



Universidad de  
**San Andrés**

Universidad de San Andrés  
Escuela de Administración y Negocios  
Magister en Finanzas

## Valuación: VISTA Oil & Gas

**Alumno:** Marco Damián Simoes Leal

**DNI:** 35.171.806

**Tutor:** Javier Epstein

Ciudad Autónoma de Buenos Aires - julio 2021

# Índice

<b>Índice</b>	<b>1</b>
<b>Glosario</b>	<b>3</b>
<b>Resumen Ejecutivo</b>	<b>9</b>
<b>1. Descripción del Negocio</b>	<b>11</b>
1.1 Historia de la compañía	15
1.2 Activos de la compañía	16
1.2.1 Concesiones con producción convencional y acres de shale oil	18
1.2.2 Concesiones con acres en no convencional	20
1.2.3 Concesiones convencionales	20
1.2.4 Concesiones fuera de Argentina	23
1.3 Gestión Medioambiental, Social y Gobernanza Corporativa	23
<b>2. Análisis de la Industria</b>	<b>25</b>
2.1 Segmentos y tipos de empresa	25
2.2 Demanda Global	27
2.3 Oferta Global	30
2.4 Producción No Convencional	32
2.5 Industria Argentina de Petróleo y Gas	35
2.6 Vaca Muerta	40
<b>3. Análisis Financiero y Operativo</b>	<b>44</b>
3.1 Márgenes de rentabilidad	44
3.2 Flujo de Fondos	48
3.3 Estructura de capital, endeudamiento, cobertura y liquidez	48
3.4 Ingresos y costos operativos	51
3.5 Eficiencia en Gastos de Capital	54
3.6 Análisis comparativo	56
<b>4. Valuación por Net Asset Value</b>	<b>59</b>
4.1 Metodología	60
4.2 Precios de Venta	61
4.3 Valuación de activos no convencionales	64
4.3.1 Pozo tipo no convencional	65
4.3.2 Plan de desarrollo	69
4.3.3 Costos, Inversiones e Impuestos	71
4.4 Valuación de activos convencionales	73
4.4.1 Reservas disponibles	74
4.4.2 Declinación de los yacimientos	74
4.4.3 Costos, Inversiones e Impuestos	75
4.5 Tasa de descuento	77
4.5.1 Costo del capital accionario	77
4.5.2 Costo de la deuda	81
4.5.3 Estructura de capital	82

4.5.4 Costo del capital promedio ponderado	82
4.6 Resultados del NAV	83
<b>5. Valuación por empresas comparables</b>	<b>85</b>
<b>6. Conclusiones</b>	<b>91</b>
<b>7. Bibliografía</b>	<b>93</b>
7.1 Académica	93
7.2 Artículos y Reportes	94
<b>8. Anexos</b>	<b>97</b>
8.1 Supuestos del Precio Brent y Gas Natural	97
8.2 Activos no convencionales Escenario Base	98
8.3 Activos no convencionales Escenario Pesimista	99
8.4 Activos no convencionales Escenario Optimista	100
8.5 Activos convencionales Escenario Base	101
8.6 Activos convencionales Escenario Pesimista	102
8.7 Activos convencionales Escenario Optimista	103
8.8 Regresiones para el cálculo del parámetro Beta	104
<b>9. Apéndice</b>	<b>107</b>
9.1 Enfoque alternativo para la dilución del capital accionario	107



# Glosario

**Balanza de Pagos:** es un documento contable en el que se registran operaciones comerciales, de servicios y de movimientos de capitales de un país con el exterior.

**Barril de petróleo (Bbl):** es una unidad de medida de volumen utilizada en la industria del petróleo y gas, equivalente a 159 litros o 6,28 metros cúbicos.

**Barril equivalente de petróleo (Boe):** es una unidad de energía equivalente a la energía liberada durante la quema de un barril de petróleo crudo. Mil metros cúbicos de gas equivalen aproximadamente a 6,28 barriles equivalentes de petróleo.

**Black oil:** es una clase de petróleo, caracterizado por su color negro, el cual es generado por sus componentes pesados y no volátiles. Se caracteriza por ser altamente viscoso, de baja gravedad API.

**Brent:** es un tipo de petróleo de referencia para los mercados europeos (generalmente extraído en los yacimientos del mar del norte) con una gravedad API de 38,06°.

**British Thermal Unit (BTU):** es una medida de calor equivalente a 1055 Julios, generalmente utilizada para hacer referencia al precio del gas natural, en términos de dólares estadounidenses por millón de BTUs. Dentro de Argentina, en promedio, un millón de BTUs equivale a 27,8 m<sup>3</sup> de gas natural (dependiendo del poder calorífico del gas extraído).

**Capital Expenditures (CAPEX):** Gastos de Capital. Son fondos utilizados por una empresa para adquirir, actualizar y mantener activos físicos como propiedades, plantas, edificios, tecnología o equipos

**Compounded Annual Growth Rate (CAGR):** La tasa compuesta de crecimiento anual es un término utilizado en el ámbito de las finanzas que refiere a la una tasa constante anual de crecimiento entre dos periodos.

**Comunidad de estados independientes (CEI):** es una organización supranacional compuesta por diez de las quince ex repúblicas soviéticas.

**Earnings Before Interest, Taxes, Depreciations and Amortizations (EBITDA):** corresponde a los beneficios antes de los gastos de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones en un periodo determinado.

**Earnings Before Interest, Taxes, Depreciations, Amortizations and Exploration Costs (EBITDAX):** corresponde a un indicador financiero que reporta las ganancias,

específicamente de empresas petroleras o mineras. Equivale a la ganancia antes de intereses, impuestos, depreciaciones, amortizaciones y gastos en materia de exploración.

**Enterprise Value (EV):** Valor de la compañía. Se calcula a partir de la suma del capital accionario a precios de mercados y la deuda de largo plazo.

**Etapas de Fractura:** referencia numérica sobre la cantidad de estimulaciones mediante un proceso de fracturación hidráulica realizadas sobre un pozo o un periodo de tiempo determinado. Suele utilizarse como indicador de actividad en los yacimientos no convencionales.

**Estimated Ultimate Recovery (EUR):** Es una aproximación de la cantidad total de petróleo y gas potencialmente recuperable o recuperado de un reservorio o pozo productor de hidrocarburos. Generalmente se contabiliza en cantidad de barriles equivalentes de petróleo (boe).

**Exajulio (EJ):** Proveniente del Julio (aproximadamente la energía necesaria para lanzar una manzana pequeña un metro hacia arriba), es una unidad utilizada para medir energía, trabajo y calor. Un exajulio equivale a un Julio multiplicado por  $10^{18}$ .

**Fracking:** es el proceso de perforar un pozo e inyectar agua, arena y productos químicos a alta presión, lo que permite que los hidrocarburos almacenados en una roca impermeable puedan salir a superficie.

**Gravedad API:** Es una medida definida por el Instituto Americano de Petróleo (API por su sigla en inglés) que mide qué tan liviano o pesado es un petróleo comparado con el agua. Si su gravedad es superior a 10, el petróleo es más liviano que el agua (por lo tanto flota en el agua), si es inferior a 10 es más pesado (se hunde en el agua).

**Global Reporting Initiative (GRI):** es una organización independiente no gubernamental cuyo fin es la elaboración de estándares de sostenibilidad para diferentes tipo de organizaciones

**M y MM:** En el presente trabajo se utiliza la letra M como abreviación de mil y MM como abreviación de millón.

**Natural Gas Liquids (NGL):** Gas Licuado Natural.

**Net Zero:** es una nueva iniciativa de la Fundación Europea del Clima con contribuciones de un consorcio de expertos y organizaciones para reducir las emisiones de gases invernaderos a cero para el 2050.

**Margen Operativo:** es un indicador de eficiencia financiera que mide cuánta ganancia proporciona cada dólar de ventas después de pagar los costos fijos y variables, pero antes de pagar los intereses de la deuda e impuestos. Su cálculo se realiza mediante la división de los ingresos operativos por las ventas en un periodo determinado.

**Modelo de Black-Scholes-Merton:** Es un modelo de matemática financiera que permite estimar a través de una fórmula cerrada el precio de una opción financiera de estilo europea.

**Onshore/Offshore:** Cuando su uso está relacionado con la producción de hidrocarburos, el término onshore hace referencia a un yacimiento que se encuentra por debajo de la tierra u operaciones que se realizan en tierra firme. El caso contrario es el término offshore, el cual refiere a yacimientos que se encuentran debajo de una superficie de agua u operaciones realizadas en una plataforma marina.

**Oferta Pública de Adquisición (OPA):** Una OPA de acciones es una operación mercantil en la que uno o varios oferentes realizan una oferta de compra de acciones en un mercado oficial, para que potenciales compradores puedan adquirir una participación del capital de la o las compañías.

**Operating Expenses (OPEX):** Gastos en el que incurre una empresa a través de sus operaciones comerciales normales.

**Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP/OPEP+):** Corresponde a una organización de países (principalmente de Medio Oriente) reconocidos por la Organización de las Naciones Unidas (ONU), con gran influencia en el mercado de petróleo. Sus miembros concentran el 41% de la producción mundial y el 81% de las reservas mundiales de petróleo. Cuando el término agrega el símbolo de sumatoria, suele incluir a la Federación Rusa dentro del conjunto de países.

**Pad:** en la industria del petróleo y gas, el término pad hace referencia a la delimitación geográfica en donde se realiza la perforación de uno o varios pozos petroleros. Dentro de Argentina, el promedio de pozos por pad para los yacimientos convencionales es igual aproximadamente uno, mientras que para los no convencionales, el promedio de pozos por pad es de 4.

**Plateau:** es el periodo de producción constante del petróleo, en donde las instalaciones de producción funcionan a plena capacidad.

**Permeabilidad:** es la medida de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos. Las formaciones que transmiten fluidos fácilmente, tales como las areniscas, se

describen como permeables y tienden a tener poros grandes y bien conectados. Las formaciones impermeables, tales como las lutitas y limolitas, tienden a tener granos más finos, poros pequeños, escasos o menos interconectados.

**Petróleo Volátil:** es una clase de petróleo que se caracteriza por poseer un color desde amarillo oscuro a negro, una gravedad API mayor a 40° y una alta relación de gas sobre petróleo en los yacimientos donde se almacena.

**Private Equity:** también llamados Fondos de Inversión Privados, son un vehículo de financiación dirigido generalmente a empresas que no se cotizan en la bolsa de valores.

**Pure play:** término que referencia a una compañía que se focaliza en una sola línea de negocios (sin diversificación en sus productos).

**Ramp-up:** es el periodo en el cual la producción de petróleo de un yacimiento o compañía aumenta paulatinamente hasta alcanzar un pico máximo de producción.

**Ratio corriente:** corresponde al resultado de los activos corrientes (créditos a corto plazo, efectivo o activos de liquidez similar e inversiones a corto plazo) divididos por las deudas a corto plazo. Este ratio financiero permite apreciar la capacidad de una empresa para hacer frente a sus compromisos financieros a corto plazo.

**Reservas:** cantidades de petróleo y gas (tradicionalmente medidas en bbl o boe) que, con cierta probabilidad de éxito, se prevé que pueden ser extraídas del subsuelo y comercializadas con una rentabilidad positiva desde un periodo determinado en adelante.

**Reservas Probadas (P1):** Son las cantidades de hidrocarburos que, por análisis de datos de geología e ingeniería, pueden ser estimadas con razonable certeza y recuperables económicamente con un nivel de certeza del 90%. El término P1 suele incluir únicamente este tipo de reservas.

**Reservas Probadas Desarrolladas:** están representadas por el volumen de hidrocarburos recuperable por los pozos e instalaciones disponibles en un yacimiento en una fecha determinada, sin necesidad de realizar inversiones para su comercialización.

**Reservas Probadas No Desarrolladas:** son los volúmenes de reservas probadas de hidrocarburos que no pueden ser recuperadas a través de los pozos e instalaciones de producción disponible, necesitando de inversiones adicionales para su comercialización.

**Reservas Probables (P2):** Son las reservas no probadas que a partir de un análisis geológico e ingenieril, sumando la utilización de métodos probabilísticos, existe al menos un probabilidad del 50% de éxito para su recuperación, pero una probabilidad inferior al 90%. El término P2 suele sumar las reservas probadas y probables.

**Reservas Posibles (P3):** Bajo el mismo análisis que los otros tipos de reservas, las posibles son las que tienen una probabilidad de éxito en su recupero mayor al 10% pero menor al 50%. El término P3 generalmente es la sumatoria de reservas probadas, probables y posibles.

**Reservorio/yacimiento:** Un yacimiento, depósito o reservorio petrolífero, es una acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas (roca madre).

**Return on Assets (ROA):** Retorno de los activos. Es una medida que relaciona la rentabilidad de una empresa en relación con sus activos. Su cálculo se realiza mediante la división de los beneficios/pérdidas operativos por el valor contable de los activos en un determinado periodo de tiempo.

**Return on Capital (ROC):** Retorno del Capital. Es igual a las ganancias totales que la empresa ha obtenido para sus prestamistas y accionistas, dividido por la cantidad de dinero que han contribuido entre ambos. Su cálculo se realiza dividiendo la suma de los intereses después de impuestos y el beneficio neto por el total del capital de la compañía.

**Return on Equity (ROE):** Retorno del capital accionario. Es una medida de rentabilidad financiera que indica el rendimiento del capital invertido por los accionistas, o expresado de otra forma, mide la rentabilidad obtenida por la empresa sobre sus propios fondos. El indicador se calcula mediante la división del beneficio neto por el valor contable del capital propio.

**Sustainability Accounting Standards Board (SASB):** es una organización sin fines de lucro cuyo propósito es la elaboración de estándares de contabilidad para métricas de sostenibilidad.

**Securities Exchange Commission (SEC):** es una agencia independiente del gobierno federal de los Estados Unidos, creada a raíz del desplome de Wall Street en 1929. El propósito principal de la SEC es hacer cumplir la ley contra la manipulación del mercado.

**Special Purpose Acquisition Company (SPAC):** es una compañía sin operaciones comerciales, formada estrictamente para obtener capital a través de una Oferta



Pública de Adquisición con el propósito de adquirir una empresa o activos de una empresa existente.

**Test ácido:** también conocido como *quick ratio*, es un ratio contable que indica cómo es la liquidez de una compañía a corto plazo. Su cálculo se realiza mediante la diferencia entre el activo corriente y los inventarios, dividiendo dicho resultado por el pasivo corriente.

**United State Dollar (USD):** Dólares estadounidenses. Se emplea el término MUSD como referencia de miles de dólares estadounidenses y MMUSD como abreviación de millones de dólares estadounidenses.

**Warrants:** Son valores negociables en Bolsa que otorgan a su propietario el derecho a realizar una compra o venta de un determinado activo o subyacente (como una acción) a un precio determinado.

**Weighted Average Cost of Capital (WACC):** Es un cálculo del costo de capital de una empresa en el que cada categoría de capital se pondera proporcionalmente. Todas las fuentes de capital, incluidas las acciones ordinarias, las acciones preferentes, los bonos y cualquier otra deuda a largo plazo, se incluyen en su cálculo.

**West Texas Intermediate (WTI):** es una calidad de petróleo de referencia, utilizada en el mercado neoyorquino de commodities (NYMEX). Se caracteriza por una gravedad API de 36,6° y menor contenido de sulfuros en comparación con el Brent.

San Andrés

# Resumen Ejecutivo

El presente trabajo tiene como objetivo determinar el valor intrínseco de la firma VISTA Oil & Gas S.A.B de CV (en adelante VISTA), una compañía pública independiente dedicada a la exploración y producción de petróleo y gas en Latinoamérica, cuyos principales activos se encuentran en la ventana de shale oil de Vaca Muerta.

Previo a las metodologías de valuación, se efectúa una descripción del negocio, incluyendo la historia de la empresa junto con una breve detalle de sus activos en términos de niveles de producción, reservas disponibles y política de sustentabilidad; un análisis de la industria tanto a nivel mundial (en perspectivas de la oferta y demanda global de hidrocarburos) como local, destacando la importancia de los hidrocarburos no convencionales como revolución tecnológica y por último un análisis sobre el desempeño financiero y operativo de la compañía.

Para determinar el valor intrínseco de la compañía, se utilizaron dos enfoques: el primero basado en el valor neto de sus activos (NAV) y el segundo en la construcción de múltiplos de valuación contruidos con información de mercado respectivo a empresas comparables.

El primero de los enfoques consiste en determinar el valor de la empresa a partir de los ingresos futuros provenientes de la explotación de las reservas actuales, sin suponer un crecimiento de reservas por adquisición de nuevos activos o por campañas de exploración exitosas. Si bien la presente metodología podría subvaluar a la empresa en caso de que la empresa efectivamente logrará incrementar sus reservas en un futuro, es superior a otros métodos (como el flujo de caja descontado), ya que no supone una tasa de crecimiento a perpetuidad sobre la producción de recursos no renovables como el petróleo y gas. Para los yacimientos convencionales se utilizó el reporte de reservas informado por la compañía, mientras que para los yacimientos no convencionales el volumen de reservas es un parámetro calculado dentro del mismo modelo de valuación. El valor actual neto de los activos fue evaluado en base a un escenario base, pesimista y optimista de precios; descontados a una tasa calculada a partir del promedio ponderado de su estructura de capital.

Dentro del escenario base y el optimista, el ejercicio indicó un valor intrínseco superior al de mercado. Bajo los supuestos determinados para dichos escenarios, la acción debería cotizar en valores de 16,57 y 21,9 USD respectivamente (en lugar de los 2,9 USD actuales), aún considerando una incremento en la cantidad de acciones por conversión de warrants y pago de incentivos. Por el contrario, el escenario pesimista indica un valor por acción en torno a los 2,32 USD, un 25% inferior en comparación con la cotización del mercado.

Con respecto al segundo enfoque, los tres múltiplos elegidos para la valuación de VISTA fueron el EV/EBITDAX, EV/Reservas 1P y EV/Producción diaria. El primero de los múltiplos, uno de los más tradicionales al valuar empresas con una perspectiva en la información de mercado, posee un leve ajuste generalmente utilizado en las industrias extractivas, que quita los esfuerzos de exploración al momento de comparar el valor de la empresa en relación con sus ganancias antes de intereses, impuestos y depreciaciones. El segundo de los múltiplos trata de observar el valor de las empresas con una perspectiva de su producción potencial mientras que el tercero evalúa a las compañías por su producción vigente.

El resultado del segundo enfoque indica nuevamente que el precio de mercado para la acción de VISTA se encuentra por debajo del valor intrínseco estimado. Según el múltiplo EV/EBITDAX la acción debería cotizar en 6,73 USD (considerando un aumento del capital accionario por conversión de warrants y acciones reservadas).

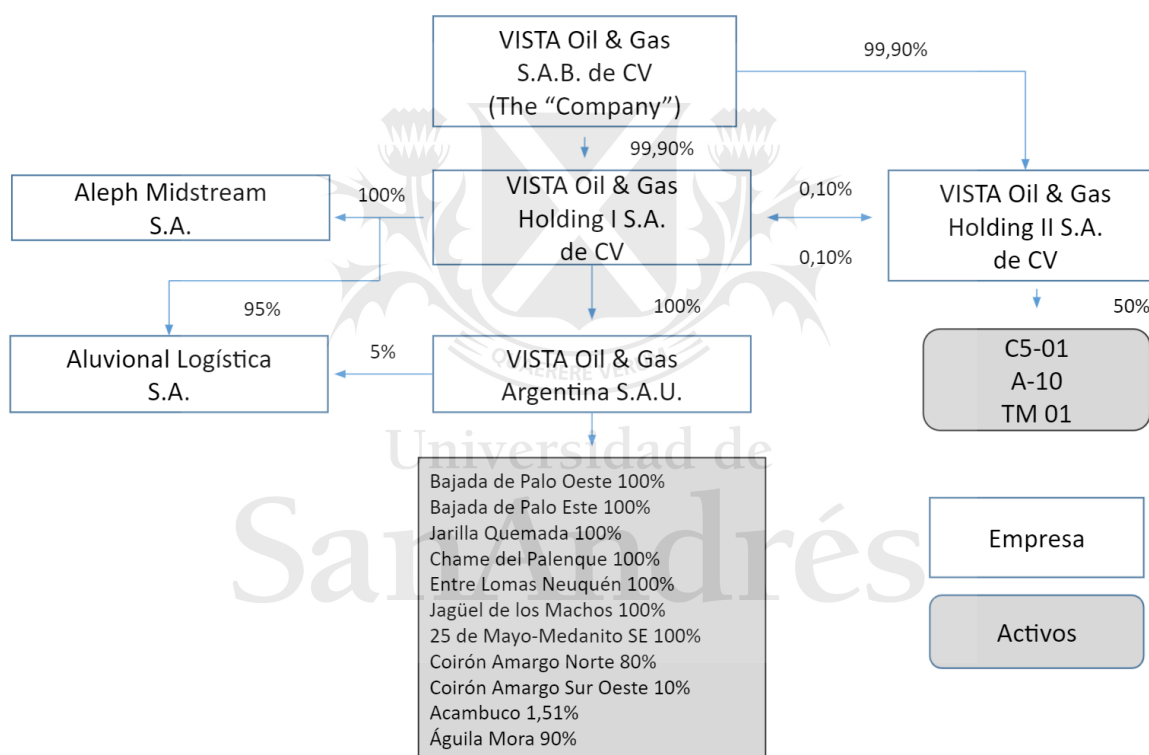
No obstante, es importante señalar que si bien las empresas comparables que fueron seleccionadas para la elaboración de los múltiplos son similares en lo que respecta a niveles de producción, concentración de petróleo crudo dentro de sus ventas y operaciones únicamente en países Latinoamericanos; ninguna de las mismas posee la mayoría de sus activos en Argentina ni se dedica a la producción de hidrocarburos no convencionales, pudiendo ser dichas características el motivo por el cual el precio de VISTA es inferior en comparación al valor intrínseco estimado en el presente trabajo.

Universidad de  
San Andrés

# 1. Descripción del Negocio

La empresa VISTA es una compañía dedicada a la explotación de yacimientos petroleros y gasíferos onshore, principalmente dentro de la República Argentina. Su estrategia de negocio corresponde en concentrar sus inversiones dentro del potencial de negocios que ofrecen sus activos ubicados en la formación no convencional de Vaca Muerta dentro la provincia de Neuquén, en lo posible mediante un crecimiento orgánico (a partir de las ganancias propias de sus operaciones), las cuales actualmente provienen en su mayoría de la extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales maduros con bajo costo de operación.

