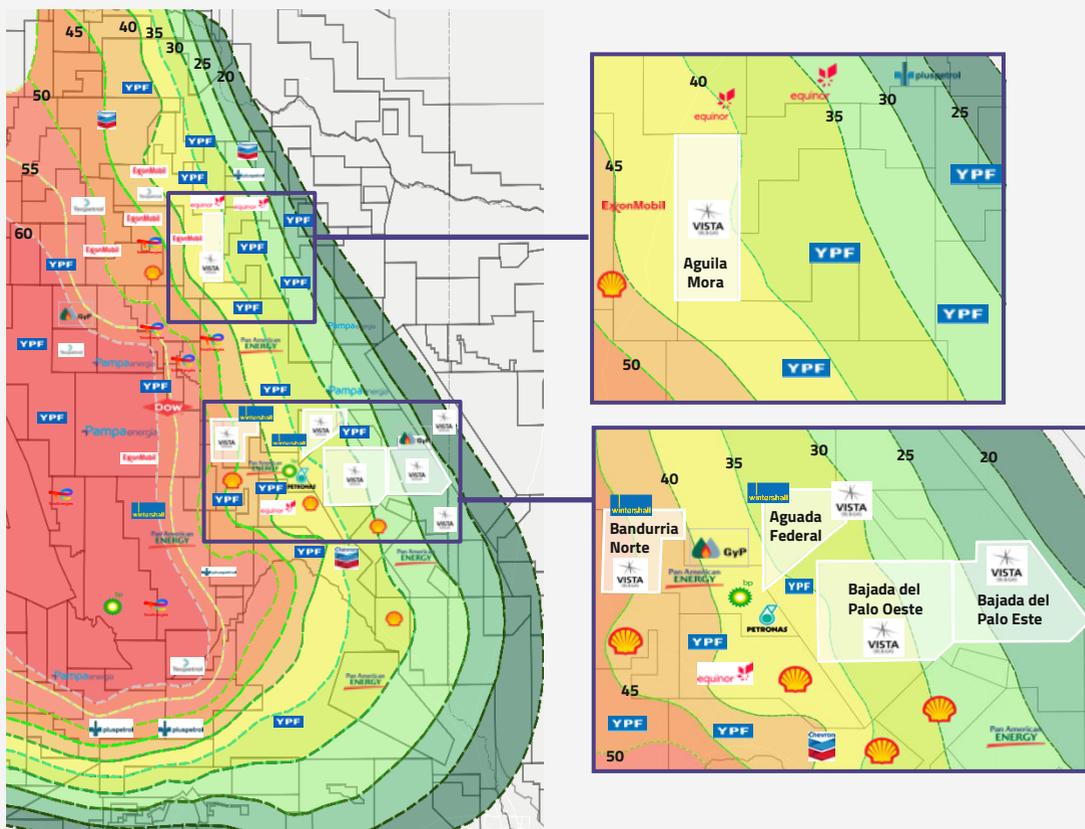
(3) Incluye Jarilla Quemada y Charco del Palenque

(4) Las reservas 1P al FA 2020 incluían: (i) 0.1 MMboe de A-10, transferido el 23/8/2021, (ii) 0.2 MMboe de CS-01 con participación del 50%, incrementada a 100% el 16/8/2021, y (iii) 1.5 MMboe de CASO, desinvertida el 01/4/2021

(5) Producción total bruta en 3T 2021 fue 0.8 Mboe/d

Acreage en Vaca Muerta

Cinco bloques 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
- Se identificaron hasta 550 locaciones habiendo comprobado 3 niveles de navegación
- **Producción:** 24.1 Mboe/d en el 3T-21

Bajada del Palo Este

- **Acres netos:** 48,853 (100% WI)
- **Plazo de concesión:** 2053
- **Operador:** Vista
- **Compromiso:** Inversiones por 52 \$MM antes de Dic-2022

Águila Mora

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

Aguada Federal

- **Acres netos:** 12,029 (50% WI)
- **Plazo de concesión:** 2050
- **Operador:** Wintershall
- Se identificaron hasta 75 locaciones netas

Bandurria Norte

- **Acres netos:** 13,202 (50% WI)
- **Plazo de concesión:** 2050
- **Operador:** Wintershall
- Se identificaron hasta 75 locaciones netas