**Gráfico N° 1: Esquema de la compañía VISTA Oil & Gas S.A.B. de C.V.**



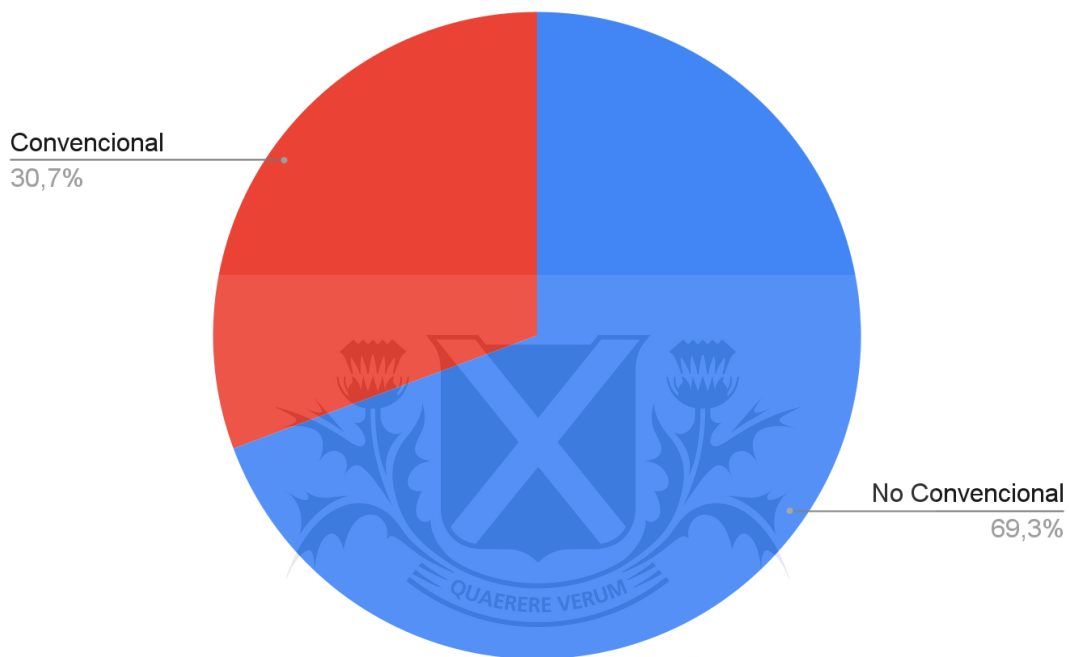
Fuente: Elaboración propia en base a datos de VISTA Earning Release 2020

Dentro de su estructura, la mayoría de los activos se encuentran bajo la subsidiaria VISTA Oil & Gas Argentina S.A.U. Adicionalmente, el grupo cuenta con una empresa de logística y otra dedicada a la prestación de servicios de obras e infraestructura, cuyas ventas se encuentran concentradas dentro del mismo grupo empresarial (motivo por el cual no se considerarán como un segmento a valorar en los capítulos posteriores).

Si bien posee un corto historial comparado con otras empresas del mercado, al cierre del 2020 (cuarto año desde su constitución y tres desde el inicio de las

operaciones), VISTA dispone Reservas Probadas por un total de 128 Millones de barriles equivalentes de petróleo (boe por su sigla en inglés de Barrel Oil Equivalent), de las cuales el 99% se encuentran en la cuenca Neuquina, siendo un 69,3% propias de áreas de explotación convencionales y 30,7% no convencionales.

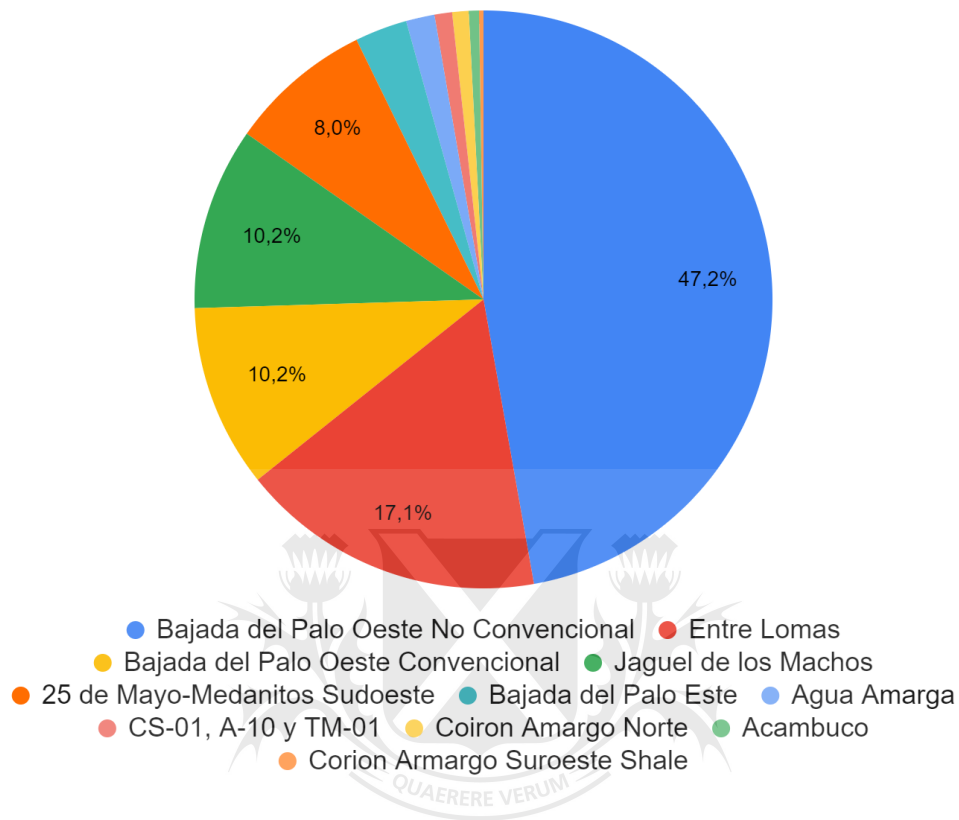
**Gráfico N° 2: Distribución de Reservas Probadas 2020 de VISTA según tipo de yacimiento**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de VISTA Earning Release 2020

En términos de producción, durante el 2020 la empresa extrajo 26 mil boe/día, de los cuales un 64% corresponden a petróleo, 33% en gas y 2% de GNL. El 97% de la producción de VISTA se concentra en áreas operadas por la propia compañía, ubicadas en las provincias de Neuquén y Río Negro. Comparando los niveles de producción del cuatro trimestre del 2020 con el nivel de reservas probadas al cierre del año, actualmente VISTA dispone de un horizonte de producción de por lo menos 6,5 años para los yacimientos convencionales y 17 años para los no convencionales.

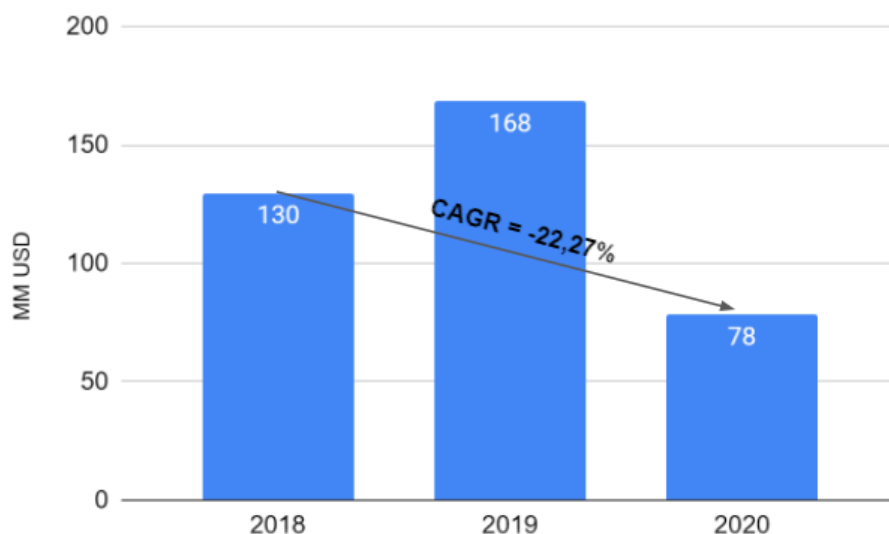
**Gráfico N° 3: Distribución de producción VISTA en porcentaje del total de boe/día 2020 por concesión**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de VISTA Earning Release 2020

Durante el último año fiscal, motivado por la pandemia del COVID19, la empresa registró una caída en sus ventas a 116 millones de USD (una reducción del 34% con respecto al año previo) generando así una caída considerable del EBITDAX durante el año 2020. Es importante señalar que la caída de las ventas comenzó durante el segundo trimestre del 2019 debido a una política de congelamiento de precios motivada por el cierre de la campaña electoral en Argentina a mitad del 2019.

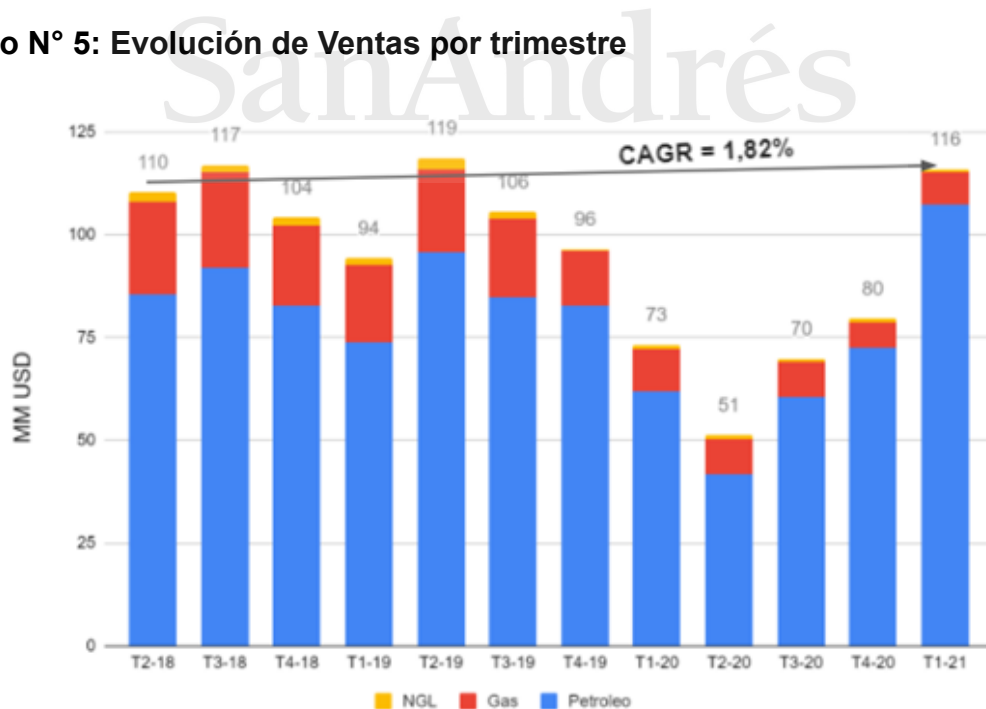
**Gráfico N° 4: Evolución de EBITDAX**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de los Estados Financieros Intermedios de VISTA

No obstante, la empresa se mostró resiliente frente a dos eventos negativos consecutivos, y a medida que los precios fueron desregulados y la demanda de hidrocarburos líquidos en Argentina se fue recomponiendo, VISTA logró recuperar sus ingresos de forma acelerada, generando en el primer trimestre del 2021 ventas por 116 millones de USD. Como se puede observar en el gráfico número 5, la recomposición de las ventas fue traccionada principalmente por un aumento de las ventas de petróleo, no así de los volúmenes de gas o NGL.

**Gráfico N° 5: Evolución de Ventas por trimestre**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de los Estados Financieros Intermedios de VISTA

En el tercer capítulo, referido al análisis financiero de la compañía, se realizará un análisis en detalle de los márgenes de rentabilidad y cuáles fueron los determinantes más importantes en lo que respecta a la evolución del performance de la compañía.

## 1.1 Historia de la compañía

VISTA se constituye a principios del 2017 como una Sociedad Anónima Bursátil de Capital Variable (S.A.B de C.V.), según lo indican las leyes de los Estados Unidos Mexicanos. En sus orígenes, nace como una sociedad de propósito específico para la adquisición de empresas (Special Purpose Acquisition Company, “SPAC”) -la primera en la historia de México-, teniendo como objetivo una combinación inicial de negocios que incluía tantas adquisiciones de activos, acciones o fusiones con otras compañías.

Mediante la vasta experiencia del equipo de administración en el negocio petrolero conformado por ex ejecutivos de la empresa YPF S.A. y liderada por Miguel Galuccio (ex CEO de dicha compañía) - junto con el apoyo de Riverstone (fondo de private equity), se identificaron diversas oportunidades de adquisición de activos del sector E&P dentro de Latinoamérica cuyas características eran la disposición de grandes cantidades de recursos naturales, pero poca explotación por la baja o nula inversión realizada.

Para concretar dichas inversiones, en agosto de 2017 VISTA comienza a cotizar en la Bolsa Mexicana de Valores (BMV) y mediante una Oferta Pública de Adquisición de acciones (OPA) logra recaudar 650 millones de USD, levantando más capital en las siguientes colocaciones. Sumado a un préstamo sindicado otorgado por los mismos bancos que acompañaron el lanzamiento de la OPA, el 4 de abril de 2018 VISTA realiza su *Combinación Inicial de Negocios*<sup>1</sup>, la cual consistió principalmente en la compra de las empresas PELS A y APCO a las firmas Pampa Energía y Pluspetrol.

Concretada la operación, VISTA obtiene el 100% de participación directa en las concesiones de explotación petrolera de 25 de Mayo-Medanito, Jagüel de los Machos, Entre Lomas, Agua Amarga y Bajada del Palo, el 90% de Águila Mora, el 55% de Coirón Amargo Norte y 10% de Coirón Amargo Sur Oeste; áreas ubicadas en la cuenca Neuquina de Argentina. Adicionalmente, VISTA adquiere participación en áreas operadas por terceros, destacando el 16,9% del Sur Río Deseado Este en la cuenca del Golfo San Jorge y el 50% de los bloques CS-01, A-10 y TM-01 en México.

---

<sup>1</sup> Nombre que VISTA otorgó a su primera operación de compra de activos petroleros, mediante aprobación por los accionistas a través de una asamblea general realizada el 22 de marzo de 2018.



A los pocos meses de adquirir los activos mencionados la empresa VISTA comienza a desarrollar su estrategia de inversiones, focalizadas principalmente en la perforación de pozos no convencionales en el área Bajada del Palo Oeste. Durante el 2018, la compañía logró finalizar su primer pad de 4 pozos en la zona de shale oil con un promedio de 34 etapas de fractura por pozo.

Poco después del primer año de actividad, la petrolera confirma que comenzará a cotizar en la Bolsa de Valores de Nueva York (NYSE) y mediante una nueva OPA, pone a disposición 10 millones de acciones, recaudando 101 millones de USD adicionales.

Actualmente se encuentran cotizando en los mercados un total de 87,85 millones de acciones y 99,6 millones de warrants. Considerando que tres warrants dan derecho al titular de reconvertir los instrumentos en una acción con un precio de ejercicio de 11,5 USD, el número de acciones de la compañía podría incrementarse en un máximo de 121 millones, siempre y cuando los mercados observen una buena perspectiva para la firma. Adicionalmente, VISTA cuenta con un total de 7,6 millones de acciones reservadas para el plan de incentivos de largo plazo, lo cual podría diluir el capital bursátil en 9%.

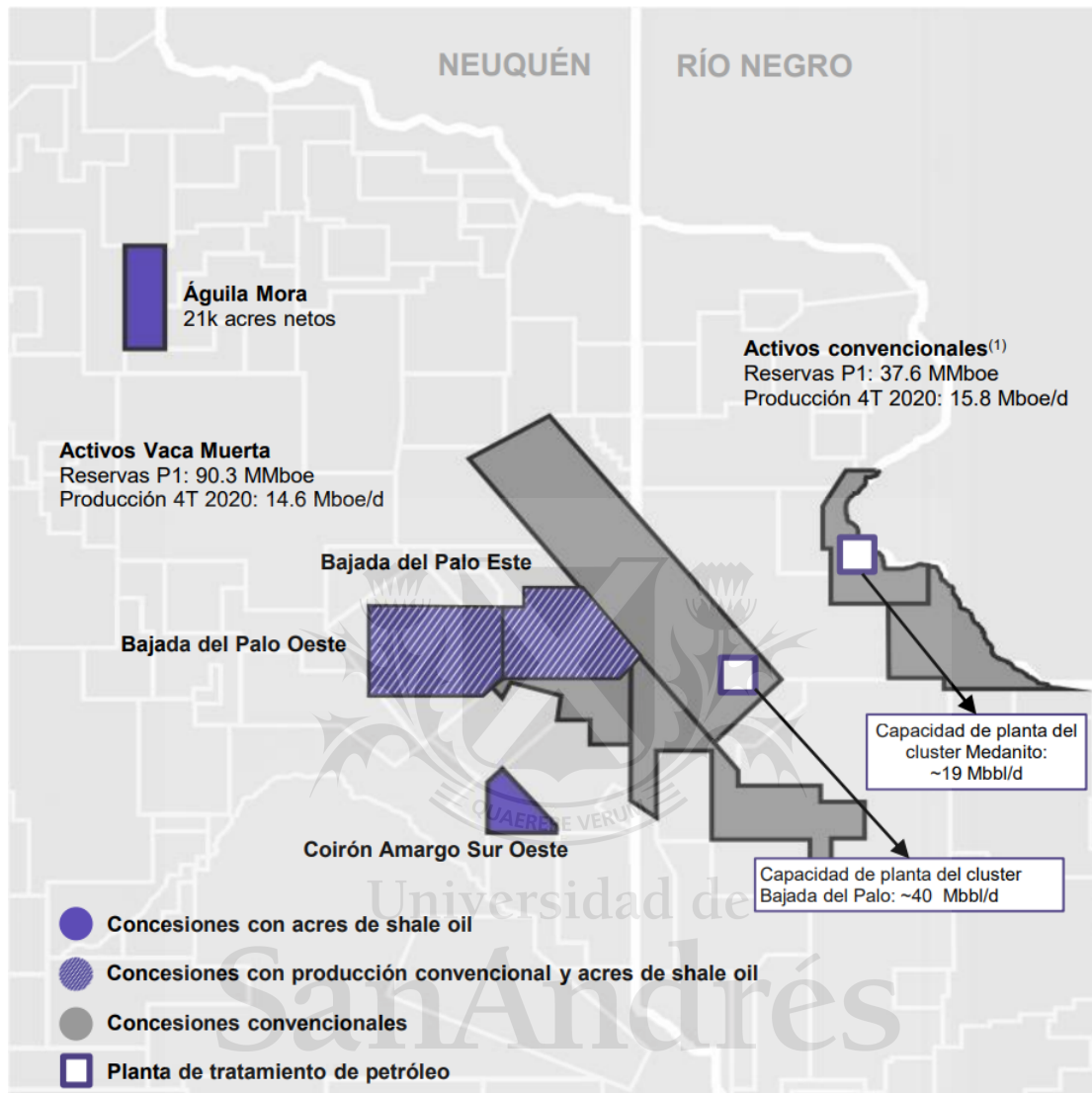
Por lo comentado anteriormente, se puede determinar que pese a contar con apenas tres años de operaciones, VISTA es una de las empresas más prometedoras en el mercado de petróleo Latinoamericano. La experiencia del equipo de administración en el rubro generó grandes expectativas por parte de los inversores, pudiendo financiar la mayor parte de sus inversiones iniciales en el mercado de capitales. Si bien el propósito de la firma corresponde en buscar las mejores oportunidades de inversión dentro de latinoamérica, en sus primeros años la petrolera administrada por Miguel Galuccio destinó la mayoría de su capital en la cuenca neuquina, con grandes expectativas sobre la formación de Vaca Muerta.

## 1.2 Activos de la compañía

En el momento de adquisición de los activos mediante su Combinación Inicial de Negocios, las reservas probadas de los yacimientos sumaban un total de 55,7 millones de boe (43% en relación al último reporte de reservas del 2020) y una producción de 27.472 boe/día (13% inferior con respecto al promedio de producción del 2019).

Dada la importancia de los activos en la determinación del valor de la compañía, en la presente sección se realizará una descripción de la evolución histórica de los activos adquiridos, tanto en términos de producción como de reservas.

**Gráfico N° 6: Mapa de principales activos de VISTA en Argentina a Marzo del 2021<sup>2</sup>**



Fuente: Presentación a Inversores, Vista O&G - Marzo 2021

Como se puede observar en el mapa adjunto, los activos de la empresa VISTA localizados en las provincias de Neuquén y Río Negro, se pueden segmentar mediante 3 características: activos no convencionales (ubicados en su totalidad en la zona de shale oil de Vaca Mueta), activos convencionales y concesiones con producción convencional pero con acres no convencionales:

<sup>2</sup> Incluye información de las concesiones Acambuco y Sur Río Deseado Este, no mostradas en el mapa.

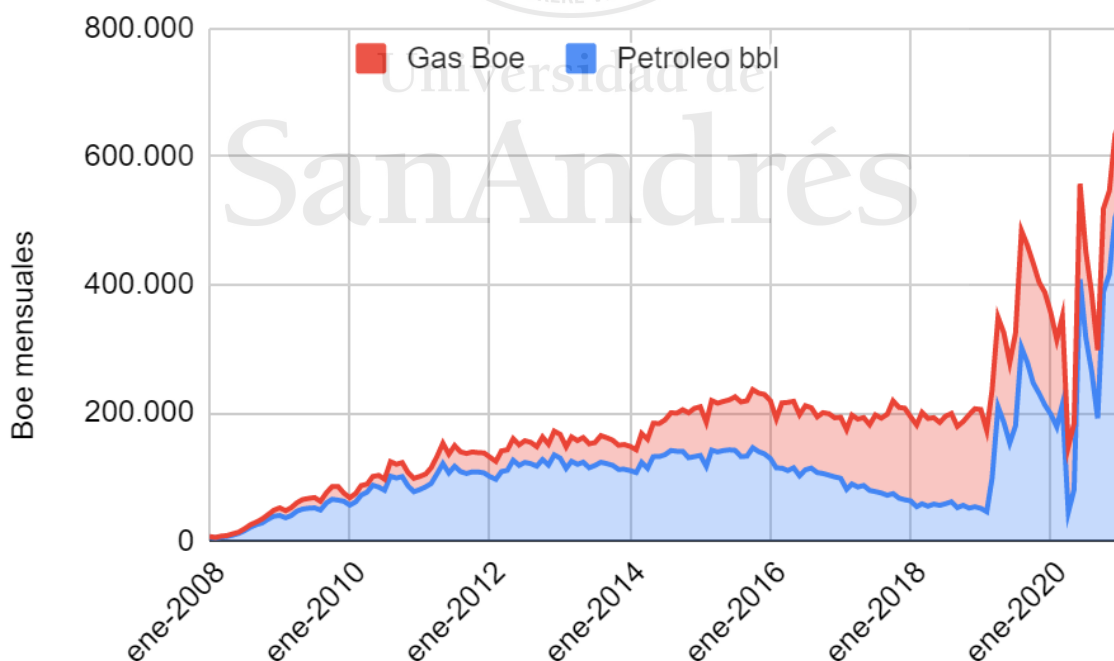
### 1.2.1 Concesiones con producción convencional y acres de shale oil

En el presente segmento se encuentran las concesiones de Bajada del Palo Oeste y Bajada del Palo Este, ambas operadas al 100% por VISTA y con permiso de explotación hasta el 2053.

Bajada del Palo está rodeada en tres lados por La Amarga Chica, donde YPF junto con Petronas están desarrollando tight oil y también está cerca (aproximadamente 10km) de Loma Campana, el desarrollo insignia de Vaca Muerta. Entre las concesiones Este y Oeste, Bajada del Palo genera para VISTA una suma de 111 mil acres en la zona de Black Oil de Vaca Muerta, lo cual representa el 83% del total de sus áreas no convencionales.

El bloque fue originalmente propiedad de YPF con los primeros pozos exploratorios en 1978, posteriormente fue adquirido por Perez Companc SA y vendido a Petrobras y APCO en 2013. Pluspetrol compró APCO en 2015 y Pampa Energía adquirió la cartera argentina de Petrobras en 2017. En 2018 VISTA compró de Pluspetrol y Pampa la totalidad de la concesión.

**Gráfico N° 7: Producción mensual de petróleo y gas en Bajada del Palo Este y Oeste**



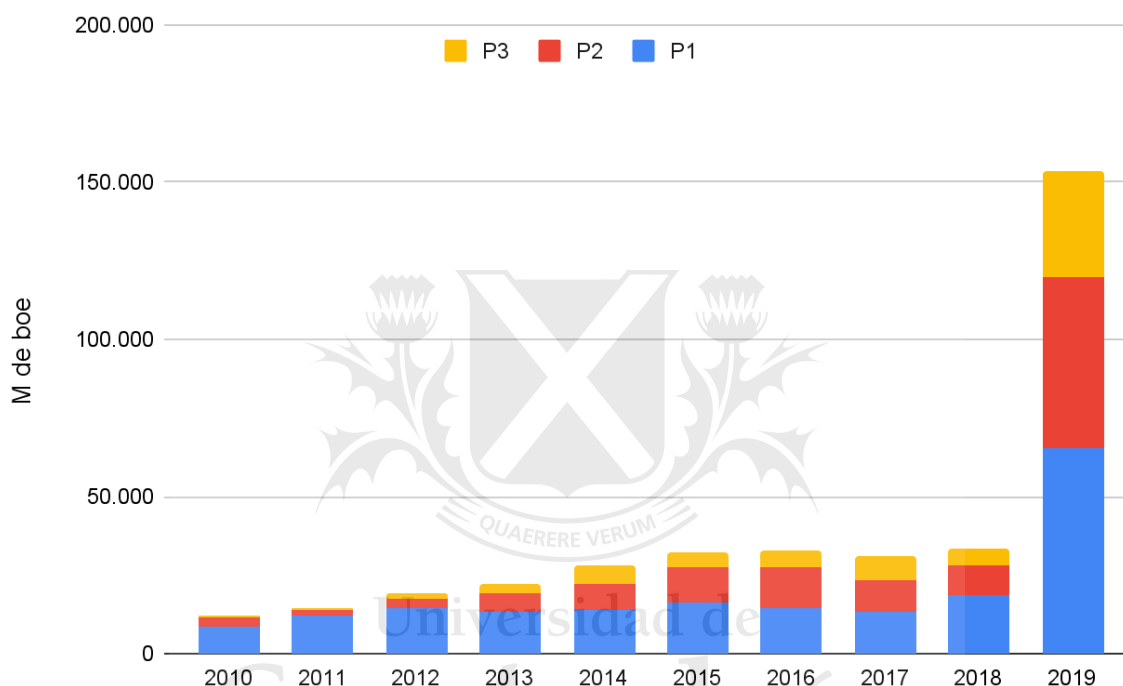
Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de Argentina

Previa adquisición de VISTA, la explotación convencional se encontraba en un proceso de declinación natural en lo que respecta a la producción de petróleo

(después de un rebrote por 2008) y con un ligero crecimiento en la explotación de pozos gasíferos por los incentivos económicos sobre dicho hidrocarburo.

No obstante, comenzada la explotación no convencional por parte de VISTA, el salto de la nueva producción generó un cambio de tendencia, duplicando en los primeros meses el máximo histórico de producción en el área.

### Gráfico N° 8: Reservas Probadas (P1), Probables (P2) y Posibles (P3) de Bajada del Palo Este y Oeste expresadas



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de Argentina

Adicionalmente, el inicio de la fase de desarrollo de explotación no convencional en Bajada del Palo Oeste no solo generó un incremento de la producción de hidrocarburos, sino que también aumentó el volumen de reservas probadas, probables y posibles. Como se puede observar en el gráfico número 8, la perforación de los primeros pad en la zona incrementó más de cuatro veces los niveles de reservas reportadas durante los años anteriores.

No obstante, como se analizará más adelante, el volumen reportado no se relaciona con la totalidad de los hidrocarburos que se podrían extraer en la zona, sino más bien con los que tienen cierto grado de probabilidad de éxito, según las auditorías independientes solicitadas por las regulaciones locales e internacionales. Para ejemplificar lo mencionado, el 96% de las nuevas reservas reportadas se encuentran en la zona Oeste (pese a que las dos concesiones se encuentran sobre

la misma superficie de la roca madre de Vaca Muerta) solo por el hecho de que la zona Este todavía no comenzó con su etapa de desarrollo.

### 1.2.2 Concesiones con acres en no convencional

Águila Mora y Coirón Amargo Sur Oeste son activos puramente no convencionales, que a diferencia de Bajada del Palo, VISTA no tiene el 100% de participación en ninguna de las dos áreas.

Si bien en su Combinación Inicial de Negocios VISTA adquirió el 45% de Coirón Amargo Sur Oeste, mediante un swap de activos con la empresa Shell intercambia el 35% de participación (quedándose con un remanente del 10%) por el 90% de participación en la concesión de Águila Mora. Al realizar el intercambio, VISTA incrementó en 15.000 acres su exposición neta en Vaca Muerta.

Otra diferencia con la concesión de Bajada del Palo corresponde a que Águila Mora en lugar de encontrarse en la zona de black oil, está ubicada en un sector de petróleo volátil. Si bien VISTA no realizó una perforación de pozos de desarrollo sobre el área, a partir de las cercanías con Bajada del Toro y Bajo del Choique (operadas por YPF y Exxon respectivamente), se estima que la concesión posee una mejor calidad de petróleo (40° gravedad API) y una alta relación de gas/petróleo (250m<sup>3</sup> de gas por m<sup>3</sup> de petróleo).

Por el lado de Coirón Amargo Sur Oeste, la concesión cuenta con una superficie superior a los 50 mil acres y tres pozos no convencionales con buenos niveles de producción, lo cual demuestra que por minoritaria que sea la participación de VISTA, podría generar un considerable nivel de ingresos futuros para la compañía.

### 1.2.3 Concesiones convencionales

Si bien VISTA se autodefine como la única oportunidad de inversión *pure play* en Vaca Muerta<sup>3</sup>, gran parte de la caja sobre la cual se apalancan las inversiones no convencionales proviene de la producción de yacimientos maduros ubicados en las provincias de Neuquén y Río Negro.

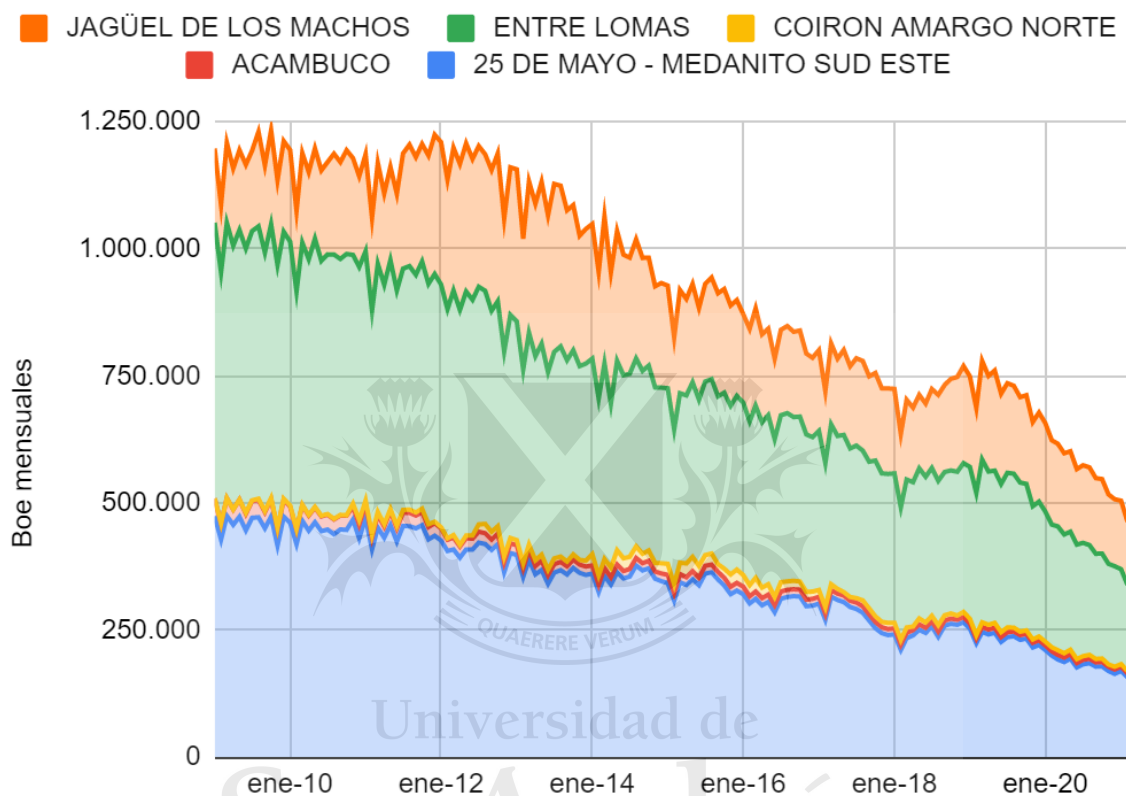
Los activos puramente convencionales adquiridos por VISTA en Argentina son: Entre Lomas, Agua Amarga, 25 de Mayo - Medanito, Jagüel de los Machos, Coirón Amargo Norte y Acambuco (con una participación del 55% y 2% para los dos últimos yacimientos). Gran parte de los permisos de explotación de las concesiones convencionales de VISTA finalizan entre 2025-2026, no obstante la empresa cuenta

---

<sup>3</sup> Referencia tomada de la Presentación a Inversores que hace referencia a que es la única empresa que destina gran parte de sus inversiones exclusivamente en la zona de Vaca Muerta.

con derechos de exclusividad para negociar una extensión por 10 años en las dos provincias.

### Gráfico N° 9: Producción mensual de petróleo y gas en los yacimientos convencionales de VISTA<sup>4</sup>



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de Argentina

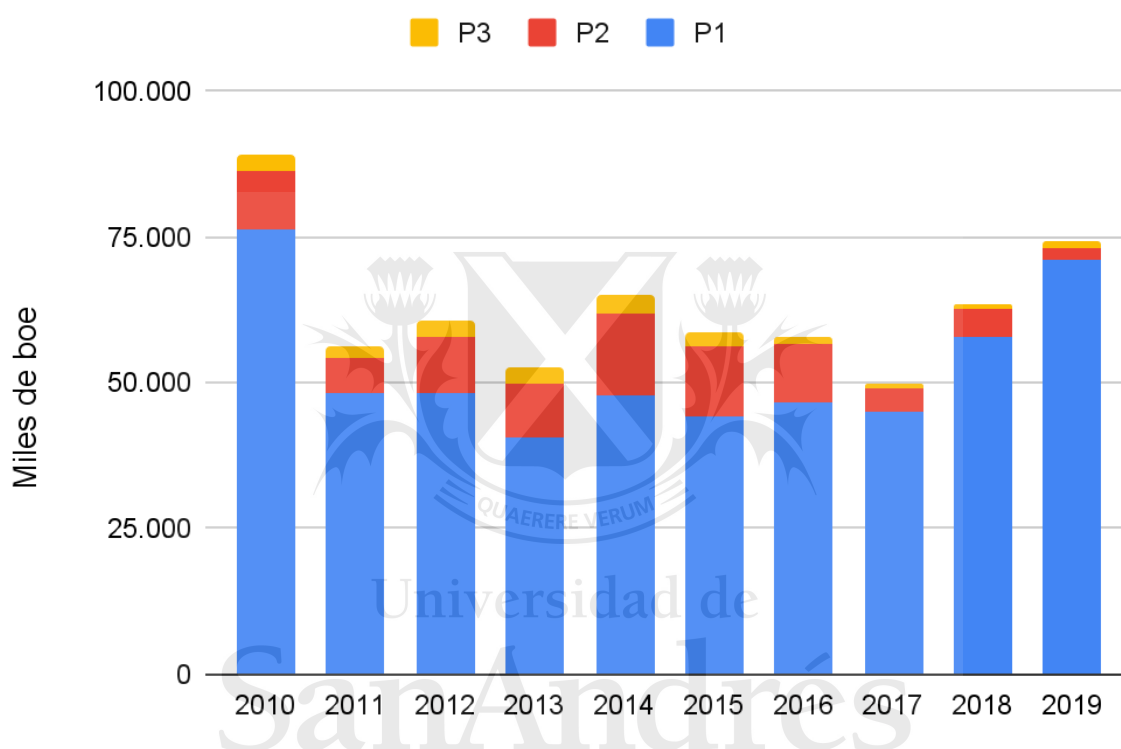
Como se puede observar en el gráfico N° 9, los volúmenes de extracción de hidrocarburos convencionales en los activos mencionados se encuentran en una caída constante, la cual comienza hace aproximadamente 8 años.

Previa adquisición de VISTA, la concesión 25 de mayo-Medanito había declinado a menos de la mitad tanto su producción de petróleo como de gas, pasando de un máximo de 354 mil bbl de petróleo y 20 mil m<sup>3</sup> de gas a 154 mil bbl y 9 mil m<sup>3</sup> mensuales. Entre Lomas tuvo una declinación similar, pasando de producir 371 bbl de petróleo y 28 mil m<sup>3</sup> de gas mensuales en enero del 2009 a un total de 141 mil bbl de petróleo y 19 mil m<sup>3</sup> en enero del 2018.

<sup>4</sup> La producción de Acambuco y Coirón Amargo Norte fue prorrateada por el porcentaje de participación actual que tiene VISTA en cada concesión.

Si bien en su primer año de operación, VISTA logró incrementar los volúmenes producidos un 6% (aproximadamente 16 mil bbl mensuales de petróleo y 30,5 mil boe en el caso del gas considerando el periodo may-18 a may-19), la caída de la demanda generada por la pandemia del COVID-19 aceleró aún más la tendencia con la que venía declinando la producción en los yacimientos mencionados.

**Gráfico N° 10: Reservas Probadas (P1), Probables (P2) y Posibles (P3) hasta fin de concesión en los yacimientos convencionales de VISTA**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía de Argentina

En cuanto al nivel de reservas, según los datos proporcionados a la Secretaría de Energía de Argentina, se puede observar que el volumen de hidrocarburos disponibles en las áreas convencionales se incrementa tras la adquisición de VISTA. En el gráfico N° 10 se puede observar que después de comprar las áreas y posterior a la producción, la nueva gestión logró incrementar el volumen de reservas un 27% durante el 2018 y otro 17% durante el 2019.

Poder incorporar estos recursos en sus ingresos futuros dependerá en gran parte de los compromisos de inversión que realice en las presentes áreas, pero sobre todo poder extender el plazo de las concesiones ya que, si se analiza el nivel de reservas en función de la fecha de finalización de los permisos de explotación, el volumen cae aproximadamente un 60% con respecto a los volúmenes presentados en el gráfico.

## 1.2.4 Concesiones fuera de Argentina

Para reducir levemente la exposición de la compañía al riesgo argentino, en su Combinación Inicial de Negocios, mediante un pago de 27,5 millones de USD a la empresa Jaguar, VISTA adquiere un 50% de participación en los permisos de explotación CS-01, A-10 y TM-01 en los Estados Unidos de México. De los tres permisos, VISTA toma la función de operador para las áreas CS-01 y A-10 mientras que Jaguar continúa con la operación del bloque TM-01.

De todas formas, actualmente la cartera de VISTA fuera de Argentina no tiene un peso significativo, representando apenas el 1% de la producción diaria del 2020 y el 0,3% de las reservas probadas, lo cual indicaría que tampoco tendrá un peso importante en el futuro a no ser por un potencial descubrimiento de importantes volúmenes de reservas en las áreas de México o la compra de nuevos activos.

## 1.3 Gestión Medioambiental, Social y Gobernanza Corporativa

Adicional a los múltiples riesgos que conlleva la extracción de hidrocarburos, particularmente el desarrollo de activos no convencionales implica la utilización de tecnologías como el fracking, que en determinadas circunstancias pueden tener un impacto significativo en el medio ambiente y la sociedad, pudiendo influir negativamente en el desarrollo normal de las operaciones.

La fractura de los pozos utiliza importantes volúmenes de agua dulce, arenas, energía y bombas de alta presión; lo cual podría generar problemas de carácter ambiental tales como una cantidad excesiva de emisiones de dióxido de carbono, reducciones en los niveles de agua potable de las comunidades o potenciales accidentes en materia de seguridad.

En línea con las prácticas corporativas recomendables, a finales del año 2020 VISTA produce su primer Informe de Sustentabilidad, elaborado bajo los estándares de la Global Reporting Initiative (GRI) y los Sustainability Accounting Standards Board (SASB) específicos para industria de extracción de petróleo y gas. En dicho informe la empresa comunica a sus inversores y la comunidad en general su estrategia para un desarrollo sustentable del negocio, materializada en su política de sustentabilidad, donde se compromete a:

1. Liderar un ambiente de trabajo inclusivo, seguro, transparente y saludable para sus trabajadores directos, contratistas y proveedores.
2. Promover el desarrollo económico y social de las comunidades en donde opere la empresa.



3. Racionalizar el uso de los recursos naturales como la tierra, agua y la biodiversidad que habitan las zonas en donde opera VISTA.
4. Incorporar nuevos procesos y tecnologías que permitan reducir la cantidad de gases invernaderos producto de sus operaciones.
5. Acelerar la transición energética incorporando el uso de energía de fuentes renovables.
6. Motivar a sus empleados para internalizar la sustentabilidad como un pilar esencial para el desarrollo del negocio.

Dada la reciente definición de objetivos y la poca historia de la compañía, actualmente VISTA no posee un indicador que permita observar el grado de cumplimiento de sus compromisos en materia de sustentabilidad ni un rating para comparar su performance Medioambiental, Social y de Gobierno en término relativo con otras empresas de la industria.

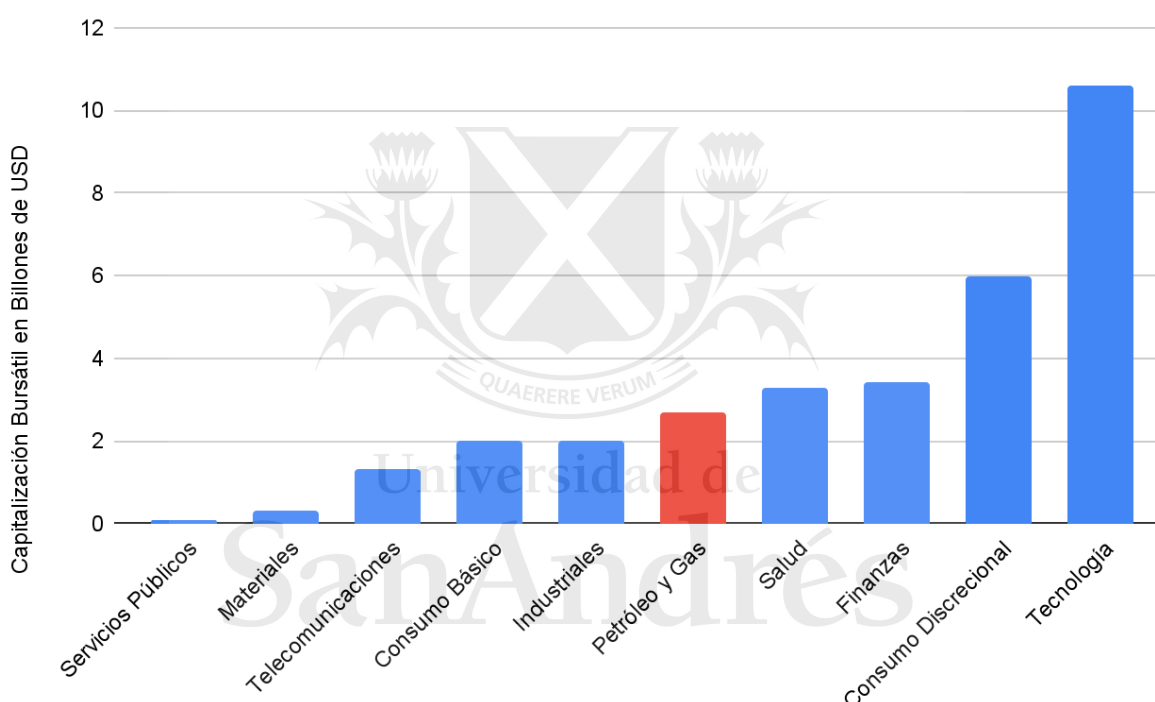


## 2. Análisis de la Industria

### 2.1 Segmentos y tipos de empresa

Si bien en las últimas décadas la industria del petróleo y gas perdió peso frente a otro tipo de sectores, todavía sigue siendo una de las más importantes a nivel global, ubicándose en el puesto número 5 según el ranking de las 100 empresas con mayor capitalización bursátil al inicio del 2021.

**Gráfico N° 11: Capitalización Bursátil por sector de las 100 empresas más grandes**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de PWC (Marzo 2021).

Dentro de la industria del petróleo y gas existen varios tipos de actividades y empresas, por lo cual es importante entender tanto los distintos procesos como los diferentes participantes en la cadena de valor, para determinar el rol que cumple cada compañía.

En lo que respecta a la estructura, la clasificación más común, suele dividir a la industria en tres segmentos:

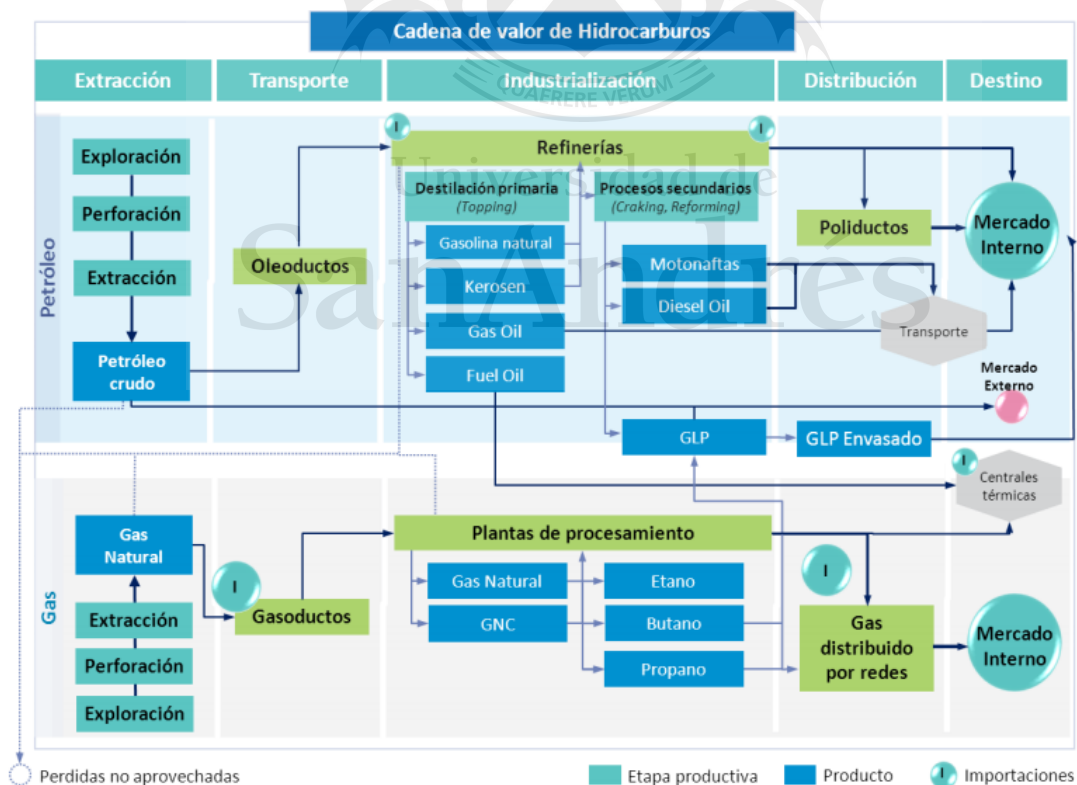
1. Upstream: Hace referencia a todas las actividades de exploración para la detección de yacimientos o descubrimientos de reservas hidrocarbúferas y

las actividades de explotación con el fin de poder desarrollar comercialmente dichos recursos.