- Áreas productivas
- Áreas Piloto / Delineación
- Áreas no operadas

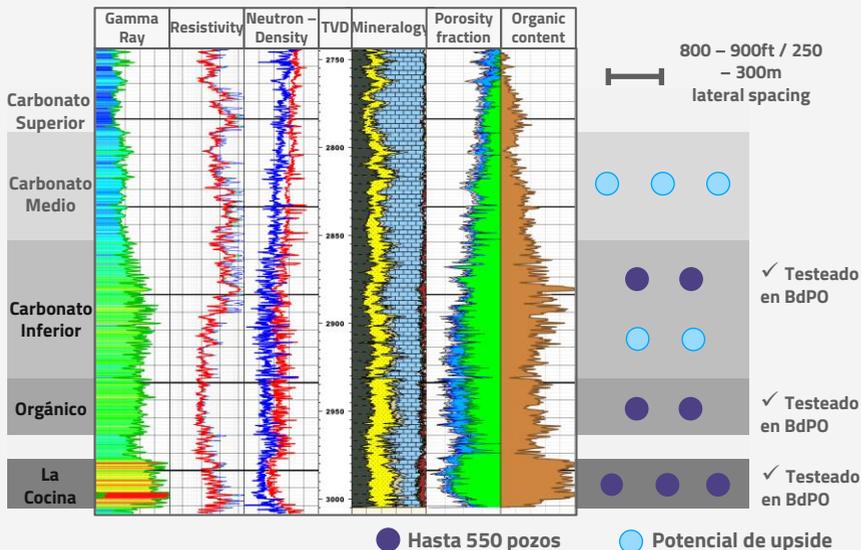
Desarrollo en Vaca Muerta

Acreage premium en Bajada del Palo Oeste

Potenciales propiedades geológicas de primer nivel ⁽¹⁾

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

Múltiples horizontes de navegación potenciales



- (1) Basado en estimaciones de la compañía, Ministerio de Hacienda, Secretaría de Energía y la EIA
 (2) Normalizado a un diseño de pozo estándar de 2,800 metros de longitud lateral y 47 etapas de fractura
 (3) Combina la capacidad de los clusters Bajada del Palo y Medanita

Desarrollo del bloque Bajada del Palo Oeste



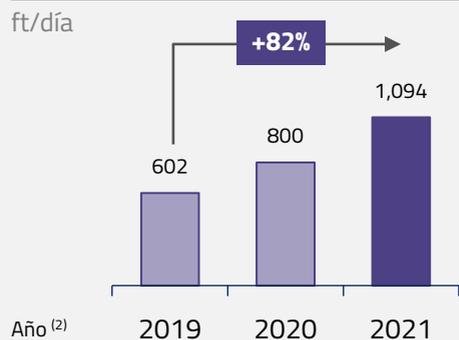
- Inventario de hasta 550 pozos
- Conexión de 4 pads (#6, #7, #8 y #9), de 4 pozos cada uno, durante 2021
- Costo de D&C promedio para 2021 de 10.0 \$MM a la fecha, 40% por debajo de 2019 ⁽²⁾
- Resultados sólidos y consistentes de productividad en los 32 pozos de los primeros 8 pads
- Nuevo diseño de pozos, capturando mejoras de productividad y eficiencia de costos, llevando a un costo de desarrollo esperado de ~7 \$/boe, y permitiendo generar retornos sólidos incluso en escenarios de precios bajos de crudo
- Pad #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
- Infraestructura instalada con capacidad para tratar hasta ~55 Mbb/d de crudo ⁽³⁾
- Consorcio con Trafigura para el desarrollo de 5 pads, de 4 pozos cada uno, con una participación de Vista y Trafigura del 80%-20%, respectivamente, del capex y producción

Desarrollo en Bajada del Palo Oeste

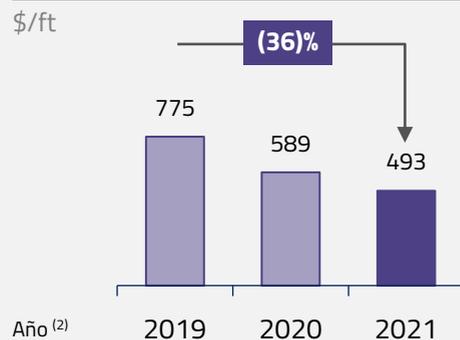
Continuas mejoras en las métricas de perforación y completación

Evolución de las métricas de D&C

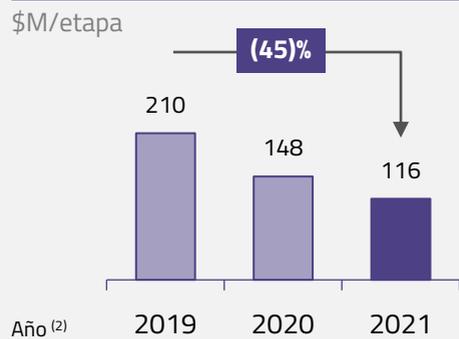
VELOCIDAD DE PERFORACIÓN



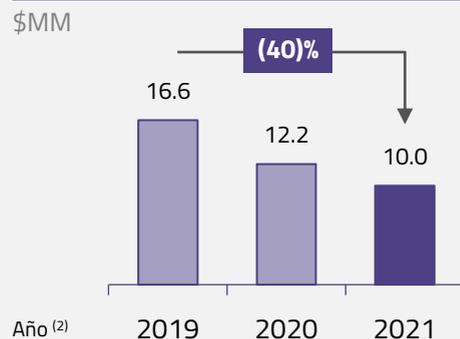
COSTO POR PIE LATERAL (1)



COSTO DE COMPLETACIÓN



COSTO D&C POR POZO (1)



Evolución de la producción

PRODUCCIÓN ACUMULADA POR POZO (1)