2. Midstream: Contempla los negocios que se enfocan en el transporte (y almacenaje temporal) desde las plantas a las refinerías. Las empresas midstream se caracterizan por el envío, el transporte por camión, las tuberías y el almacenamiento de los hidrocarburos.
3. Downstream: Abarca el proceso de industrialización (mediante diferentes técnicas de refinación), distribución y comercialización de los diferentes productos finales procedentes de los hidrocarburos en su estado natural.

Para entender las tres ramas de la industria de forma ilustrativa, del gráfico N° 12 del estudio de la cadena de valor para el sector de hidrocarburos en Argentina realizado por Nahirñak, P. (2016), podemos entender la etapa de extracción como la totalidad del segmento upstream, transporte para el midstream, catalogando a todas las demás etapas como segmento downstream.

**Gráfico N° 12: Cadenas de Valor de Hidrocarburos en Argentina**



Fuente: Informe de Cadena de Valor - Hidrocarburos. Nahirñak, Paula (2016)

En cuanto a los tipos de empresas que participan en el presente mercado, las mismas pueden segmentarse según su participación en la cadena de valor, su tamaño o por la propiedad de su capital accionario.

La primera distinción separa a las empresas que se encuentran integradas verticalmente (como por ejemplo Chevron, Exxon o YPF en Argentina) de las compañías que se especializan en uno de los tres segmentos mencionados de la industria como el caso de VISTA que centra sus actividades en el Upstream.

Con respecto a su tamaño, las empresas suelen catalogarse como Majors o Independientes. Según la asociación Independent Petroleum Association of America (2019), las empresas independientes podrían dividirse en otros 4 rangos siempre y cuando la producción diaria de boe sea menor a 200 mil. Las Majors en su mayoría se encuentran integradas verticalmente, y de superar una capitalización bursátil de 10 mil millones de USD, se las suele denominar SuperMajors.

Por último, dada la importancia geopolítica de los hidrocarburos, las empresas petroleras suelen distinguirse entre compañías de capitales privados y NOCs (National Oil Companies), entendiéndose por estas últimas cuando un gobierno nacional posee al menos el 50% de las acciones. Este último tipo de empresas tiene un peso importante en la industria, ya que años atrás generaba el 75% de la producción global y disponía del 90% de las reservas probadas (Tordo S., 2011).

Bajo este tipo de segmentación, podemos entender a la empresa VISTA como una compañía independiente y no integrada con exclusividad de operaciones en el Upstream. Al ser un actor minoritario en la industria global, VISTA es tomadora de precios tanto en sus costos como en sus ventas, por lo cual es importante entender las perspectivas globales de demanda y oferta para posteriormente proyectar el crecimiento de la compañía.

## 2.2 Demanda Global

Existe mucha incertidumbre sobre cuál será el crecimiento de la industria del petróleo y gas durante los próximos años. Mientras que su oferta depende fuertemente del precio internacional (influenciados por los acuerdos de producción de las NOCs) y de las tecnologías disponibles, su demanda se relaciona con el crecimiento de la economía global, la eficiencia energética y la velocidad de transición a energías limpias.

El informe World Oil Outlook 2045 elaborado por la OPEP (2020), describe cómo caminos alternativos del desarrollo económico (expresados en escenarios de crecimiento alto y bajo del PBI en relación al caso base) tendrían un impacto significativo en las perspectivas de la demanda de petróleo. Asumiendo constantes

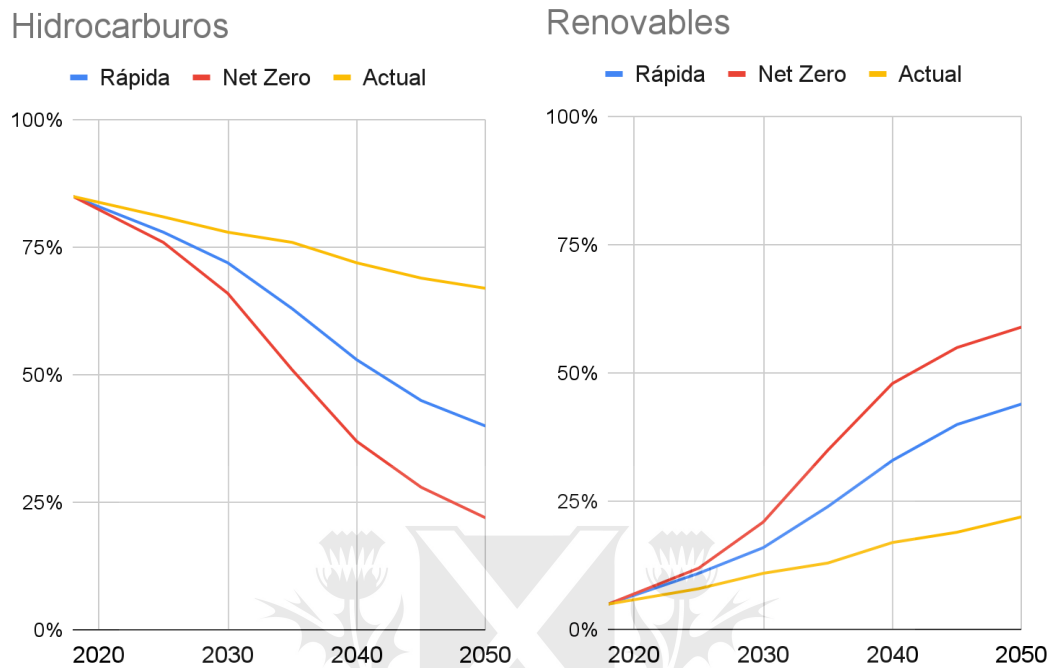
los demás factores que determinan la trayectoria a mediano y largo plazo de la demanda de petróleo, el informe de la OPEP estima que el rango de incertidumbre de la demanda será de alrededor de 5 millones de bbl/día en 2025 (-3% y +1,8% sobre el caso base) y crece a casi 8 millones de bbl/día al final del 2045 (-4% y +3,6% sobre el caso base).

Con respecto a la evolución de la demanda de energías limpias, British Petroleum en su Energy Outlook (2020) proyecta la transición de la demanda energética según sus fuente de generación primaria bajo tres escenarios diferentes: Tendencia Actual (business-as-usual), Transición Rápida (rapid transition) y Compromiso de Cero emisiones de CO<sub>2</sub> (Net Zero). Si bien no se asigna una probabilidad de ocurrencia para cada escenario, se aclara que los mismos se encuentran relacionados principalmente por los acuerdos políticos y sociales que se realicen en un futuro cercano.

Es importante destacar que para las tres proyecciones realizadas por British Petroleum, la participación estimada de los hidrocarburos sobre el total de la energía es cada vez menor. De todas formas, dado que la cantidad de energía demandada es una función creciente por el crecimiento económico y poblacional, en el escenario de tendencia actual la demanda de petróleo para el 2050 se estima en un crecimiento en el sector del petróleo y gas del 9,5% con respecto a los valores del 2018 (-9,5% para petróleo y +35% en el caso del gas).

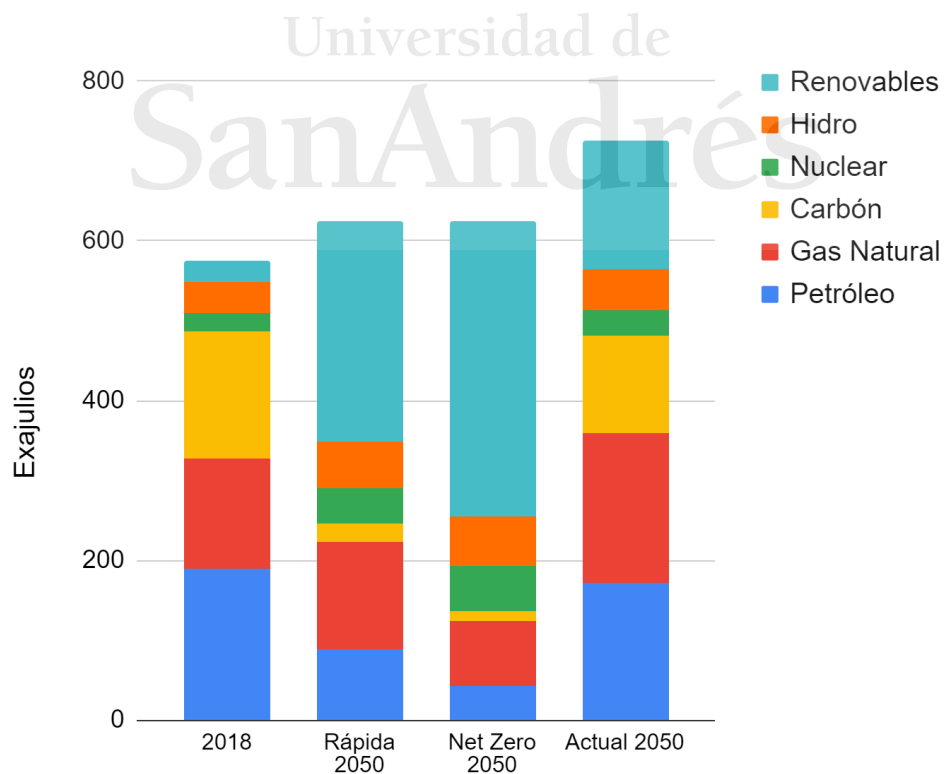
En los otros dos escenarios, las estimaciones para la industria hidrocarburíferas no son tan optimistas. Mientras que el escenario de transición rápida proyecta una caída de la demanda para el petróleo y gas del 32% para el 2050, el escenario "Net-Zero" estima una reducción del 81%. Adicionalmente, para el cumplimiento del compromiso "Net-Zero", además de una sustitución de fuentes de generación de energía, se estima un uso más eficiente de las energías generadas, motivo por el cual la demanda total varía según el escenario proyectado.

**Gráfico N° 13: Participación de energías renovables e hidrocarburos sobre el total de la demanda mundial de energía primaria**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de British Petroleum Energy Outlook 2020

**Gráfico N° 14: Consumo mundial de energía primaria según fuente de origen**

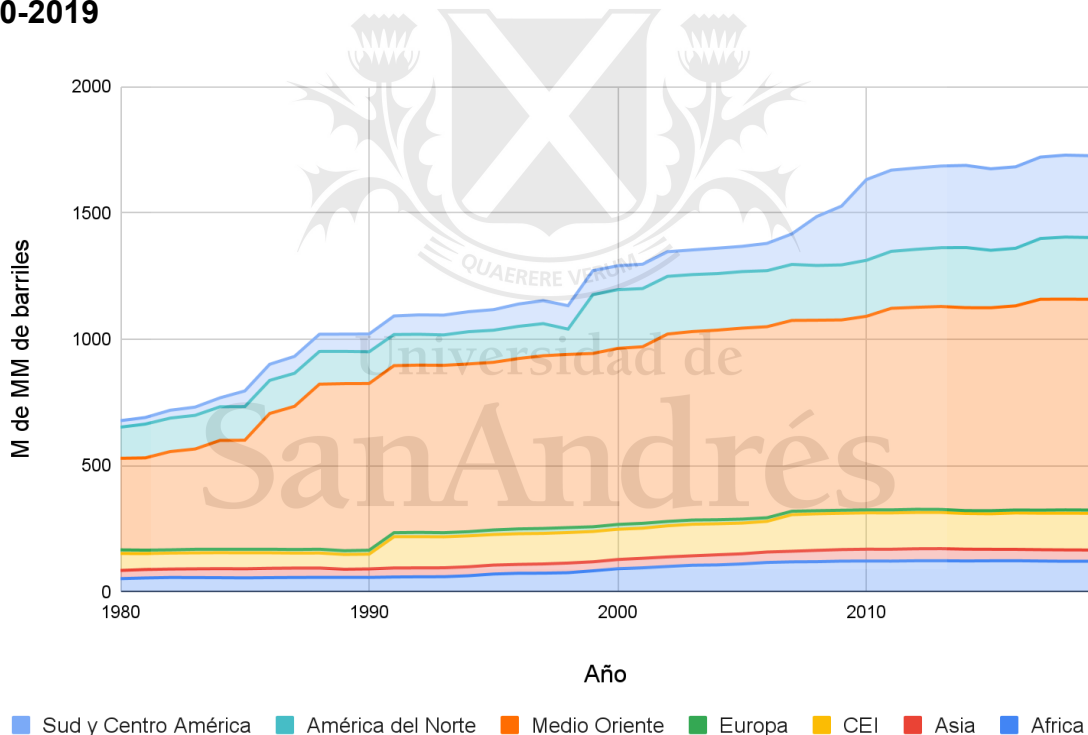


Fuente: Elaboración propia en base a datos de British Petroleum Energy Outlook 2020

## 2.3 Oferta Global

Si bien las proyecciones de la demanda de petróleo y gas no suelen ser alentadoras para la industria, por el lado de la oferta la situación es distinta. Como se puede observar en los gráficos 15 y 16, las reservas probadas de petróleo y gas durante los últimos tres años superan los valores de los últimos 50 años. A partir del desarrollo tecnológico en la industria, no sólo los métodos de extracción tradicionales resultan ser más económicos, sino que también permiten extraer de forma rentable recursos que años anteriores resultan antieconómicos como por ejemplo el caso del offshore en Brasil o el No Convencional en América del Norte. Dichos avances, sumado a la exploración de nuevos yacimientos, generaron un aumento del 36% en las reservas de petróleo y 50% para las reservas de gas durante los últimos 30 años.

**Gráfico N° 15: Reservas probadas de petróleo por continente para el periodo 1980-2019**

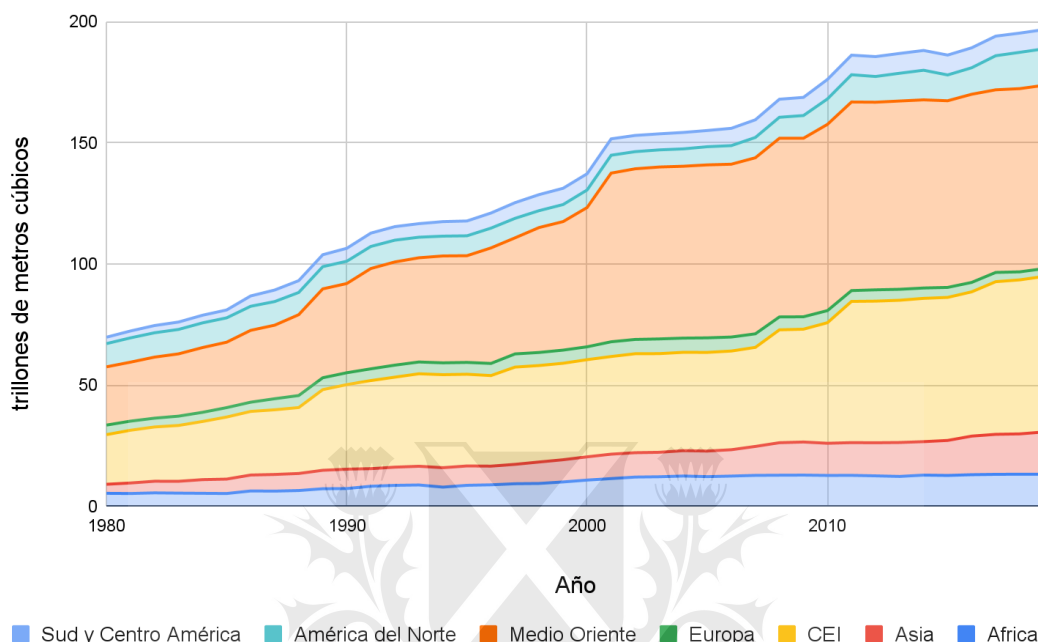


Fuente: Elaboración propia en base a datos de British Petroleum Statistical Review of World Energy

En cuanto a la distribución geográfica de las reservas probadas, Medio Oriente concentra la mayor proporción de las mismas, tanto para el petróleo como para el gas, con un 48,3% y 38,4% sobre el total respectivamente (con Arabia Saudita, Irak e Irán como principales países). Por el lado del petróleo, otras regiones relevantes son Sudamérica y América Central con el 18,7% de las reservas mundiales (de las cuales un 94% se encuentran ubicadas en Venezuela) y Norteamérica con el 14,1%. En el caso del gas natural, la Comunidad de Estados Independientes concentra el

32,3% (con Rusia como principal productor), mientras que el resto de las regiones no concentra más del 10% sobre el total.

**Gráfico N° 16: Reservas probadas de gas por continente para el periodo 1980-2019**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de British Petroleum Statistical Review of World Energy

Una forma tradicional de poner en perspectiva el nivel de reserva es mediante el ratio R/P, calculado a partir de la división entre las reservas probadas y la producción del último año. En dicho sentido, considerando que la producción global de petróleo durante el 2019 fue de 95 millones de bbl/día, el mundo tendría petróleo disponible por lo menos para los próximos 50 años. En el caso del gas natural el ratio R/P es similar (49,8 Años).

No obstante, más allá de la abundante cantidad de hidrocarburos existente en la actualidad, es importante entender que la curva de oferta es una función que depende de los precios de mercado y los costos de operación de los distintos yacimientos. De existir una reducción de costos por nuevas tecnologías o aumento en el precio, más grande será el volumen de reservas disponibles.

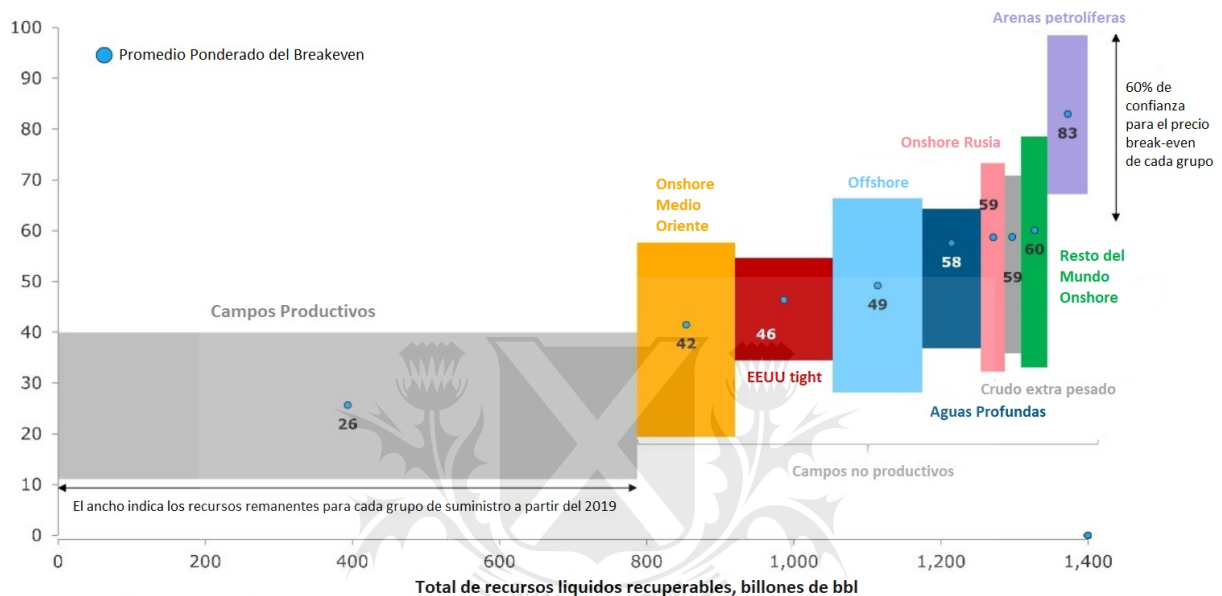
El gráfico N° 17 muestra la curva de oferta global de petróleo, señalando los precios promedios estimados de break-even<sup>5</sup> para los diferentes tipos de reservas. Según los costos de la tecnología disponible en 2019, es necesario un precio de al menos 26 USD promedio por barril para que el 57% de las reservas de petróleo puedan

<sup>5</sup> Precio constante de venta de petróleo, en el cual el valor actual neto del flujo de fondos proyectado para un activo determinado se iguala a cero. En la industria la tasa de descuento estándar utilizada es de un 10%.



extraerse sin generar una pérdida económica (las cuales corresponden a Reservas Desarrolladas). Los nuevos yacimientos necesitan en promedio un 60% más de precio para ser rentables.

**Gráfico N° 17: Curva de Oferta Global de Petróleo 2019 - Precios Brent de Break-even en USD por barril (en eje vertical) y miles de millones de bbl (eje horizontal)<sup>6</sup>**



Fuente: Rystad Energy UCube

De no existir un shock tecnológico significativo (como fueron las nuevas técnicas de explotación no convencional años atrás), a medida que se empiecen a agotar las reservas con bajos break-evens, la demanda futura deberá ser suplida por yacimientos más costosos, elevando así el precio en el mercado internacional.

## 2.4 Producción No Convencional

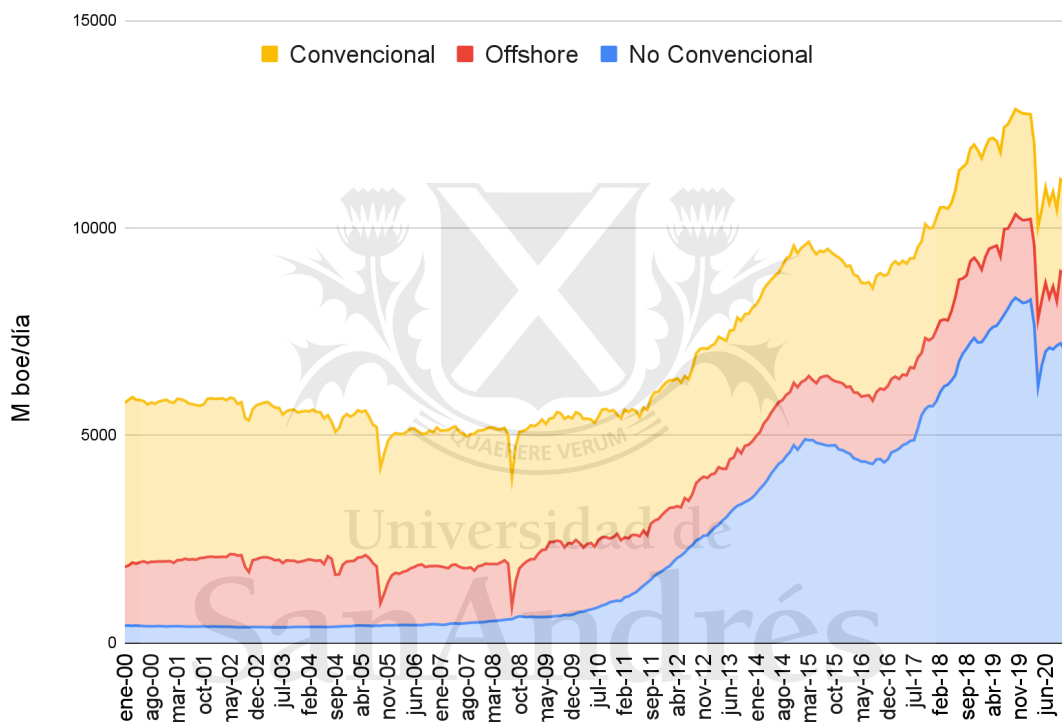
Dejando de lado las perspectivas futuras, es importante entender una de las mayores revoluciones tecnológicas en la industria petróleo y gas durante las últimas décadas, la cual corresponde a la extracción de hidrocarburos por métodos no convencionales, siendo necesario su implicancia para poder proyectar el potencial de una empresa como VISTA, cuya apuesta principal se encuentra en Vaca Muerta.