PRODUCCIÓN SHALE EN BAJADA DEL PALO OESTE



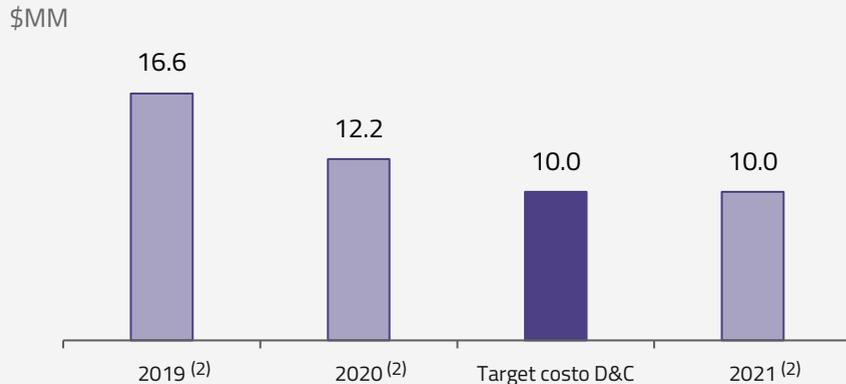
- ① Cierre de los pozos shale debido a la baja en demanda por la pandemia Covid-19
- ② Cierre parcial de pads #1, #2 and #3 durante la completación del pad #4
- ③ Cierre parcial de pads #2 and #3 durante la completación del pad #8
- ▽ Conexión del pad

(1) Normalizado a un pozo estándar de 2,800 metros de rama lateral y 47 etapas de fractura
 (2) 2019 incluye pads #1 y #2, 2020 incluye pads #3, #4 y #5, y 2021 incluye pads #6, #7, #8 y #9
 (3) EUR: 1.52 MMboe
 (4) Producción promedio acumulada normalizada de los pozos en el pad #1 a #4 para 180 días para 360 días

Desarrollo en Bajada del Palo Oeste

Mejoras de productividad y costos reducen el costo de desarrollo

COSTO DE D&C ESPERADO POR POZO ⁽¹⁾

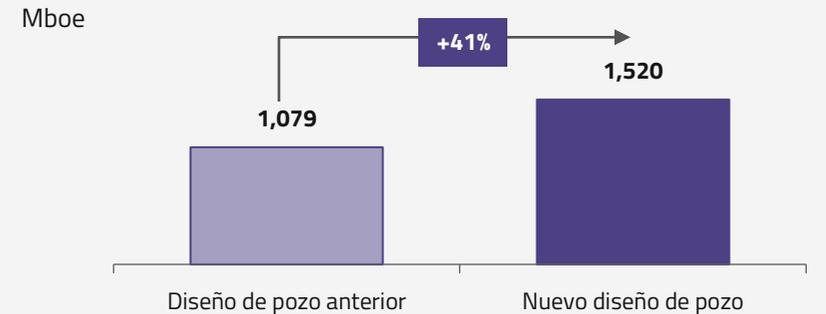


Factores de reducción de costos

- Reducción de tarifas de perforación y costo de tubulares
- Mejoras operativas logradas mediante el modelo contractual One-Team
- Optimización del diseño de fluidos de fractura, aprovechando lo aprendido en pads anteriores
- Reducción en tarifas de completación
- Reducción en el costo de arena

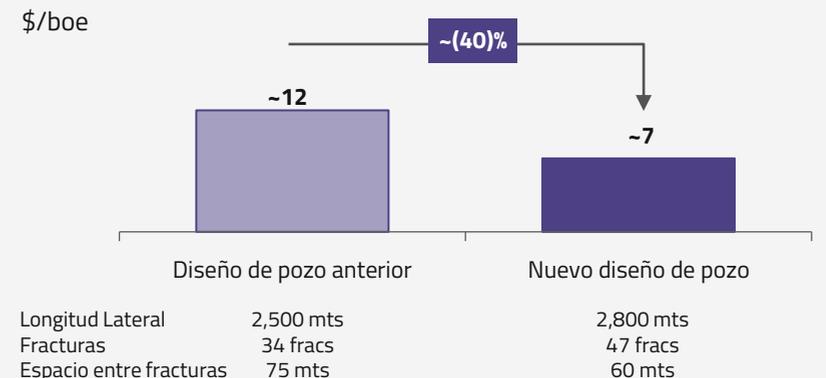
Se espera que el nuevo diseño de pozo logre sólidas tasas de retorno a los precios realizados actuales

CURVA TIPO - EUR



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 (Mbbbl)	198	25	223

COSTO DE DESARROLLO ESPERADO ⁽²⁾



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

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

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

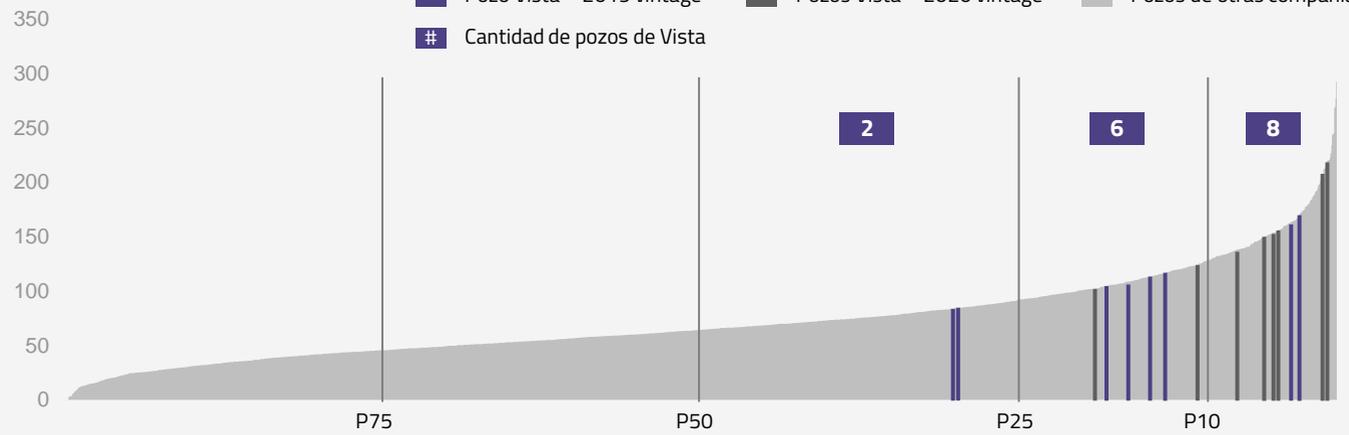
Desarrollo en Bajada del Palo Oeste

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

Pozos de Permian – producción de petróleo acumulada 90 días (vintage 2017, 2018, 2019 y 2020) ⁽¹⁾

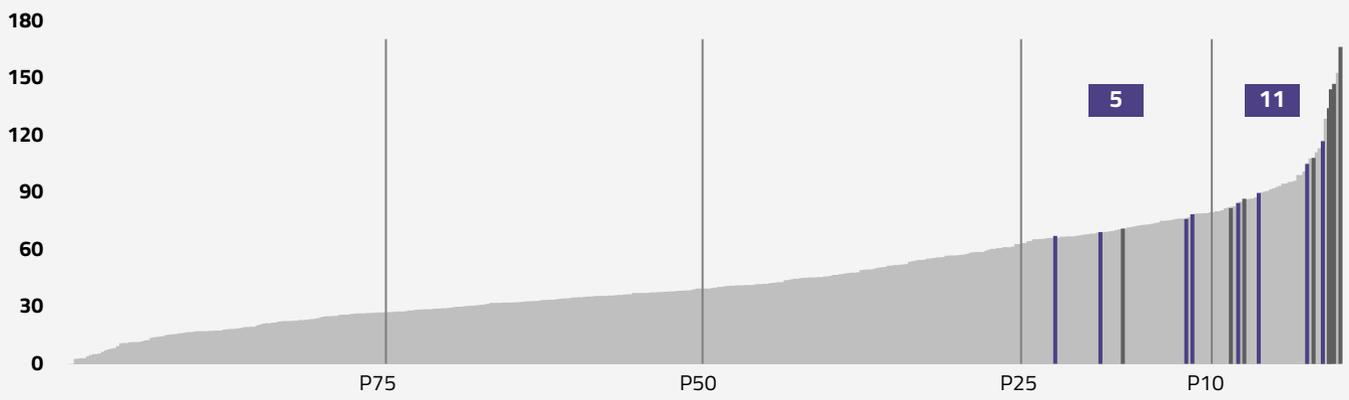
Mbbl/pozo – normalizado a 2,800 metros de longitud lateral

■ Pozo Vista – 2019 vintage
 ■ Pozos Vista – 2020 vintage
 ■ Pozos de otras compañías
Cantidad de pozos de Vista



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

Mbbl/pozo



(1) Pozos petrolíferos laterales de entre 1,900 y 3,000 metros. Compañías incluidas: CPE, CXO, FANG, HK, LPI, MTDR, PE, PDCE, PXD, SM, WPX, XEC, EOG y CDEV; Solo incluye pozos perforados en las cuencas Delaware, Central Platform y Midland, con foco en la formación Wolfcamp. Fuente: Rystad Energy

(2) Fuente: Secretaría de Energía de Argentina; Todos los pozos petrolíferos laterales incluidos. Fuente: Capítulo IV – Argentine Secretariat of Energy