El gráfico N° 18 pone en perspectiva la importancia de estas nuevas técnicas en los Estados Unidos. A comienzos del siglo XXI el shale oil representaba el 7% de la

<sup>6</sup> Si bien la referencia del gráfico indica "Billones bbl" utiliza como unidad de cuenta al billón del inglés americano, lo cual en español equivale a mil millones de bbl de petróleo.

producción total de petróleo crudo, mientras que en la actualidad representa el 63% (resiliente a un escenario de post pandemia), permitiendo duplicar la producción de petróleo en relación al promedio del periodo 2000-2010 en dicho país. Gracias a la producción no convencional, Estados Unidos no solo dejó de ser el principal importador de hidrocarburos a nivel mundial, sino que se estima que podría ser autosuficiente en materia energética por los próximos 15 años (Hunt B., Muir D., Sommer, M., 2015).

**Gráfico N° 18: Producción de petróleo crudo en Estados Unidos según tipo de yacimiento**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de U.S. Energy Information Administration

En términos técnicos, a diferencia de la producción convencional, donde el petróleo y/o el gas fluyen desde un pozo onshore bajo la presión natural de la tierra dada la alta permeabilidad del reservorio, la producción no convencional requiere de una combinación de dos tecnologías de largo historial en la industria (perforación de ramas laterales de pozos y estimulación mediante fracturas hidráulicas) para aumentar o permitir la producción de hidrocarburos en rocas menos permeables. Las formaciones no convencionales se pueden distinguir en varios tipos, siendo el shale oil/gas y el tight gas las más importantes (Teti, E., Dallochio, M., & De Sanctis, D., 2020):

- Shale oil y shale gas: son los hidrocarburos, ya sea petróleo o gas, que se encuentran almacenados en la roca madre en la que se generaron. En

consecuencia, en el caso del shale oil y del shale gas, la roca madre del sistema es también la roca reservorio.

- **Tight gas:** es el gas natural contenido en rocas muy compactas, areniscas y/o calizas, con valores de permeabilidad matricial muy bajos. No son rocas madres, son rocas almacén, aunque muy compactas. Por tanto, el gas no se ha generado en ellas, ha migrado desde la roca madre y se encuentra contenido en microfracturas y en la escasa porosidad matricial de la roca.

Más allá de las diferencias geológicas entre la producción de hidrocarburos convencionales y no convencionales, para el propósito del presente trabajo, es más importante destacar las diferencias económicas que presentan ambas técnicas de explotación. Para dicha comparativa, el trabajo de Cui, M. et al. (2014) compara la rentabilidad estimada de las inversiones a partir de datos del yacimiento no convencional de Eagle Ford y con el convencional Austin Chalk de los Estados Unidos en base a los siguientes criterios<sup>7</sup> :

- **Curva Tipo:** Datos de producción de los pozos promedio para cada uno de los yacimientos, proyectados en un flujo temporal determinado.
- **Costo del CAPEX:** Incluyendo tanto las diferencias en los costos de perforación como la terminación del pozo.

**Tabla N° 1: Comparativa Económica Pozo Convencional vs No Convencional en Estados Unidos**

Cuenca	Eagle Ford	Austin Chalk
Producción (MMboe)	200	100
CAPEX (MMUSD)	8	4
VAN (MMUSD)	5,31	2,2
<b>Costo/BOE USD</b>	<b>39</b>	<b>42</b>

Fuente: Cui, M. et al (2014)

En dicho análisis, como conclusión se puede observar que las principales diferencias económicas entre la explotación no convencional y convencional se encuentran en los montos de capital requerido para perforar y completar un pozo, que a su vez se compensa por la cantidad de bbl de petróleo que cada pozo produce durante su vida. Adicionalmente, las ventajas de producción no solo se observan en el total de boe de petróleo/gas, sino también en que los pozos no convencionales concentran la mayoría de producción durante los primeros años de

<sup>7</sup> junto con una serie de supuestos (precios futuros de los hidrocarburos, costos operativos y tasa de descuento)

vida, generando así mejores indicadores económicos al momento de descontar los ingresos por una tasa que represente el costo de oportunidad del capital.

Por otro lado, en los yacimientos convencionales, existe un riesgo inherente relacionado a la recuperación de las reservas contabilizadas relacionado con múltiples variables como el riesgo geológico. Por el contrario, en los yacimientos de shale, el riesgo es considerablemente menor por la naturaleza geológica de la formación. Su principal riesgo se encuentra en la probabilidad de que la producción obtenida sea rentable dada la variabilidad en los precios de los hidrocarburos y los costos de capital (Akunuri S., 2011)

Más adelante se podrá observar que las diferencias mencionadas entre los yacimientos convencionales y no convencionales tendrá una importancia fundamental en la valuación de la empresa, ya que como se mencionó anteriormente, posee activos con ambas características.

## 2.5 Industria Argentina de Petróleo y Gas

Tal como se mencionó con anterioridad, la empresa VISTA concentra la gran mayoría de sus activos dentro de Argentina, por lo cual es de importancia entender los aspectos claves de la industria local. Argentina cuenta con 17 cuencas sedimentarias, de las cuales 5 se encuentran productivas en la actualidad:

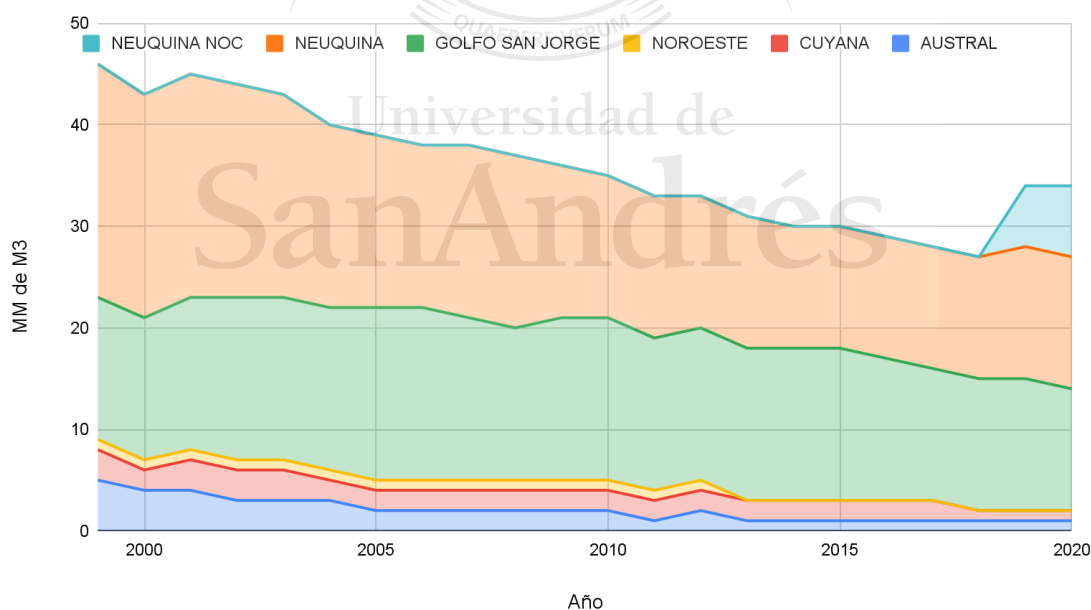
- Golfo San Jorge: ubicada al sur de la provincia de Chubut y al norte de Santa Cruz, es la cuenca con mayor historia en lo que respecta a la producción de hidrocarburos en Argentina, lugar donde se perforó el primer pozo de petróleo en 1907. La presente cuenca produce mayormente petróleo pesado denominado Escalante (24,1° gravedad API) y sus principales operadores son Pan American Energy e YPF.
- Neuquina: abarcando las zonas de Neuquén y Rio Negro, la cuenca neuquina inició sus operaciones a principios de la década del 70. La presente cuenca fue la principal productora de gas natural durante los últimos 50 años, pero también se caracteriza por producir una importante cantidad de petróleo liviano (33° API) que abastece principalmente las refinerías ubicadas en Neuquén y Mendoza. Si bien YPF es el principal operador, existen otras 15 operadoras con yacimientos productivos y su principal atractivo es el potencial de recursos no convencionales que posee la cuenca.
- Austral: además de contemplar la provincia de Tierra del Fuego y sur de Santa Cruz, su principal aporte de producción offshore proviene de las plataformas marítimas ubicadas en el mar Argentino. Su actividad se

concentra principalmente en pozos gasíferos (85% de la producción total) siendo Total y CGC los principales operadores.

- Cuyana y Noroeste: Estando la primera ubicada en la provincia de Mendoza y la segunda entre las provincias de Salta y Jujuy, su aporte en los volúmenes de hidrocarburos extraídos en Argentina (tanto en gas como petróleo) es mínimo, sobre todo en los últimos años. Mientras que la cuenca cuyana aporta volúmenes de petróleo pesado a la refinería de Luján de Cuyo, la cuenca cuyana genera venta de gas natural para alimentar las provincias del norte argentino.

A nivel agregado, la oferta local de petróleo se encuentra muy alejada de los picos de producción que tuvo Argentina a finales de la década del noventa, tras la privatización de YPF. No obstante, pese al declino natural de la producción de los yacimientos convencionales. Se puede observar en el gráfico N° 19, como en los últimos años un incremento en las inversiones en las áreas No Convencionales generaron un cambio en la tendencia, el cual se estancó levemente durante el 2020 por una fuerte contracción de la demanda global de hidrocarburos (sobre todo combustibles líquidos) generada por la crisis del COVID19.

**Gráfico N° 19: Producción anual de petróleo crudo en Argentina por cuenca**

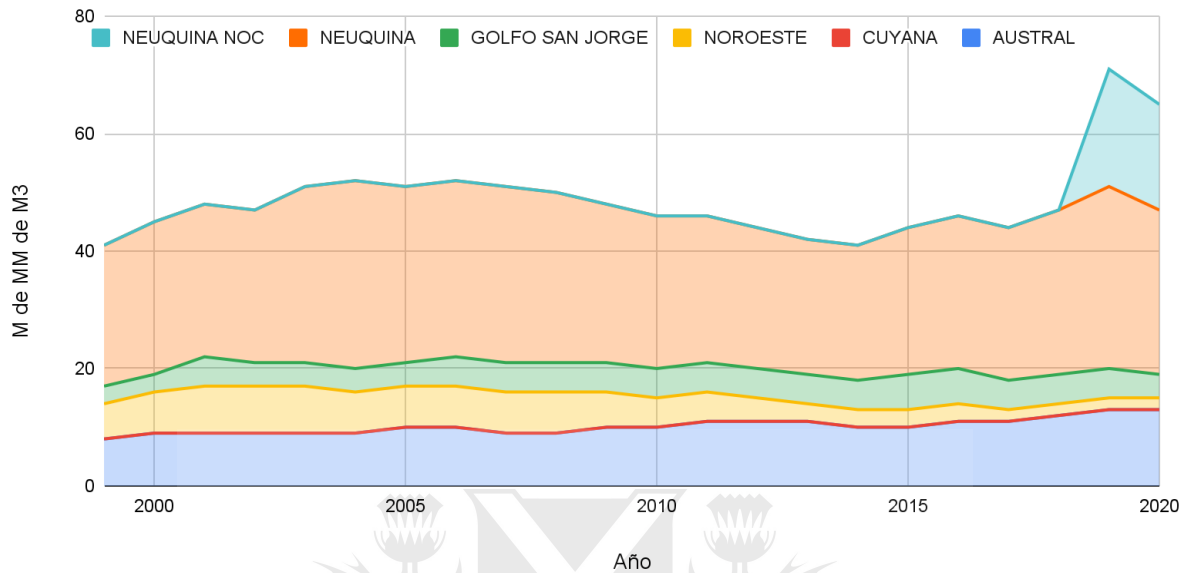


Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía Argentina

Con respecto a la oferta de gas natural, si bien no se observa una caída tan marcada como en la producción de petróleo, se puede observar que el efecto de la producción de hidrocarburos no convencionales de Vaca Muerta fue todavía mayor, permitiéndole al país alcanzar un máximo histórico. No obstante, la contracción que

sufrió por la caída en la demanda por la pandemia del 2020 fue todavía superior a la del petróleo, dado a la fuerte reducción del consumo de gas industrial y GNC.

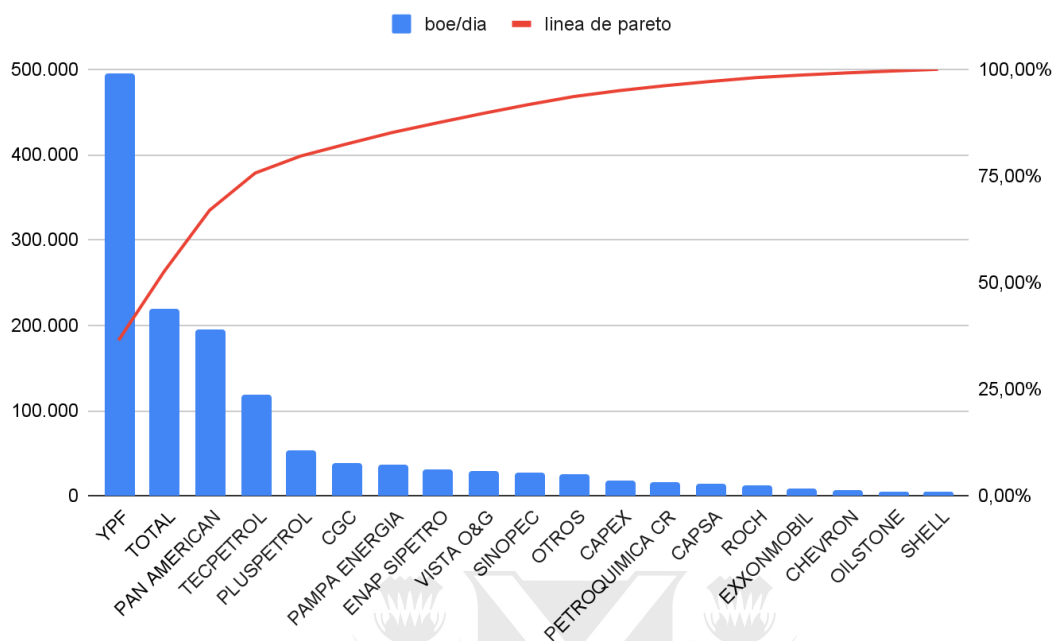
### Gráfico N° 20: Producción anual de gas natural en Argentina por cuenca



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía Argentina

En cuanto a su distribución, si bien la industria del petróleo y gas en Argentina para el segmento upstream posee una gran cantidad de operadores (57 firmas con producción registrada durante 2019), como se puede observar en el gráfico N° 21, es un mercado altamente concentrado. Solamente la producción de YPF representa el 36% del total de los volúmenes de hidrocarburos extraídos en el país, mientras que las primeras 5 firmas representan el 80% de la producción total.

## Gráfico N° 21: Producción de petróleo y gas en Argentina durante 2019 según empresa operadora



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía Argentina

En términos económicos y políticos, la industria del petróleo y gas en Argentina es una de las industrias más prometedoras para ayudar a revertir una década de estancamiento económico. Para poner en contexto, la economía argentina desde 2012 que no logra incrementar su producto interno per cápita y desde 1940 que solo se lograron dos periodos con más de 5 años de crecimiento continuo (1964-1974 y 2003-2008).

Según Rapetti, Carreras Mayer, Brest López y Sorrentino (2019), la mayoría de las interrupciones del crecimiento ocurrieron por problemas de balanza de pagos. Un factor determinante ha sido el conflicto entre las demandas materiales de la sociedad y la capacidad productiva de la economía. El conflicto genera presiones a la apreciación cambiaria que erosionan los estímulos a la inversión y expansión de la oferta de bienes y servicios transables. El ritmo de crecimiento de las exportaciones tiende a ser bajo en relación al de las importaciones y, consecuentemente, el flujo neto de divisas es insuficiente. El crecimiento se interrumpe porque faltan dólares.

En línea con lo mencionado, el negocio del petróleo y gas tiene un potencial diferencial sobre otras industrias en Argentina que, además de la posibilidad de generar crecimiento económico, tiene la capacidad de reducir importaciones y generar un saldo exportable que mejore la balanza de pagos. No obstante, dada la transición al uso de energías renovables, si el país quiere aprovechar sus

yacimientos para exportar, no debería posponer sus reformas en materia de energía.

Por dicho motivo en mayo de 2012 se sanciona la Ley 26.741 que declara de interés público el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos expropiando el 51% del patrimonio de YPF S.A. (hasta entonces parte del grupo Repsol). Entre otros puntos, la ley establece como principios de la política hidrocarburífera de Argentina la promoción de empleo, la maximización de las inversiones y la obtención de saldos de hidrocarburos exportables para el mejoramiento de la balanza de pagos, garantizando la explotación racional de los recursos.

De todas formas, desde la sanción de la ley 26.741, la producción de hidrocarburos continuó con su tendencia negativa, combinado con un fuerte aumento de la demanda de energía traccionado por el crecimiento de la economía. Esto generó que el saldo comercial energético (exportaciones - importaciones) pase de 4,9 mil millones de USD en 2003 a -12,5 mil millones de USD en 2013. Si bien parte del déficit se fue corrigiendo por quita de subsidios y un menor precio internacional de los hidrocarburos, recién en 2019 gracias al aumento de la producción no convencional que además de reducir el volumen de importaciones, generó un leve crecimiento en el saldo exportable.

No obstante, para que la producción no convencional pueda replicar un cambio similar al generado en los Estados Unidos (donde se duplicaron los volúmenes de hidrocarburos extraídos, logrando así eliminar gran parte de las importaciones y generando un saldo exportable en materia de combustibles fósiles), se necesitan por un lado grandes volúmenes de inversiones iniciales y que la industria local pueda transitar rápidamente la curva de eficiencia de costos a fin de generar una rentabilidad similar a la de otros yacimientos no convencionales. Adicionalmente es fundamental contar con un marco institucional y legal que proteja tanto a los inversores actuales como potenciales a partir de reglas de negocios claras y estables en el tiempo.

Desde el poder ejecutivo, con el fin de promover las inversiones, además de incentivos en el precio del gas, se decretaron políticas específicas para la industria hidrocarburífera. Los decretos 629/2017 y 555/2019 generaron un régimen especial de importaciones, estableciendo una reducción inicialmente baja en los aranceles de equipos usados y posteriormente una baja para los aranceles a 0% para la importación temporal de bienes de capital con destino al desarrollo de Vaca Muerta.

En sentido contrario al fomento de las inversiones, en diciembre del 2019 se restablecieron retenciones a las exportaciones de hidrocarburos en el marco de una Ley de Solidaridad Social (las cuales fueron eliminadas en 2017), que actualmente posee una alícuota variable con un valor máximo de 8% sobre el precio de venta. Dicha medida refleja en cierta forma una incertidumbre constante para una industria



intensiva en capital, cuyos planes de desarrollo como por ejemplo Vaca Muerta, tienen un horizonte enfocado en el largo plazo.

## 2.6 Vaca Muerta

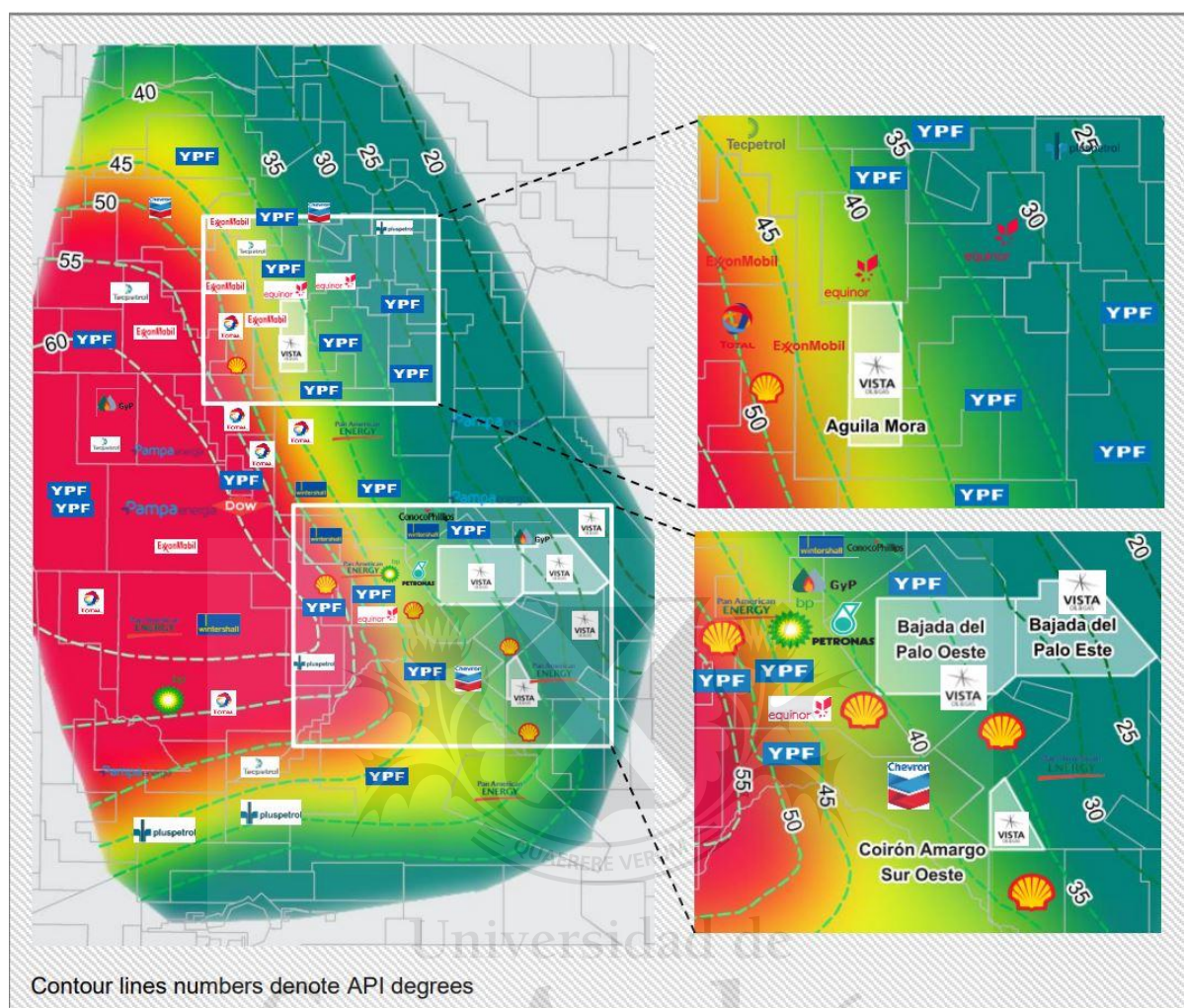
Observando en secciones anteriores la capacidad de los recursos no convencionales para incrementar la producción de hidrocarburos en comparación con los yacimientos convencionales, es importante señalar sus principales actores junto con la evolución en sus últimos años.