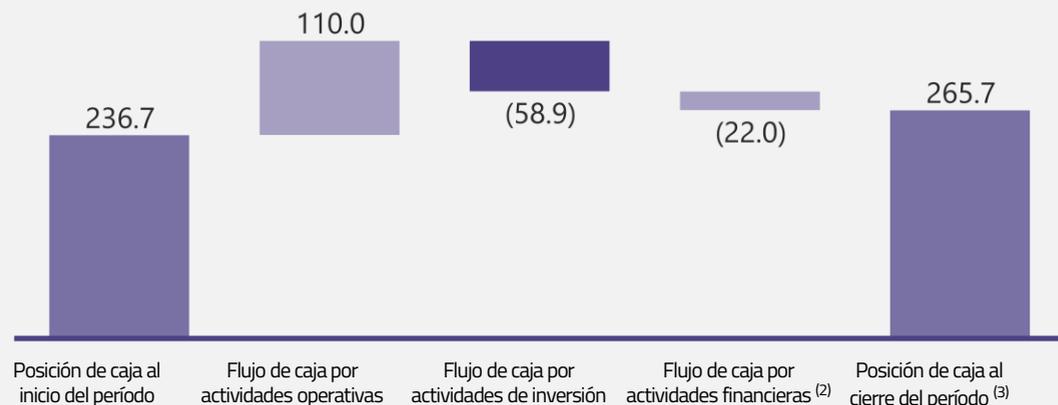


3T 2021: resumen financiero

Operating cash flow driving organic deleveraging

FLUJO DE CAJA DEL 3T 2021 ⁽¹⁾

\$MM



- Trimestre con free cash flow positivo, por un total de 51.0 \$MM ⁽³⁾
- Sólido flujo de caja por actividades operativas, el cual aumentó ~6x año a año
- Flujo de caja usado en actividades de inversión fue 79.3 \$MM, con actividad de capex de 74.1 \$MM, parcialmente contrarrestado por la caja recibida de ConocoPhillips y Shell, para un neto de 58.9 \$MM.
- Flujo de caja usado en actividades financieras fue 22.0 \$MM, mayormente impulsado por el pago de intereses de 25.5 \$MM
- Duración promedio de la deuda mejoró significativamente de 1.4 años al cierre de 2T-21 a 2.7 años al cierre de 3T-21

(1) Caja se define como caja y equivalentes de caja

(2) Por fines de este gráfico, el flujo generado por las actividades de financiamiento son la suma: (i) el flujo de caja por actividades de financiamiento de (23.5) \$MM; (ii) Efectos por cambios en el tipo de cambio en el balance de caja en monedas extranjeras de (2.7) \$MM; y (iii) la variación de bonos gubernamentales de 4.1 \$MM

(3) Free cash flow se calcula como la suma del flujo de caja por actividades operativas y el flujo de caja por actividades de inversión.

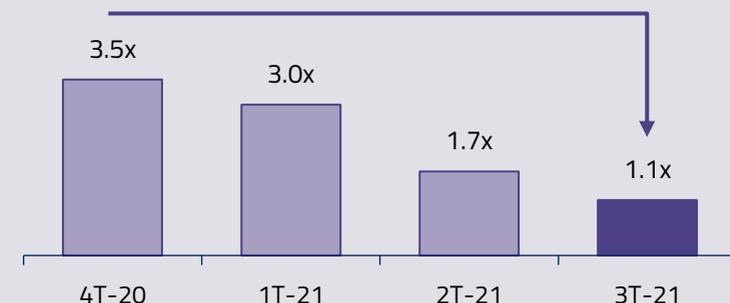
EVOLUCIÓN DE LA DEUDA BRUTA 3T 2021

\$MM



EVOLUCIÓN DEL APALANCAMIENTO NETO

x EBITDA Ajustado



Desarrollo sustentable de nuestro negocio

Publicamos nuestro primer Reporte de Sustentabilidad para el año 2020

- **Alineados con Global Reporting Initiative (GRI)** para cubrir integralmente los factores ASG y con **Sustainability Accounting Standards Board (SASB)** para los factores ASG específicos de la industria, los cuales tienen mayor relevancia en nuestro desempeño financiero y en la creación de valor de largo plazo
- **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 completaron los estudios de medición de la emisión de gases de efecto invernadero, **determinando la base de referencia para la huella de carbono (Alcance 1 y 2) de las operaciones**, que servirá como referencia para **definir los objetivos de reducción corporativa en el corto, mediano y largo plazo**
- **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



Enfocamos nuestro desarrollo sustentable para contribuir hacia 8 de los 17 ODS de las Naciones Unidas



Logros claves de ASG de 2020

Incorporamos la sustentabilidad a nuestra estrategia de negocio

MEDIO AMBIENTE



GEI

Inventario de emisiones completado para 2019 y 2020, con un total de **416,700 toneladas de emisiones de CO2e** de Alcance 1 y 2 en 2020

30%

de **reducción proyectada en la intensidad de emisiones en 2021**, mediante un plan que será ejecutado en 3T y 4T de 2021 ⁽¹⁾

0%

transporte de agua y petróleo rutinario en camiones en el proyecto de Bajada del Palo Oeste

99%

de la **producción de hidrocarburos** transportada por ductos, minimizando el transporte en camiones

SEGURIDAD



0 accidentes fatales

0.38 TRIR

en 2020, logrando nuestro objetivo de alcanzar una TRIR <1 en línea con el las compañías internacionales de oil & gas Tier 1

571 Horas

de sesiones de entrenamiento en HSE

90%

reducción de la TRIR desde el inicio de nuestras operaciones en 2018

SOCIAL



58%

de los ingresos de personal de 1T y 2T 2021 fueron **mujeres**

100%

Rediseño de los estándares de seguridad desde el inicio de las operaciones en 2018

\$345,000+

contribución social a las comunidades donde operamos en Argentina y México, incluidas las donaciones para ayudar en la pandemia de COVID-19

8 km

de **bicisendas** en construcción en Catriel, Río Negro (primera etapa terminada en 2T-21)

GOBERNANZA



100%

de los empleados perciben su **bono** anual impactado por el logro de los objetivos de **ASG** de la compañía

100%

miembros del Consejo de Administración independientes componen los comités del Consejo de Administración (Auditoría, Prácticas Corporativas y Compensaciones)

67%

de los miembros del Consejo son independientes

340 horas de formación

en concientización sobre derechos humanos

100%

de los empleados y **contratistas relevantes** de Vista han firmado el Código de Ética y Conducta

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

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

Miguel Galuccio Presidente del consejo y CEO

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

Equipo ejecutivo de alto rendimiento

Pablo Vera Pinto – Director de Finanzas

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

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

Juan Garoby – Director de Operaciones

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

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

Alejandro Cherñacov – Director de Planificación Estratégica y Relación con Inversionistas

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

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

Consejo de administración con profesionales de clase mundial

Kenneth Ryan – No independiente

Miembro del consejo de administración de TrailStone; hasta 2021, Socio, Director de Desarrollo Corporativo, Estrategias de Capital y Relaciones con Inversores en Riverstone en Nueva York

- Título de abogado de la Universidad de Dublín, Trinity College

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)

Mark Bly – Independiente

+30 años de experiencia en la industria de petróleo y gas; miembro del consejo de administración de Baytex Energy Corp (Presidente del consejo no ejecutivo)

- Ocupó varios cargos ejecutivos internacionales en BP
- Maestría en Ingeniería Estructural y licenciatura en Ingeniería Civil, ambas por la Universidad de California

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

Proyecto con locaciones premium en Vaca Muerta bajo desarrollo, con resultados sólidos

Costo de desarrollo de ~7 \$/boe y costo operativo de ~7.5 \$/boe permiten crecer en contextos de bajos precios de petróleo

Free cash flow positivo continúa robusteciendo la posición financiera

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



Financiamiento: actividad en el mercado de capitales

Obtuvimos 560 \$MM a través de un dual-listing en NYSE y la emisión de 12 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
II	7 ago 2019	USD	36 meses	50 \$MM	8.50% pagaderos trimestralmente
III	21 feb 2020	USD	48 meses	50 \$MM	3.50% pagaderos semestralmente
IV	7 ago 2020	ARS Pesos	18 meses	10 \$MM	BADLAR + 1.37% Trimestralmente
V ⁽²⁾	7 ago 2020	ARS Pesos (USD-linked)	36 meses	30 \$MM	0%
VI	4 dic 2020	ARS Pesos (USD-linked)	48 meses	10 \$MM	3.24% pagaderos trimestralmente
VII	10 mar 2021	ARS Pesos (USD-linked)	36 meses	42.4 \$MM	4.25% pagaderos trimestralmente
VIII ⁽³⁾	10 mar 2021	ARS Pesos (Ajustado por inflación)	42 meses	33.5 \$MM	2.73% pagaderos trimestralmente
IX	18 jun 2021	ARS Pesos (USD-linked)	24 meses	38.8 \$MM	4.00% pagaderos trimestralmente
X ⁽⁴⁾	18 jun 2021	ARS Pesos (Ajustado por inflación)	45 meses	32.6 \$MM	4.00% pagaderos trimestralmente
XI	27 ago 2021	ARS Pesos (USD-linked)	48 meses	9.2 \$MM	3.48% pagaderos trimestralmente
XII	27 ago 2021	ARS Pesos (USD-linked)	120 meses	100.8 \$MM	5.85% pagaderos semestralmente

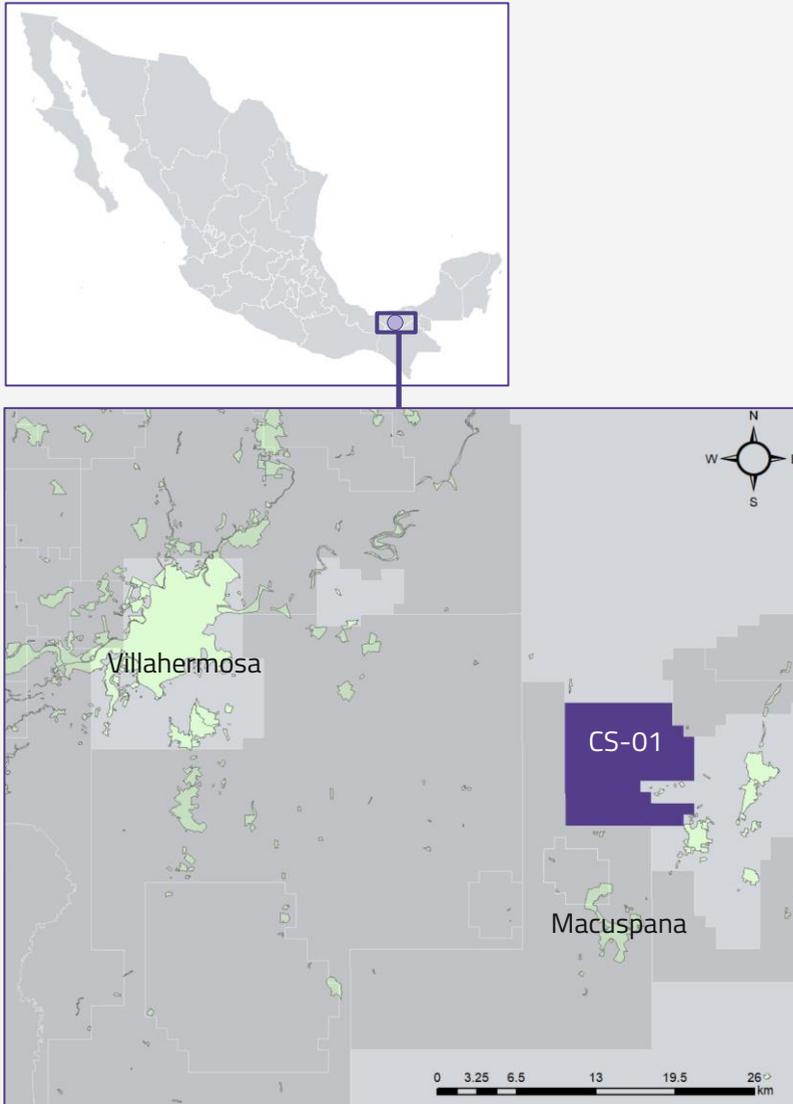
(1) Las series II a XI amortizadas en modo bullet al vencimiento. La serie XII será amortizada en 15 cuotas semestrales, con tres años de gracia.