Por empezar, según el EIA en su informe “Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Argentina” (2013), Vaca Muerta a nivel global es la segunda formación con más recursos no convencionales de gas natural y la cuarta en lo que respecta a petróleo no convencional. El área cuenta con aproximadamente 16 mil millones de bbl de petróleo técnicamente recuperables y 94 billones de metros cúbicos de gas, lo cual superaría en más de 8 veces el volumen de reservas convencionales del país, pudiendo brindar una autosuficiencia energética de 150 años en el caso del gas y 85 años para el petróleo.

Dicho potencial generó que actualmente 20 operadoras diferentes participen en al menos un activo en Vaca Muerta, siendo de ese total 10 locales y 10 internacionales (Majors o SuperMajors), algunas con sobrada experiencia en la explotación de recursos shale en los Estados Unidos como el caso de Chevron, ConocoPhillips y ExxonMobile.

Universidad de  
San Andrés

## Gráfico N° 22: Mapa de la formación Vaca Muerta

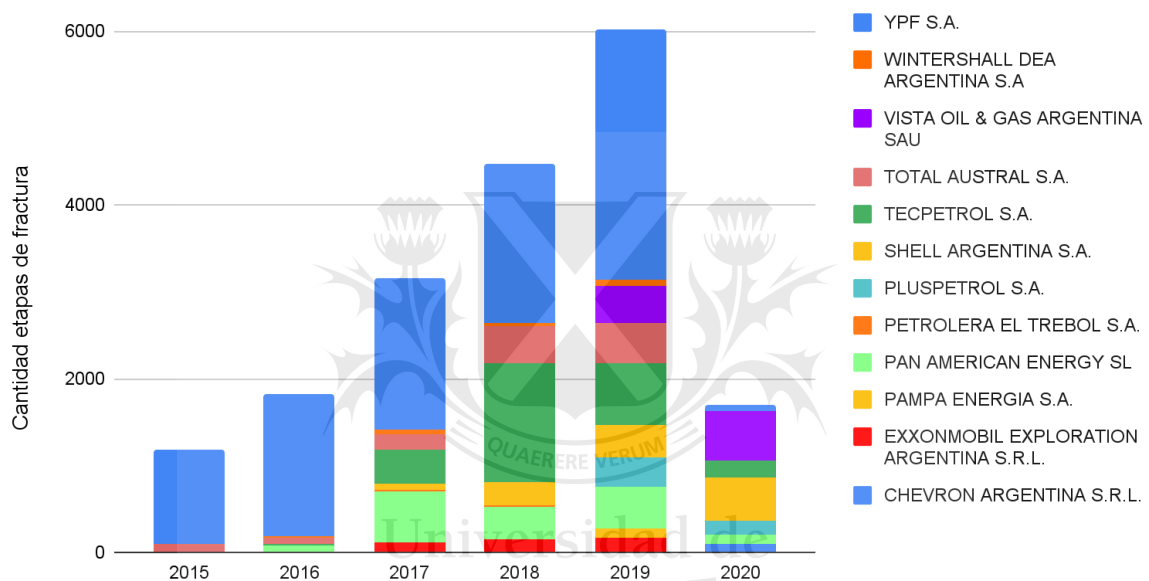


Fuente: Presentación a Inversores, Vista O&G - Marzo 2021

El gráfico N° 22 nos permite observar dos puntos claves: por un lado la calidad y tipo de hidrocarburo, siendo la zona roja de gas natural, la franja que va desde el color naranja al amarillo de gas húmedo y lo verde petróleo, mientras más oscuro, menor es la calidad del mismo. Por otro lado, se puede observar la distribución de permisos de explotación otorgados, donde se puede visualizar la concentración de algunos operadores y zona de interés de cada uno. En el caso de VISTA, está claro como la apuesta principal se encuentra en las zonas de petróleo pesado, con excepción de Águila Mora, permiso que se localiza en la zona de petróleos livianos con alto contenido de gas. Otro punto importante es la concentración de operadoras en un segmento del mapa, tener otros actores con actividad de perforación en concesiones cercanas le permiten a las petroleras disponer de valiosa información (en su mayoría pública y disponible en la Secretaría de Energía) para poder estimar la productividad de sus propias concesiones incluso antes de terminar el primer pozo.

Para entender la importancia de las inversiones en recursos no convencionales dentro de Argentina, una variable que explica mejor que la cantidad de pozos perforados o la producción incremental de un periodo determinado, corresponde a la cantidad de etapas de fracturas realizadas en las formaciones no convencionales. En dicho sentido, desde 2015 que YPF es el operador que lidera la explotación en Vaca Muerta llegando a perforar hasta casi tres mil etapas de fractura en 2019. No obstante, a partir de la reducción de riesgo que generaron los exitosos pozos perforados por la compañía nacional en sociedad con Chevron, cada día son más las empresas privadas con actividad en distintas zonas del No Convencional.

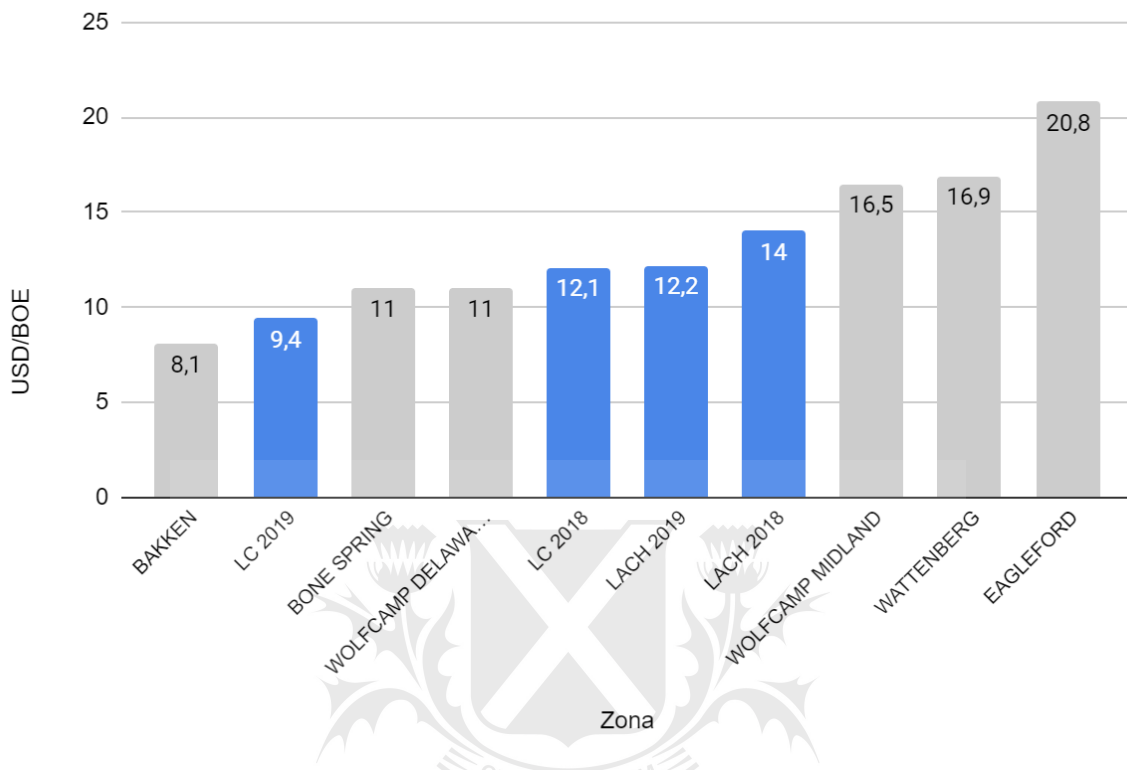
**Gráfico N° 23: Cantidad de etapas de fractura en Vaca Muerta por operador**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía Argentina

Una forma de medir dicha reducción de riesgos es a partir de la métrica del costo de desarrollo, la cual consiste en determinar cuántos USD de inversión cuesta generar un barril de reserva desarrollada adicional (en otras palabras, el nivel de reservas estimado para un pozo dividido por su costo de perforación y terminación). Como se puede observar en el gráfico N° 24, después de perforar cientos de pozos en Vaca Muerta, en 2018 y 2019 YPF logró alcanzar una rentabilidad en términos de costos de desarrollo similar a los mejores campos del no convencional en los Estados Unidos. El yacimiento de Loma Campana al 2019 obtuvo un costo de desarrollo de 9,4 USD/boe, mientras que La Amarga Chica (límitrofe con Bajada del Palo) de 12,9.

**Gráfico N° 24: Costo de desarrollo de YPF en la ventana de petróleo de Vaca Muerta en comparación con formaciones no convencionales de Estados Unidos**



Fuente: Elaboración propia en base a Presentación de Inversores YPF agosto 2020

Otro actor importante en la producción de hidrocarburos no convencionales es Tecpetrol (empresa de E&P del grupo empresarial Techint) a partir de su yacimiento Fortín de Piedra ubicado en la zona gasífera de Vaca Muerta. Motivados por los incentivos sobre la producción de gas no convencional del Plan Gas, desde el 2017 Tecpetrol invirtió aproximadamente 2.300 millones de USD en Fortín de Piedra, resultando en una producción promedio de 10,9 millones de m<sup>3</sup>/d durante el 2019, el equivalente al 8,8% de la producción total del país.

Si bien VISTA terminó la completación de sus primeros pozos no convencionales en 2019, junto con Pampa Energía fueron las empresas que más inversiones realizaron durante la pandemia, logrando así posicionarse como la segunda empresa con mayor producción no convencional de petróleo crudo, solo superada por YPF.

### 3. Análisis Financiero y Operativo

Previo a los ejercicios de valuación, se realizará una evaluación del performance reciente de la compañía a partir del uso de ratios financieros. Si bien dichos ratios no son un sustituto de la bola de cristal para observar el futuro de la empresa, son convenientes en sentido de agrupar una gran cantidad de información financiera en indicadores comparables con otras compañías (Brealey, Myers y Allen, 2017).

Los ratios financieros, en términos generales, tratarán de responder tres preguntas clave para entender el desempeño de una firma: qué tan rentable son sus inversiones, cuán prudente es su apalancamiento financiero y con cuánta liquidez cuenta la compañía para afrontar sus compromisos.

Para responder la primera de las preguntas se observará la evolución de ratios financieros genéricos tales como los márgenes de rentabilidad como el EBITDA, los márgenes operativos y el retorno según diferentes variables. Para la segunda pregunta, se observará el flujo de caja, la evolución de la estructura de capital y el nivel de endeudamiento. Para la última pregunta, observarán distintos ratios de liquidez.

El análisis financiero se complementará con un estudio en detalle de ratios operativos y eficiencia en los gastos de capital a partir del uso de indicadores y métricas propias de la industria.

Posterior al análisis financiero y operativo de VISTA, se comparará los distintos ratios con empresas similares, con el fin de visualizar el desempeño del año 2020 en términos relativos con la industria.

#### 3.1 Márgenes de rentabilidad

Desde que la empresa VISTA inició sus operaciones en el año 2018, su EBITDAX fue positivo, lo que muestra la rentabilidad de las operaciones que realiza, aún en escenarios de precios bajos. No obstante, en lo que respecta al Resultado Neto, la situación resulta totalmente contraria, pudiendo crear ganancias solo en dos de los doce trimestres que lleva operando en Argentina.

Durante el 2018, si bien parte del resultado neto negativo se atribuye a gastos excepcionales como los costos incurridos en la compra de los activos dentro de su Combinación Inicial de Negocios<sup>8</sup> y los gastos de reestructuración para poder operar

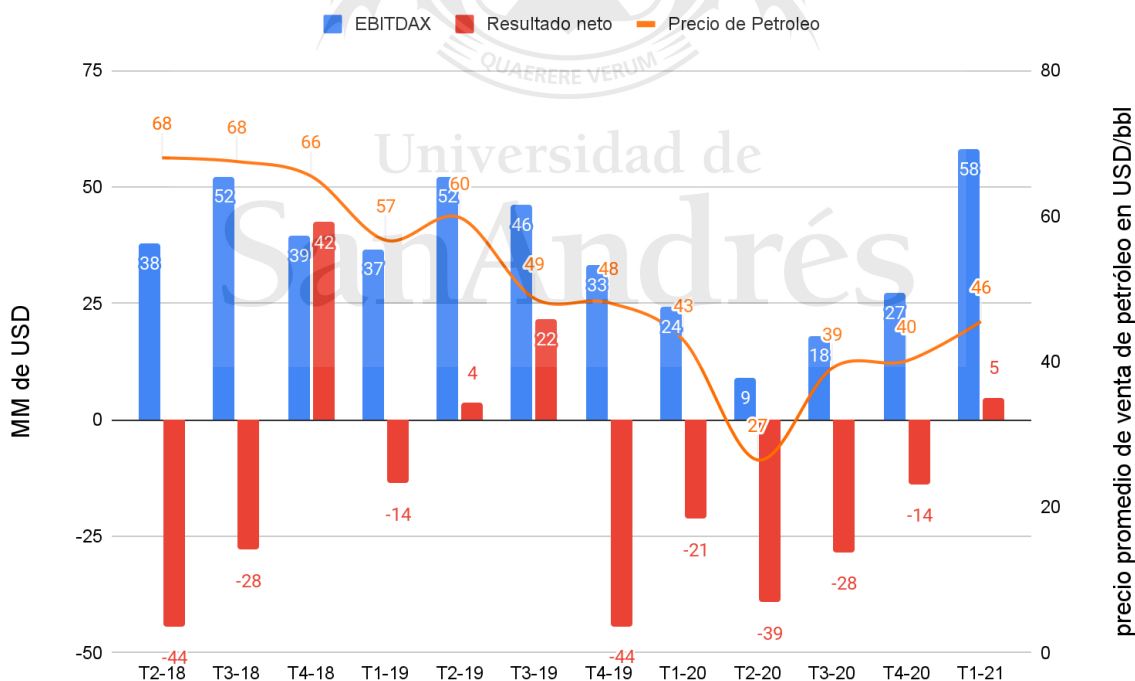
---

<sup>8</sup> En sus notas de resultados e informes a inversores, VISTA excluye los gastos excepcionales mediante la utilización del EBITDA Ajustado, el cual no incluye los costos de la compra inicial de activos o de reorganización de la empresa, por considerarlos de carácter excepcional.

los nuevos activos de forma más eficiente, en su gran mayoría se explican principalmente por resultados no monetarios y contabilizados como consecuencia de la devaluación del peso argentino (nota de resultado 2T 2018).

En 2019, cuando VISTA comenzaba a revertir las pérdidas de su primer año de operación a partir de una mejora en su EBITDA, en la semana posterior al resultado de las elecciones Primarias, Abiertas, Simultáneas y Obligatorias en Argentina, la empresa sufre de un shock negativo motivado por una nueva devaluación del peso argentino y la promulgación del Decreto de Necesidad y Urgencia N° 566/2019 que en su primer artículo establece el precio de venta del petróleo crudo entre las empresas productoras y refinadoras de 59 USD por barril, pero adicionalmente fijando un tipo de cambio para de 46,63 pesos por USD para la transacción (en promedio un precio 26% inferior al de mercado). El descuento que VISTA percibía sobre el precio BRENT pasó de promediar un -9% a un -23% durante la segunda mitad del 2019. Los márgenes de rentabilidad del 2019 señalan que VISTA, al concentrar el 99% de sus activos en Argentina, está sometida a un riesgo local que le resta valor frente a otras empresas de la industria.

**Gráfico N° 25: EBITDAX, resultado neto y precio promedio de venta de petróleo de VISTA por trimestre**



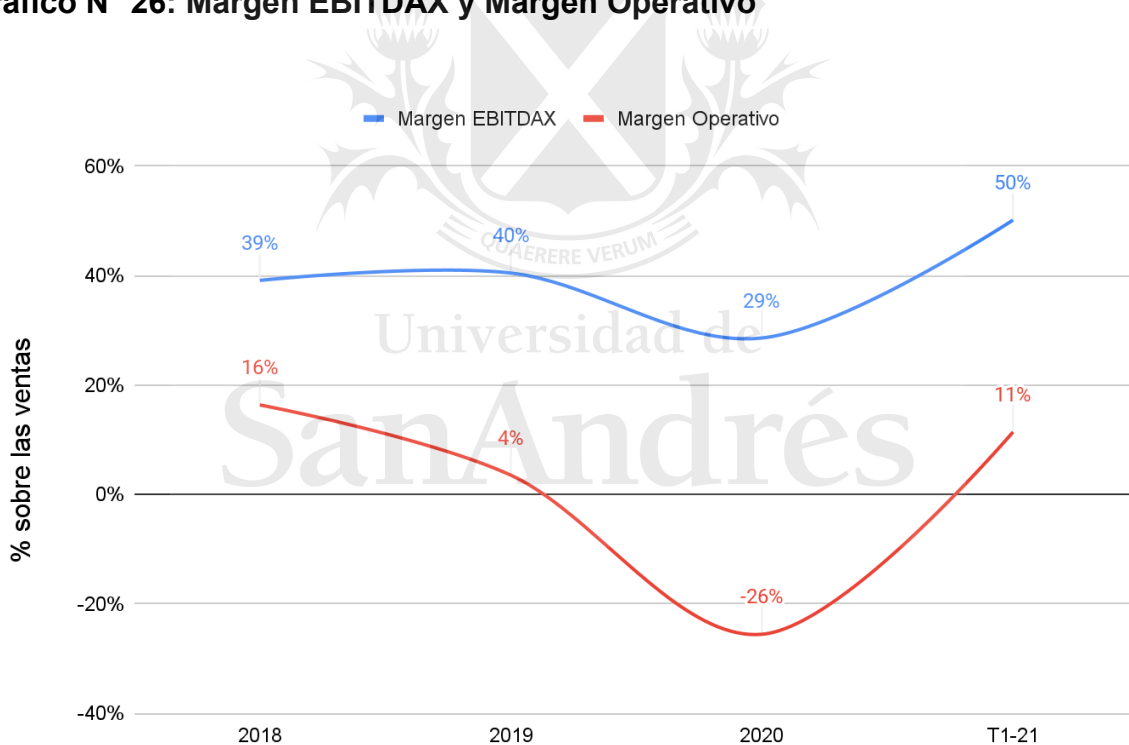
Fuente: Elaboración propia en base a datos de los Estados Financieros Intermedios de VISTA

Desafortunadamente para VISTA, finalizado el shock negativo del 2019, se suma la crisis del COVID19, la cual si bien afectó a la mayoría de las industrias del mundo, la del petróleo y gas fue una de las más golpeadas. La caída en las ventas de combustibles líquidos por una drástica reducción de la movilidad de las personas

generó que durante el 2020, además de enfrentarse a un escenario de precios con mínimos históricos (llegando los futuros del WTI a valores negativos), tenga que tomar la decisión de cerrar pozos productores por no disponer comprador para su oferta.

Comparando los dos márgenes de rentabilidad en proporción a los ingresos más utilizados, mediante el gráfico N° 26 podemos observar que la proporción del EBITDAX se mantuvo en torno a los 40% durante los dos primeros años, sufriendo una gran caída durante el inicio de la pandemia, pero pudiendo revertir la tendencia hasta alcanzar un máximo durante el último trimestre reportado. Analizando la rentabilidad mediante la utilización del margen operativo se observa la importancia de los costos de capital, ya que al considerarlos, el margen de la empresa se vuelve considerablemente más sensible con respecto al nivel de ingresos de la compañía, mostrando así que con un nivel de precios similar al de la pandemia la empresa deja de ser rentable.

**Gráfico N° 26: Margen EBITDAX y Margen Operativo**



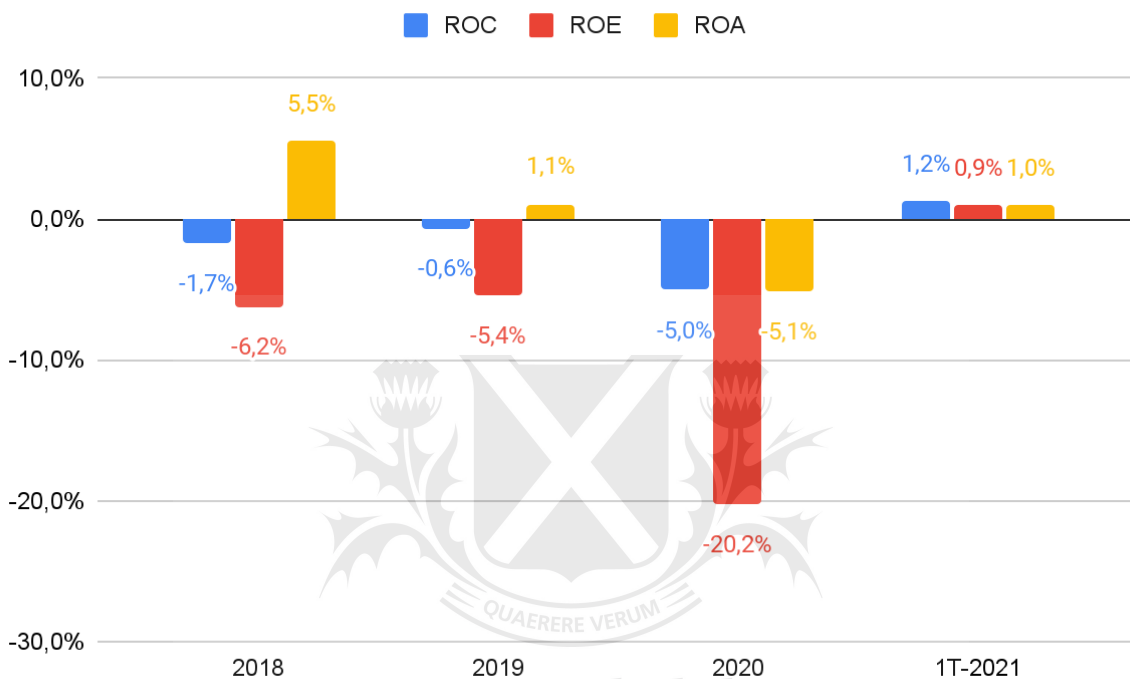
Fuente: Elaboración propia en base a datos de los Estados Financieros Intermedios de VISTA

Si bien el margen EBITDAX y el margen operativo nos aportan datos sobre la rentabilidad asociada a las ventas, es importante observar otros indicadores que nos muestran el retorno de la compañía en relación con otras variables, tales como los activos, el capital accionario o el capital total.

A partir del gráfico N° 27 se puede observar que desde el inicio de sus operaciones, sin considerar el año 2020, el ROC tiene una tendencia creciente. En cuanto a la

rentabilidad de sus activos, el primer trimestre del 2021 pudo quebrar la tendencia negativa producto de la caída en los precios de las ventas. De todas formas, parecería que el retorno sobre el capital todavía se encuentra lejos del Costo del Capital promedio de la compañía (el cual se calculará en el próximo capítulo), por lo que la empresa por el momento no estaría generando valor.

**Gráfico N° 27: ROC, ROE y ROA**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de los Estados Financieros Intermedios de VISTA

Es importante señalar que para el cálculo del ROC, restamos el escudo fiscal de los pagos de intereses con el fin de asumir cuánto habría ganado VISTA si se hubiera financiado totalmente con capital societario. Este ajuste es útil al comparar la rentabilidad de empresas con estructuras de capital diferentes.

Al no incluir en el ROE el escudo fiscal por el pago de intereses, dado que el presente indicador contempla cuánto valor genera la compañía por cada dólar aportado por sus accionistas, observamos como en sus primeros años la empresa viene licuando dicho capital. La pérdida sería aún mayor si se la compara con el costo promedio del capital privado.