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

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

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

Resumen de activos mexicanos



■ Activos de Vista ■ Activos de otras compañías

CS-01

Datos clave

- **Participación:** 100%
- **Operador:** Vista
- **Área:** 23,517 acres netos
- **Hidrocarburo:** Aceite, gas natural y condensado
- **Litología:** Arenisca
- **Estado:** Tabasco
- **Cuenca:** Sureste/Macuspana
- **Campos:** 2
- **Pozos perforados:** 68
- **Reservas probadas 2020:** 0.2 MMboe ⁽¹⁾
- **Producción neta 3T-21:** 0.3 Mboe/d ⁽¹⁾

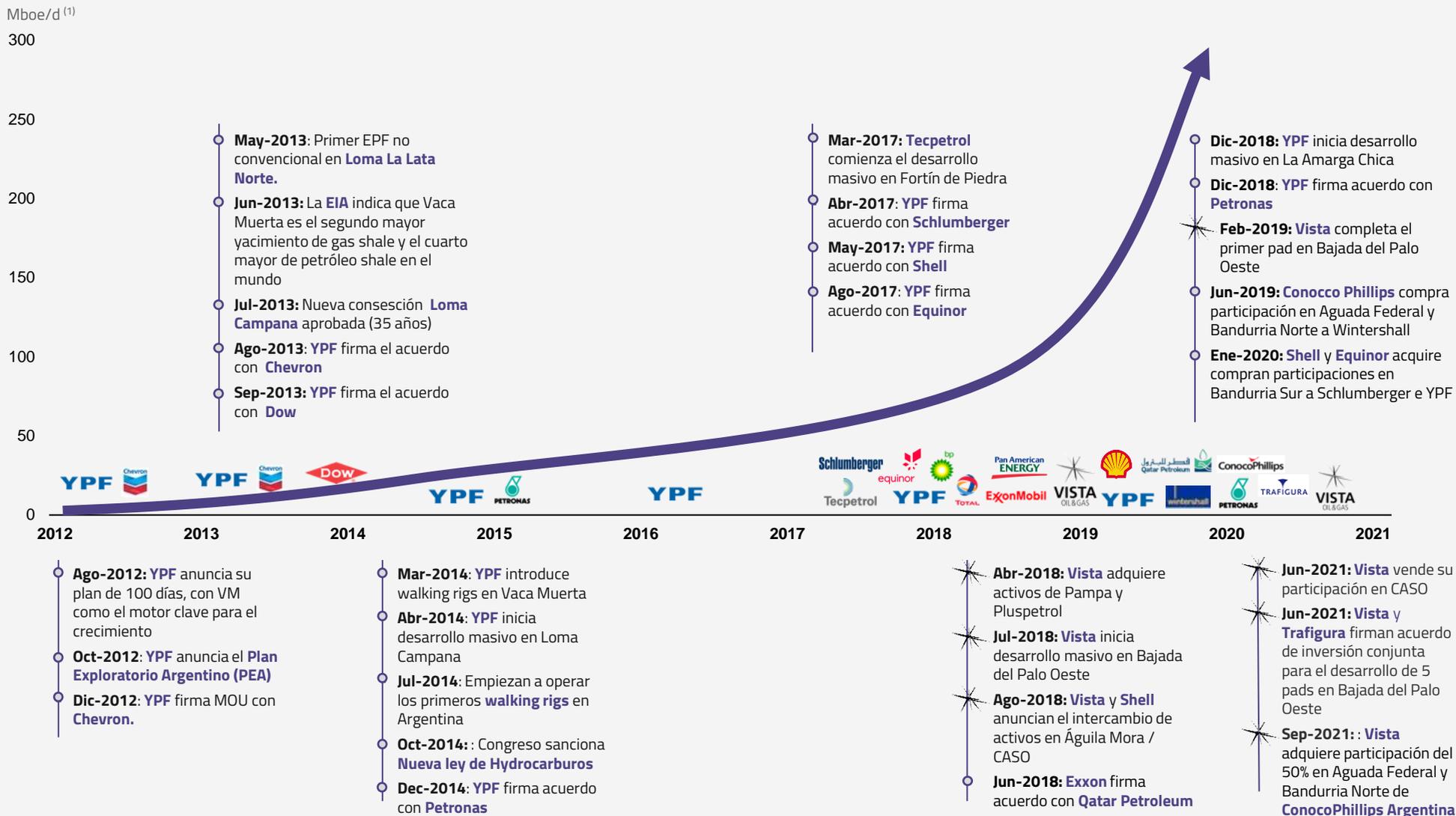
Antecedentes / Estrategia de desarrollo

- 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

(1) Al 50% de participación de Vista (incrementado al 100% el 16 de agosto de 2021)