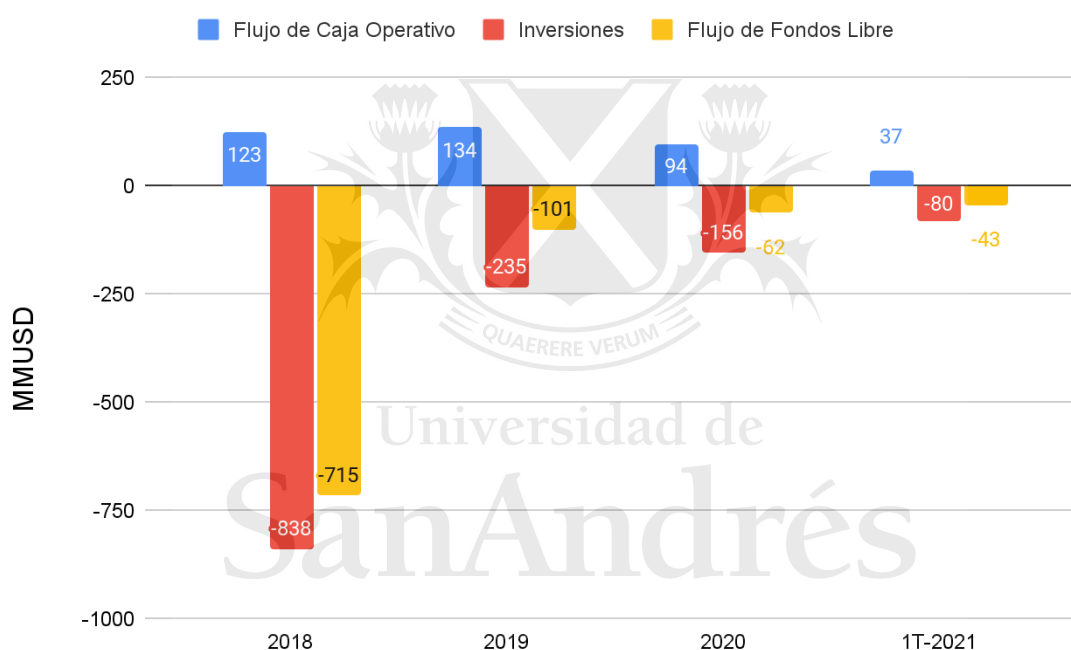
En resumen, a partir de los márgenes de rentabilidad, podemos concluir que si bien en términos operativos VISTA suele ser una empresa rentable, actualmente se encuentra lejos de generar valor como compañía, principalmente por incurrir en costos excepcionales en su inicio de actividad y dos shocks negativos que afectaron sus ingresos en los años posteriores.



## 3.2 Flujo de Fondos

Posterior a las inversiones iniciales que VISTA realiza en su Combinación Inicial de Negocios a inicios del 2018, pese a no alcanzar utilidades netas positivas, la empresa pudo mantener un flujo de caja operativo (FCO) positivo constante durante el desarrollo de sus actividades. No obstante, al tener para sus primeros años una estrategia agresiva en lo que respecta a su política de inversiones de unos 1700 millones de USD hasta 2023 (principalmente para el desarrollo no convencional de Bajada del Palo Oeste), adicional a los fondos provenientes de sus operaciones, VISTA necesita financiar una parte importante de su plan en los mercados de créditos.

**Gráfico N° 28: Inversiones, flujo de caja operativo y flujo de fondos libres**



Fuente: Elaboración propia en base a notas de resultados y reportes 20-F de VISTA

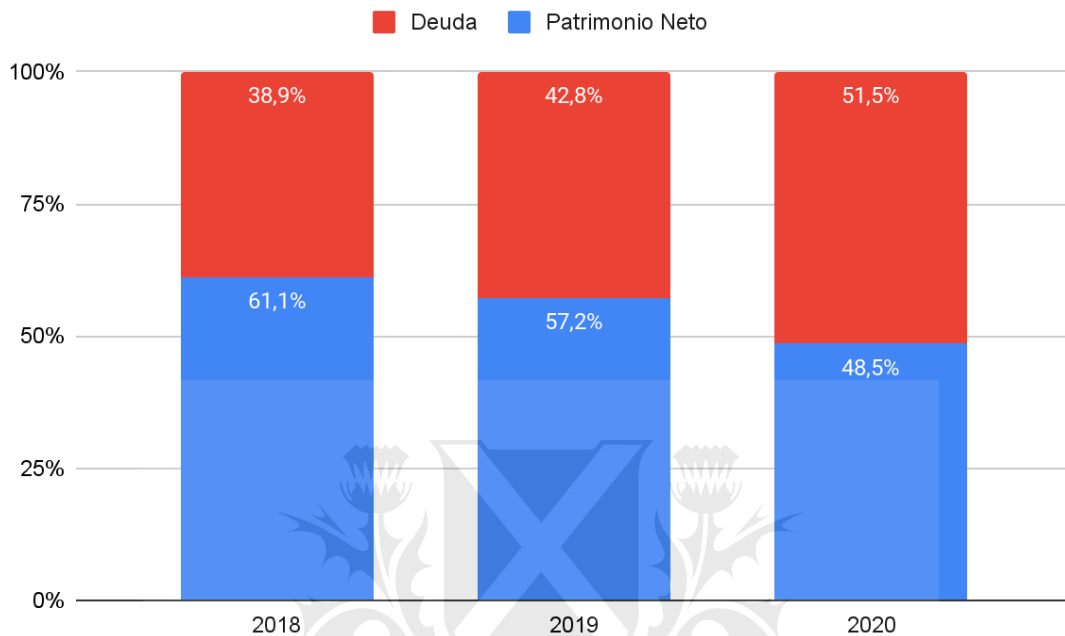
Por dicho motivo, como se puede observar en el gráfico N° 28, el nivel de inversión supera ampliamente a su FCO, generando permanentemente un flujo de fondos libres negativo. No obstante, por los efectos de la pandemia, para el 2020 la compañía tuvo que reducir sus niveles de inversión, retomando el sendero anterior durante el 2021.

## 3.3 Estructura de capital, endeudamiento, cobertura y liquidez

Al cierre del 2020, VISTA presenta una sólida posición de caja de efectivo 202,9 millones de USD, pudiendo cubrir con dicho monto el total de la deuda financiera de

corto plazo, la cual suma unos 190 millones de USD. Incorporando la deuda financiera de largo plazo, la deuda total de la compañía alcanza unos 539 millones de USD, resultando una deuda neta de 336,8 millones de USD.

### Gráfico N° 29: Evolución de la Estructura de Capital



Fuente: Elaboración propia en base a los reportes 20-F de VISTA

Si bien, como se mencionó anteriormente, prácticamente desde su constitución que VISTA no pudo generar un crecimiento en su patrimonio neto de manera orgánica, la empresa ha demostrado muy buen acceso a los mercados de créditos emitiendo Obligaciones Negociables sin garantías en el mercado argentino por más de 300 millones de USD y acciones en los Estados Unidos por 101 millones de USD en 2019.

La calificación de la deuda emitida por la filial local de la compañía VISTA al 2021 es AA-, sin calificar por debajo del rótulo de investment grade desde sus primeras emisiones, lo cual la posiciona como una empresa de calidad en términos crediticios (Fix Scr, 2021).

**Tabla N° 2: Ratios de Endeudamiento Financiero**

<b>Endeudamiento MMUSD</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Deuda Total/FCO	2,48	3,36	5,76
Deuda Total/EBITDA	2,35	2,68	6,89
Deuda Neta/EBITDA	1,73	1,14	4,30
Deuda Corto Plazo/Deuda Total	3,4%	13,8%	35,2%
Deuda Total/Reservas Probadas	3,89	1,88	2,63

Fuente: Elaboración propia en base a los reportes 20-F de VISTA

Más allá de la calificación crediticia, el efecto de la pandemia generó un fuerte empeoramiento en los ratios de endeudamiento financiero de la compañía. El ratio deuda financiera total/flujo de caja operativo aumentó de 2,5x a 5,8x en el año 2020. Si se analiza la deuda en relación con el EBITDA, los ratios empeoran aún más, aumentando de 2,3x a 6,9x la Deuda Total/EBITDA y de 1,7x a 4,3x la Deuda Neta/EBITDA. También hay un deterioro en el perfil de los vencimientos, representando la deuda de corto plazo un 35,2% en relación con la deuda total. No obstante, la relación de la deuda financiera total sobre las reservas probadas mejoró considerablemente comparado con el 2018.

**Tabla N° 3: Ratios de Cobertura**

<b>Cobertura</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
EBITDA/intereses financieros brutos	8,23	4,93	1,63
FCO/intereses financieros brutos	7,80	3,93	1,96
EBITDA/Servicios de Deuda <sup>9</sup>	4,97	1,74	0,33

Fuente: Elaboración propia en base a los reportes 20-F de VISTA

Al aumentar la deuda en mayor relación que el EBITDA y el flujo de caja operativo durante el 2019, los ratios de cobertura se redujeron considerablemente, pasando el ratio EBITDA/intereses de 8,2x a 4,9x y el FCO de 7,8x a 3,9x. Durante el 2020 los ratios vuelven a caer, y sumado a un menor plazo en el vencimiento de la deuda, el ratio EBITDA/Servicios de Deuda cae a valores menores a 1x, mostrando necesidades de refinanciamiento para el 2021.

En cuanto a los ratios de liquidez, la empresa tuvo una gran mejora durante el año 2019 con una fuerte reversión de la misma durante el 2020. Por una fuerte posición

<sup>9</sup> Servicios de deuda: Intereses financieros brutos + deuda de corto plazo

en efectivo y equivalente de efectivo en relación a sus pasivos corrientes durante el 2019, el ratio capital de trabajo/activos pasó de un 4,7% en 2018 a un 13%, el ratio corriente de 0,39x a 0,63x y el test ácido de 1,2x a 1,8x. Si bien a fin del 2019 podría haber parecido excesivo el posicionamiento en efectivo de la compañía, la caída de las ventas durante el 2020 consumieron gran parte del exceso de liquidez, empeorando la totalidad de los ratios, llevando a valores negativos el ratio de capital de trabajo/activos y a valores menores a 1 el test ácido, lo indica que necesita extender el perfil de vencimiento de la deuda de corto plazo o conseguir financiamiento para sus compromisos en el corto plazo.

**Tabla N° 4: Ratios de liquidez**

Liquidez	2018	2019	2020
Capital de trabajo/Activos Totales	4,70%	12,96%	-4,80%
Ratio corriente	1,38	1,93	0,80
Test ácido	1,24	1,83	0,76

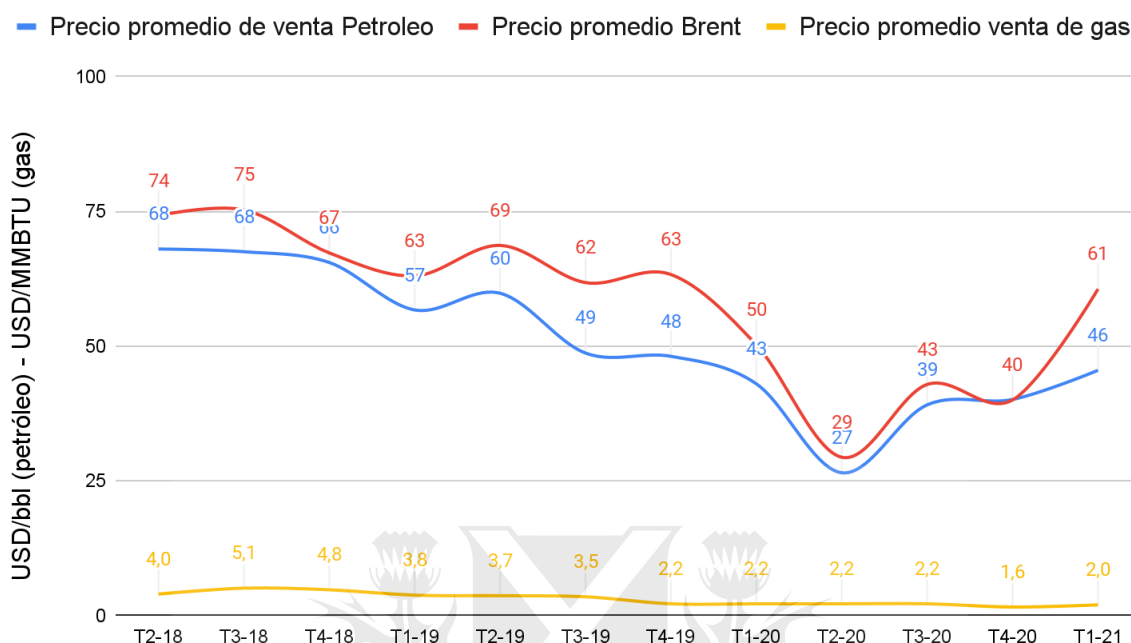
Fuente: Elaboración propia en base a los reportes 20-F de VISTA

### 3.4 Ingresos y costos operativos

Dada la importancia del margen operativo para la valuación, a continuación se realizará un desglose de sus principales componentes: los precios de venta y los costos incurridos.

Siendo el petróleo producido por VISTA un bien transable (pueden consumirse localmente, exportarse o importarse sin grandes restricciones), por un principio de arbitraje, su precio tiende a correlacionar con un precio internacional de referencia como el Brent, con una diferencia promedio de 6 USD/bbl. No obstante, como se mencionó anteriormente, durante los últimos dos trimestres del 2019 decisiones arbitrarias del poder ejecutivo en Argentina afectaron dicha relación, obligando a vender el producto localmente a un precio determinado. Finalizado el decreto, si bien volvieron a emparejarse los precios locales con los internacionales, los mismos tendieron a la baja por la crisis del coronavirus. Si bien durante el primer trimestre del 2021 los precios internacionales recuperaron niveles pre pandemia, el promedio de VISTA crece a un ritmo más lento porque el 54% del petróleo fue vendido localmente, donde el precio operado todavía dista del internacional (VISTA - Nota de Resultados 1T 2021).

### Gráfico N° 30: Precios de venta petróleo y gas VISTA vs Precio Brent por trimestre



Fuente: Elaboración propia en base a datos de los Estados Financieros Intermedios de VISTA y datos de indexmundi.com

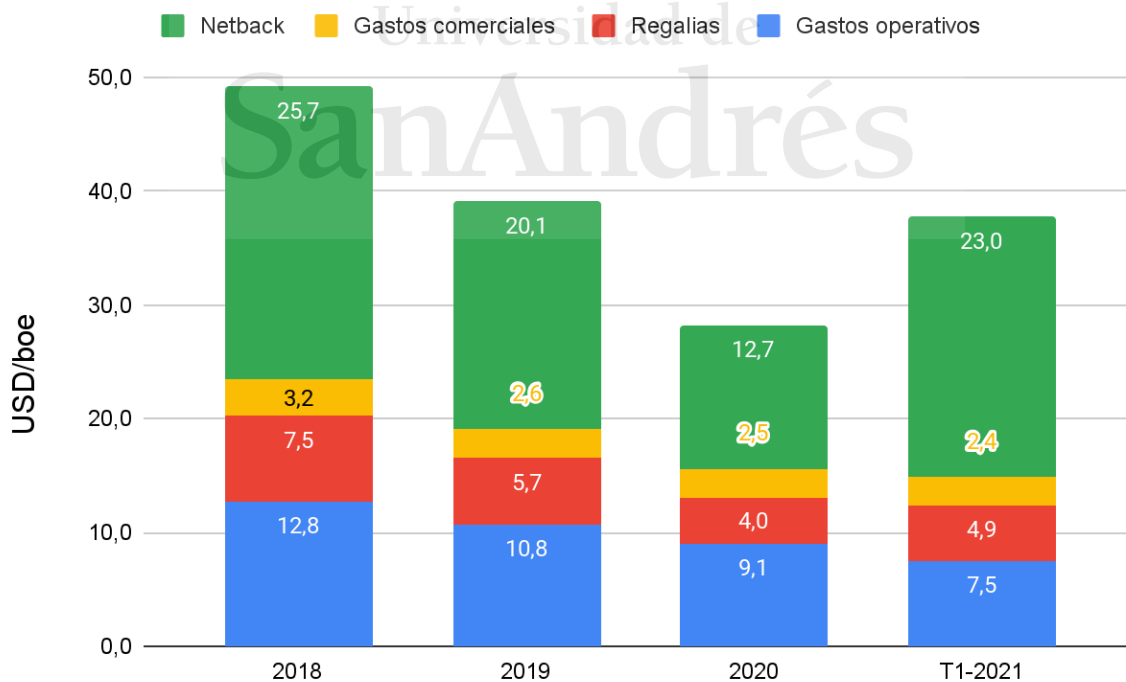
En lo que respecta al precio del gas natural, en Argentina la situación suele ser contraria a la del petróleo, ya que dicho producto no es un bien transable. Un excedente de producción en relación con la demanda local difícilmente pueda ser exportado (únicamente a países limítrofes que disponen de gasoductos), ya que el país no cuenta con una planta de licuefacción que permita transformar el gas natural en gas natural licuado (GNL) para poder transportar hidrocarburos por vía marítima. Adicionalmente, su precio tiene un fuerte componente estacional, ya que en periodos de bajas temperaturas, la demanda por parte de las empresas de distribución de gas y del segmento de generación de energía eléctrica suele aumentar de forma considerable. Por otro lado, con el fin de coordinar la oferta y demanda local, el Estado Nacional Argentino en su carácter de regulador, generó en 2018 un esquema de incentivos sobre los precios de venta de gas excesivamente favorable para los operadores de gas no convencional, generando rápidamente una sobre oferta y consecuente baja de precios.

En resumen, más allá de la coyuntura por el lado del petróleo es importante observar la tendencia internacional, mientras que para el gas natural los supuestos deberán hacerse sobre la oferta y demanda local, la cual dependerá de las políticas del poder ejecutivo para fomentar la producción.

Analizando los costos, desde el inicio de sus operaciones, la firma VISTA se encuentra mejorando la eficiencia en sus operaciones. Los gastos operativos por barril equivalente de petróleo (denominados “lifting cost” en la industria del petróleo y gas) que durante el 2018 promediaron los 12,8 USD/boe, en el 2020 fueron de apenas 9,1 USD/boe. Tras un incremento considerable en la producción, el primer trimestre del 2021 cerró con gastos operativos aún más bajos, promediando apenas 7,5 USD/boe (una reducción del 41% comparado con el 2018).

Una métrica tradicionalmente utilizada en la industria del petróleo y gas para comparar la eficiencia operativa de distintas compañías es el netback, que se define como el valor en efectivo por unidad de reserva producida (Radke, 1995). Su cálculo parte de los ingresos y luego resta los costos de producción, transporte, comercialización y otros costos de llevar el petróleo y el gas al mercado; dividiendo dicha suma por la cantidad de boe extraídos en dicho periodo (CFI, 2019). A partir del gráfico N° 31, se observa que durante 2018 VISTA tuvo su mayor netback, alcanzando los 25,7 USD/boe producto a un mayor precio promedio de venta en lo que respecta al petróleo y gas. Si bien los precios de las ventas durante el último trimestre es un 24% inferior al del 2018, a partir de una reducción en los costos operativos y comerciales, logró recomponer gran parte del netback siendo 8% al de dicho año. Es importante señalar que las regalías suelen ajustarse automáticamente, ya que dependen del precio de venta.

**Gráfico N° 31: Evolución del netback de VISTA**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de los Estados Financieros Intermedios de VISTA

### 3.5 Eficiencia en Gastos de Capital

Si bien el netback es una parte fundamental para entender la eficiencia de los costos operativos, tal como se mencionó en el análisis del flujo de fondos de la compañía, VISTA planea desarrollar una fuerte política de inversiones, por lo que es fundamental observar la evolución de la eficiencia en lo que respecta a los gastos de capital.

Las erogaciones de capital le permitieron a la empresa aumentar de forma considerable sus reservas, logrando un promedio en el índice de reemplazo del 350% durante sus primeros 3 años, duplicando el índice de vida de las reservas.

**Tabla N° 5: Evolución de reservas probadas VISTA**

Reservas Probadas	2018	2019	2020
Reservas inicio de año MMboe	52,2	57,6	101,8
Adiciones MMboe	14,3	54,8	36,1
Producción MMboe	-8,9	-10,6	-9,7
Reservas fin de año MMboe	57,6	101,8	128,2
Índice de reemplazo de reservas	161%	517%	372%
Índice de vida de las reservas	6,5	9,6	13,2

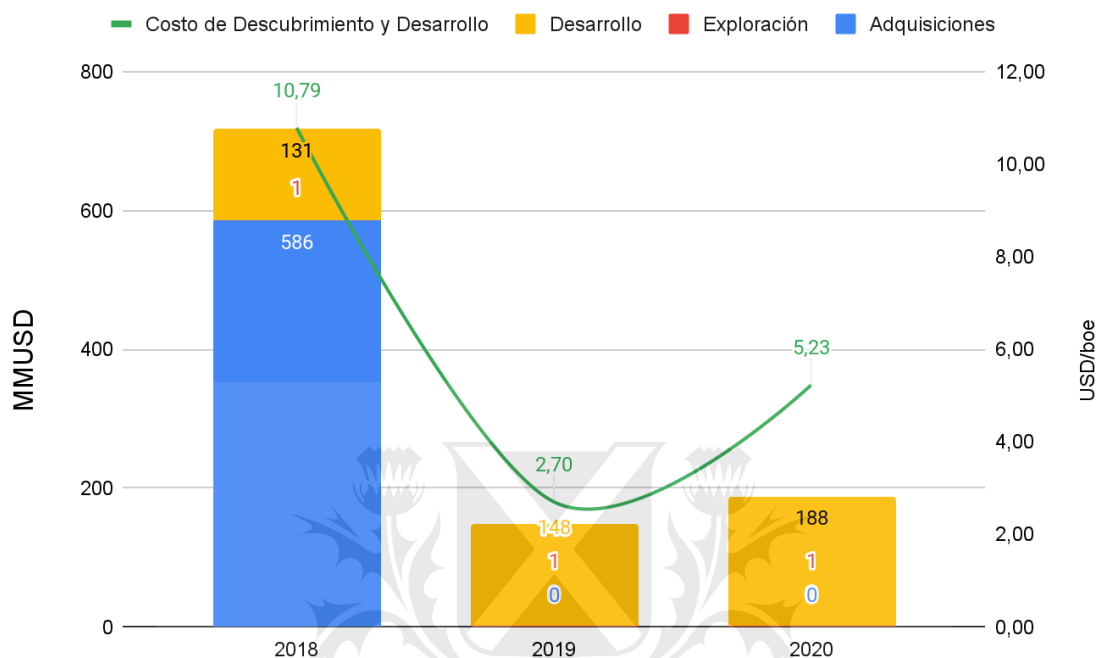
Fuente: Elaboración propia en base a notas de resultados de VISTA

No obstante, para analizar la eficiencia, además de contabilizar los volúmenes de reservas incorporados, es necesario poner dicho valor en perspectiva del costo incurrido. Para tal fin, dentro de la industria del petróleo y gas se suele utilizar como métrica el Costo de Descubrimiento y Desarrollo (F&D o Finding and Development Cost), que consta de dividir las inversiones destinadas a adquisiciones, exploración y desarrollo por la cantidad de reservas probadas que se incorporaron en un año determinado (Byrd, et al., 1985).