Repaso de la historia de Vaca Muerta

Un desarrollo en aceleración



(1) Producción redondeada con fines ilustrativos



Balance consolidado

Montos expresados en \$M

	Al 30 de septiembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Propiedad, planta y equipos	1,140,182	1,002,258
Crédito Mercantil	28,450	28,484
Otros activos intangibles	20,218	21,081
Inversión en subsidiarias	2,077	-
Activos por derecho de uso	19,471	22,578
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	22,122	29,810
Activos por impuestos diferidos	-	565
Total Activos No Corrientes	1,232,520	1,104,776
Inventarios	17,451	13,870
Cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	71,160	51,019
Caja, bancos e inversiones corrientes	265,730	202,947
Total Activos Corrientes	354,341	267,836
Total Activos	1,586,861	1,372,612
Pasivos por impuestos diferidos	152,160	135,567
Pasivos por arrendamiento	14,036	17,498
Provisiones	26,080	23,909
Préstamos	443,209	349,559
Títulos opcionales	9,640	362
Beneficios a empleados	6,339	3,461
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	51,839	-
Total Pasivos No corrientes	703,303	530,356
Provisiones	1,957	2,084
Pasivos por arrendamiento	6,548	6,183
Préstamos	159,666	190,227
Salarios y contribuciones sociales	12,350	11,508
Impuesto sobre la renta por pagar	31,504	-
Otros impuestos y regalías por pagar	8,174	5,117
Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	134,727	118,619
Total pasivos corrientes	354,926	333,738
Total Pasivos	1,058,229	864,094
Total Capital Contable	528,632	508,518
Total Capital Contable y Pasivos	1,586,861	1,372,612



Estado de resultados consolidado

Montos expresados en \$M

	Periodo entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2021	Periodo entre el 1 de julio y el 30 de septiembre de 2020
Ingreso por ventas a clientes	175,005	69,863
Ingresos por ventas de petróleo crudo	153,908	60,438
Ingresos por ventas de gas natural	19,687	8,609
Ingresos por ventas de GLP	1,410	816
Costo de ventas	(97,845)	(70,934)
Costos de operación	(27,204)	(23,032)
Fluctuación del inventario de crudo	1,797	598
Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	(48,681)	(38,876)
Regalías	(23,757)	(9,624)
Utilidad / (Pérdida) bruta	77,160	(1,071)
Gastos de ventas	(12,481)	(5,434)
Gastos generales y de administración	(11,173)	(9,063)
Gastos de exploración	(153)	(241)
Otros ingresos operativos	11,294	1,380
Otros gastos operativos	(554)	(1,690)
Deterioro de activos de larga duración	-	(4,954)
Utilidad / (Pérdida) de operación	64,093	(21,073)
Ingresos por intereses	34	37
Gastos por intereses	(12,173)	(12,979)
Otros resultados financieros	(11,932)	61
Resultados financieros netos	(24,071)	(12,881)
Utilidad / (Pérdida) antes de impuestos	40,022	(33,954)
(Gasto)/Beneficio Impuesto sobre la renta corriente	(29,285)	62
(Gasto)/Beneficio Impuesto sobre la renta diferido	(6,005)	5,490
(Gasto)/Beneficio de impuesto	(35,290)	5,552
Utilidad / (Pérdida) neta del período	4,732	(28,402)
Otros resultados integrales	(279)	503
Total utilidad / (pérdida) integral del período	4,453	(27,899)

- (1) EBITDA ajustado = (Pérdida) / Utilidad 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.

RECONCILIACIÓN EBITDA AJUSTADO ⁽¹⁾

El EBITDA ajustado de 3T 2021 fue 102.9 \$MM, con un margen de EBITDA ajustado del 59%

Reconciliación de EBITDA Ajustado (\$M)	Periodo entre el 1 de abril y el 30 de junio de 2021	Periodo entre el 1 de abril y el 30 de junio de 2020
(Pérdida) / Utilidad neta	4,732	5,505
(+) Impuesto sobre la renta	35,290	26,903
(+) Resultados financieros netos	24,071	18,791
Utilidad (pérdida) de Operación	64,093	51,199
(+) Depreciaciones, agotamiento y amortizaciones	48,681	51,016
(+) Gastos de reestructuración y reorganización y otros	(9,849)	128
(+) Deterioro de activos de larga duración	-	-
EBITDA Ajustado⁽¹⁾	102,925	102,343
<i>Margen de EBITDA Ajustado (%)</i>	<i>59%</i>	<i>62%</i>

UTILIDAD NETA Ajustada ⁽²⁾

Vista registró una utilidad neta ajustada de 18.7 \$MM en el 3T 2021