Como se puede observar en el gráfico N° 32, el descubrimiento y desarrollo de las reservas probadas de VISTA se debe exclusivamente a las inversiones en adquisiciones y gastos de desarrollo, ya que la compañía no realizó importantes gastos en materia de exploración. Por otro lado, el costo de descubrimiento y desarrollo de las reservas probadas durante el 2018 fue inicialmente alto, ya que en su Combinación Inicial de Negocios VISTA pagó 11,2 USD/boe de reserva probada. De todas formas, dado el potencial de las áreas adquiridas, en los años siguientes la

empresa pudo incorporar reservas por un promedio de 4 USD/boe durante el período 2019-2020.

### Gráfico N° 32: Costo de descubrimiento y desarrollo de reservas probadas e inversiones adquisiciones, exploración y desarrollo de VISTA



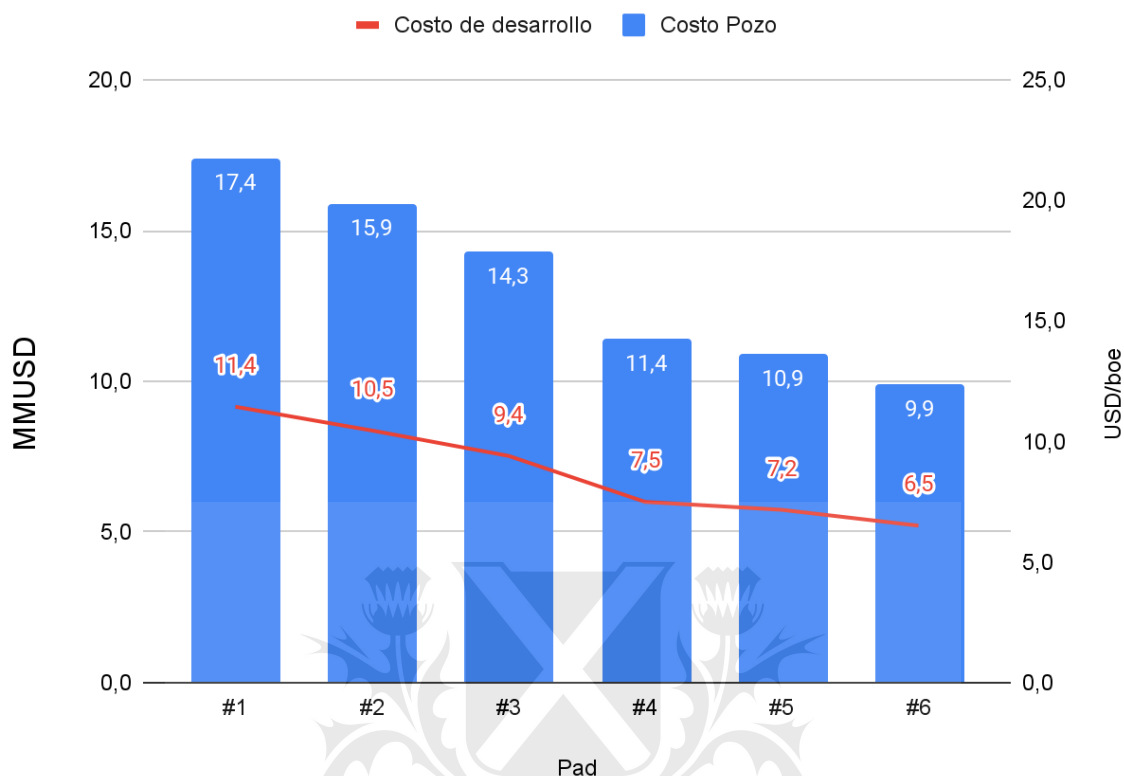
Fuente: Elaboración propia en base a notas de resultados y reportes 20-F de VISTA

Un indicador menos utilizado a nivel general, pero más importante en referencia a los ejercicios de valuación que se realizarán posteriormente, es el costo de desarrollo. A diferencia de la métrica anterior, en lugar de comparar todo el gasto de la compañía asociado al incremento de reservas probadas, el costo de desarrollo suele medirse a partir del total de reservas probadas desarrolladas que agrega un tipo de pozo específico en relación a su costo de perforación y completación.

El gráfico N° 33 señala la curva de aprendizaje de VISTA en lo que respecta a los costos de perforación y completación de los pozos en su principal activo dentro de Vaca Muerta. Una reducción de 7,5 millones de USD en el costo pozo generó que el costo de disponer un barril de reserva probada y desarrollada pase de 11,4 USD en los primeros cuatro pozos a 6,5 en los últimos cuatro. Esta reducción de gastos será importante a la hora de proyectar los costos en el ejercicio de valuación de la compañía.



**Gráfico N° 33: Costo de perforación y completación promedio por pozo<sup>10</sup> en Bajada del Palo Oeste y costo de desarrollo según Pad**



Fuente: Elaboración propia en base a presentación de ganancias de VISTA 4T-20

### 3.6 Análisis comparativo

Con el fin de observar los ratios financieros y operativos en términos relativos con la industria, se seleccionaron tres empresas de características similares a VISTA en lo que respecta a los siguientes criterios:

1. Que operen en el upstream y no se encuentren integradas verticalmente.
2. Independientes, con una producción diaria inferior a 50 Mboe/día.
3. Más del 75% de los ingresos provenientes del petróleo crudo
4. Con capital accionario cotizando en la bolsa y balances públicos

A partir de dichos filtros, las firmas elegidas fueron Geopark, Gran Tierra, Frontera y Parex Resources.

Si bien la rentabilidad de VISTA fue considerablemente inferior en comparación con Parex (mejor desempeño entre las seleccionadas), su performance fue superior al

<sup>10</sup> El costo del pozo se encuentra estandarizado para un diseño de 2800 metros de rama lateral y 47 etapas de fractura por pozo. La curva tipo de VISTA para dicho diseño de pozo posee una EUR de 1,52 MMboe

resto de las empresas. Siendo el 2020 un año de crisis global, como métricas de rentabilidad se utilizó tanto el EBITDA como el EBITDA Ajustado, el cual no considera ingresos y egresos extraordinarios. A diferencia de Geopark, Gran Tierra y Frontera, VISTA pudo cerrar el balance con un EBITDA positivo y un margen cercano al 30% (segundo mejor desempeño entre comparables) y un EBITDA Ajustado de 32%. Si bien tanto el Margen Operativo como el ROE de VISTA fueron negativos, sin considerar a Parex, se encuentra varios puntos arriba del promedio (14 y 164 puntos porcentuales respectivamente).

Dejando de lado a Parex, cuya totalidad del patrimonio es capital propio, VISTA muestra buenos ratios de endeudamiento y cobertura en comparación con el promedio de empresas similares, conservando un ratio de Deuda/Patrimonio cercano a 1 y apenas 2,6 USD/boe en el ratio Deuda/Reservas comparado con una media de 8,1 para el resto de las empresas. Si bien el EBITDA de VISTA se contrajo bastante, a diferencia de Geopark y Gran Tierra, pudo conservar un ratio de cobertura de intereses superior a uno.

En lo que respecta a métricas operativas de la industria, VISTA tuvo un muy buen desempeño en lo que respecta a la incorporación de reservas, siendo la única firma cuya incorporación de reservas superó su producción anual de hidrocarburos. Su ratio de reemplazo de reservas más que triplica al de Frontera, empresa con el segundo mejor indicador. Adicionalmente, el índice de vida útil duplica al promedio de las empresas comparables.

VISTA tiene mucho por mejorar sobre sus costos operativos, ya que a similares precios de las ventas que el resto de las compañías, su Netback fue considerablemente inferior durante el 2020. No obstante, posee un buen indicador en lo que respecta al costo de descubrir y desarrollar reservas (solo superado por Geopark).

**Tabla N° 6: Análisis comparativo de métricas de rentabilidad, endeudamiento y cobertura y operativas. Año 2020.**

Empresas	Vista	Geopark	Gran Tierra	Frontera	Parex
<b>Rentabilidad</b>					
Ventas MMUSD	274	394	238	658	588
Ventas USD/boe	28	27	29	38	35
EBITDAX MMUSD	80	-12	-639	-151	291
Margen EBITDAX	29%	-3%	-269%	-23%	50%
Adj EBITDAX MMUSD	88	22	85	9	378
Margen Adj EBITDAX	32%	6%	36%	1%	64%
Margen Operativo	-19%	-28%	-32%	-38%	34%
ROE	-22,4%	N.A. <sup>11</sup>	-302,7%	-70,7%	7,4%
<b>Endeudamiento y cobertura</b>					
Deuda Total/Patrimonio Neto	106%	N.A.	301%	76%	0%
Deuda Total/EBITDA	6,9	35,1	9,1	56,9	0,0
Deuda Neta/EBITDA	4,3	26,1	8,9	30,3	0,0
Deuda Total/Reservas Probadas	2,6	7,2	11,9	5,3	0,0
EBITDA/intereses financieros	1,6	0,59	1,6	0,3	N.A. <sup>12</sup>
<b>Métricas Operativas</b>					
Reservas desarrolladas MMboe	53	59	39	29	64
Reservas P1 MMboe	128	109	65	102	113
Reservas desarrolladas/P1	42%	54%	60%	28%	57%
Producción boe/día	26.594	40.192	22.624	47.800	46.518
Índice de vida de reservas años	13,2	7,5	7,9	5,9	6,6
Ratio Reemplazo de reservas	372%	85%	56%	99%	62%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de los Centros de Analistas e Información para Inversores de las empresas seleccionadas.

<sup>11</sup> Geopark cerró el año 2020 con un patrimonio neto negativo, lo cual no permite el cálculo del ROE y la deuda neta sobre el patrimonio neto.

<sup>12</sup> Por política corporativa, Parex no financia sus inversiones con deuda de largo plazo, por lo que no se puede calcular el ratio EBITDA/intereses

## 4. Valuación por Net Asset Value

El análisis financiero fundamental, cree que mediante un análisis de la compañía se puede determinar el valor intrínseco de su capital accionario. Los analistas y managers que realizan este tipo de estudio argumentan que la habilidad de estimar la diferencia entre el valor intrínseco y los precios de mercado les permite superar los rendimientos promedio del mercado, manteniendo así los mercados algo eficientes al mismo tiempo que crean valor para sus clientes (Fabozzi F., Focardi S. y Jonas C., 2017).

Dicho tipo de análisis generalmente utiliza tres enfoques diferentes para valorar una compañía:

1. El enfoque de ingresos, que intenta estimar el valor presente del flujo de caja futuro de la empresa (DCF)
2. El enfoque de activos, que establece el valor intrínseco de una firma a partir del valor de sus activos existentes
3. El enfoque de mercado, el cual generalmente utiliza información de mercado de empresas similares con el fin de crear métricas que permitan determinar el valor de una compañía particular.

Para la industria del petróleo y gas, sobre todo en empresas que se dedican exclusivamente a la exploración y producción de hidrocarburos, el enfoque de ingresos suele descartarse dada la dificultad de asumir un valor a perpetuidad para el negocio de extracción de recursos naturales no renovables.

Por dicho motivo, en el presente capítulo se evaluará la empresa VISTA desde el segundo de los enfoques, utilizando la metodología de Valor Neto de los Activos (en adelante NAV, por su sigla en inglés: Net Asset Value). El enfoque de mercado será utilizado en el capítulo siguiente del presente trabajo.

Es importante señalar que la metodología de NAV asume que la empresa no incorporará reservas de hidrocarburos en un futuro, ya sea por una campaña de exploración exitosa o por la compra de nuevos activos.

Si bien el supuesto de no incorporación de reservas podría generar una subvaluación de la compañía, con respecto a la compra de reservas a otras operadoras, para que hipotéticas transacciones de dicha naturaleza agregue valor para ambas partes (condición necesaria para que se realice un acuerdo), habría que suponer que permanentemente VISTA opere con costos inferiores a los de las empresas vendedoras o las demás empresas poseen siempre un portafolio de activos más rentable en relación a VISTA (dos supuestos fuertes como para proyectar a perpetuidad en una metodología de DCF). En relación a una campaña

de exploración exitosa, la mayoría de los activos de VISTA se encuentran en yacimientos maduros, motivo por el cual se considera baja la probabilidad de ocurrencia de dicho evento.

Se cree que podría existir una fuente de valor no considerada en el modelo en el caso de que VISTA posea una importante cantidad de recursos que por sus costos actuales de extracción no pueden ser catalogados como reservas, pero que de realizarse una mejora en el futuro los mismos cambien de categoría, incrementando así las reservas disponibles.

## 4.1 Metodología

A diferencia de la metodología de flujo de fondos descontados tradicionalmente utilizada en el análisis fundamental, en donde se realiza una proyección de los fondos por una ventana de 5 a 10 años y luego se estima la tasa de crecimiento a perpetuidad con el fin de aproximar un valor terminal para la compañía, el NAV primero busca determinar el valor actual de los activos a partir de su flujo de fondo futuro. En el caso de una empresa de exploración y producción de hidrocarburos, el último periodo lo define el agotamiento de las reservas o final del permiso de explotación.

Una vez determinado el valor presente de los activos, se restan los pasivos actuales de la compañía. Al valor resultante se lo divide por la cantidad de acciones emitidas para obtener así su precio intrínseco a fin de poder compararlo con su valor de mercado.

Para calcular el valor presente de los activos, se utilizará la siguiente fórmula:

$$NAV = \sum_{t=0}^N \frac{FF_t}{(1+r)^t}$$

Donde:

$FF_t$  = Flujo de Fondos en el tiempo t

N : Fin de Reservas o final de concesión

t=0 : Año 2021

r: Tasa de descuento

El Flujo de Fondos se calculará como la producción de hidrocarburos multiplicada por su precio correspondiente restada de: los costos de operación (OPEX), Gastos de Capital (CAPEX), Regalías, Ingresos Brutos, Retenciones a las Exportaciones e Impuesto a las Ganancias para cada período del tiempo. En el último año del Flujo de Fondos de los activos se imputarán los costos de abandono de pozos exigidos por las normas medioambientales.

Finalmente, al flujo de fondos se lo descontará por una tasa de descuento, la cual representará el costo de capital promedio (WACC) de la compañía y será calculada previo a la presentación de los resultados de la valuación

Para realizar el presente modelo, es necesario determinar los siguientes parámetros y variables:

1. Precios de venta futuros
2. Reservas disponibles y nivel de producción
3. Costos operativos por barril producido
4. Costos de capital para el desarrollo y producción de reservas
5. Tasas impositivas
6. Costos de abandono
7. Costo de capital promedio

De las mencionadas variables, las reservas disponibles, los niveles de producción, las necesidades de capital y los costos de abandono varían en función del tipo de activo. Por dicho motivo, posterior a las estimaciones de los precios de venta futuros, se describirán los diferentes datos y metodologías a utilizar en activos no convencionales y convencionales. Posterior al valor de los activos y la tasa de descuento, se consolidará la información para relativizar el precio intrínseco de la acción con los valores actuales de mercado

## 4.2 Precios de Venta

Debido a la calidad API del crudo, en condiciones normales de mercado VISTA suele recibir un descuento promedio del 12% sobre el precio del Brent para su petróleo no convencional (30° a 40° gravedad API) y no recibe descuento en lo que respecta a su producción convencional (38° gravedad API).

A partir de dichos valores, se proyecta el precio de venta futuro del petróleo Brent, estimado a partir del análisis de la industria global realizado en el segundo capítulo del presente trabajo.

Relacionando las proyecciones de la demanda para los próximos 30 años con la oferta disponible, si bien bajo las condiciones actuales no se ve probable un escenario de alta escasez que eleve los precios internacionales a nuevos máximos históricos, se estima que la propia pendiente positiva de la curva de oferta de hidrocarburos generará un incremento gradual en los precios internacionales de mercado, cuya tasa de crecimiento dependerá de la evolución de la economía global y de la velocidad de transición a energías limpias.

Para construir diferentes escenarios de precios internacionales, se utilizaron las proyecciones realizadas por el Departamento de Energía de los Estados Unidos (EIA en adelante) a partir de los informes Short-Term Energy Outlook y Annual Energy Outlook with projections to 2050 (2021).

En el caso del petróleo, el Short-Term Energy Outlook de el EIA señala que al cierre del primer trimestre del 2021 los precios spot del petróleo crudo Brent promediaron 65 USD/bbl, 3 USD/bbl más que a inicio del año y 33 USD/bbl adicionales comparado con marzo de 2020, el inicio de la pandemia de COVID-19. El aumento de los precios del Brent del 2021 refleja las expectativas de un aumento de la demanda de petróleo, ya que tanto las tasas de vacunación COVID-19 como la actividad económica mundial se encuentra en aumento, junto los límites de producción de petróleo establecidos por los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo y países socios (OPEP+). Adicionalmente, la EIA pronostica que en el segundo trimestre de 2021 los precios del Brent promediaron los 65 USD/bbl, 61 USD/bbl durante la segunda mitad de 2021 y 60 USD/bbl en 2022.

Posterior al año 2022, el EIA proyecta un escenario de referencia para los precios de largo plazo, el cual se tomará como el escenario más probable (o base) en el presente trabajo. Dicho escenario se basa en las tendencias económicas y demográficas reflejadas en las opiniones de diferentes pronosticadores especialistas en cada materia, asume las leyes y regulaciones vigentes que afectan la energía del sector y supone una mejora en las tecnologías conocidas de producción, suministro y consumo de energía. Adicionalmente, el escenario de referencia -similar a la tendencia actual del Energy Outlook de British Petroleum- asume que tanto la demanda global como la oferta global se incrementará levemente durante los próximos años debido a un crecimiento en la cantidad de vehículos, pero con una leve tendencia a las energías limpias para el transporte en el caso de los países desarrollados.

Adicionalmente, el EIA aplica ocho simulaciones de sensibilidad en base a los siguientes criterios:

1. Crecimiento económico
2. Precio del petróleo
3. Oferta de petróleo y Gas
4. Costo de las Energías Renovables

Para el propósito de la valuación de los activos de VISTA, de las ocho simulaciones se tomarán dos, con el fin de simular un escenario optimista y otro pesimista.

Como escenario pesimista, se utilizará el caso del precio bajo del petróleo, por representar de mejor manera una acelerada transición a las demandas limpias en lo

que respecta a la demanda global de hidrocarburos. En el escenario pesimista, la baja demanda de petróleo se produce como resultado de los siguientes supuestos:

- Crecimiento económico relativamente lento en comparación con las tendencias históricas, especialmente en los países fuera de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).
- Reducción del consumo en los países desarrollados como resultado de la adopción de tecnologías más eficientes, la ampliación de los estándares corporativos de economía de combustible promedio (CAFE), la reducción de la demanda de viajes y el aumento del consumo de gas natural o electricidad.
- Mejoras en la eficiencia en las industrias no manufactureras en los países no pertenecientes a la OCDE
- Cambio de combustible industrial, pasando de combustibles líquidos a materias primas de gas natural para la producción de metanol y amoníaco

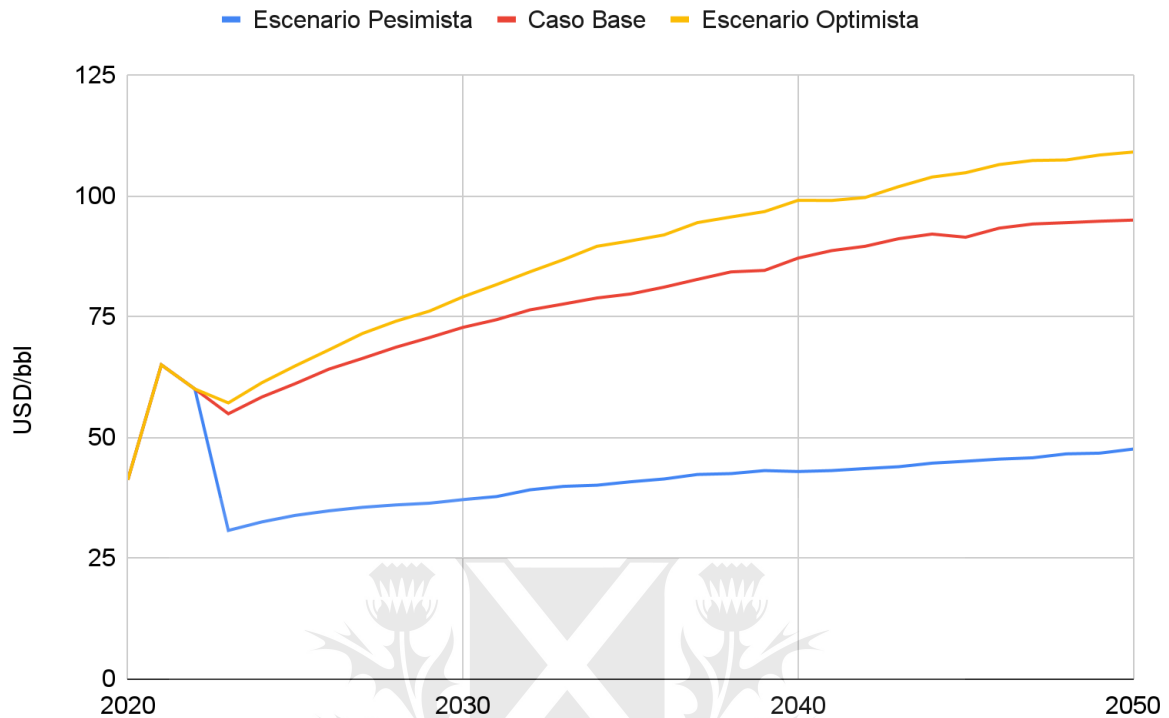
En lo que respecta al escenario optimista del precio de largo plazo para el Brent, en lugar de considerar un escenario de precios altos (el cual toma supuestos contrarios a escenarios de transición a energías con menor emisión de CO<sub>2</sub> totalmente diferentes a las que se visualizan para el futuro), se considera más probable que un escenario de precios favorables provenga por el lado de una baja oferta de gas y petróleo en el futuro. Dicha simulación incluye los siguientes supuestos:

En el caso de Bajo suministro de petróleo y gas (anteriormente conocido como el caso de Bajo nivel de recursos y tecnología de petróleo y gas),

- Supone que la EUR por pozo es un 50% menor que en el caso de referencia para Tight oil, tight gas y shale gas en Estados Unidos, recursos no descubiertos en Alaska y Offshore.
- Las tasas de mejora tecnológica que reducen los costos y aumentan la productividad son un 50% más bajas que en el caso de referencia. Estos supuestos aumentan el costo unitario del desarrollo de petróleo crudo y gas natural.



**Gráfico N° 34: Estimaciones del precio spot del Brent para el periodo 2021-2050**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de EIA

En lo que respecta al gas natural, al no contar Argentina con una planta de licuefacción que permita exportar saldos excedentes, su nivel de precios quedará determinado exclusivamente por el consumo interno. En el corto plazo se prevé un incremento en los precios por medio del Plan Gas 4, el cual se irá armonizando conforme aumente la producción de gas asociado a los pozos no convencionales. Finalizado el plan se estima un crecimiento del 2% anual hasta el 2050.

### 4.3 Valuación de activos no convencionales

En los capítulos anteriores se describieron las diferencias entre los activos convencionales y los activos shale. La principal diferencia es que en los yacimientos convencionales los hidrocarburos son difíciles de encontrar pero fáciles de extraer, mientras que en los no convencionales el problema se revierte, siendo dichos recursos fáciles de encontrar pero difíciles de extraer (Belyadi H., Tahi E., Belyadi F., 2016).

Al valorar un yacimiento no convencional, el volumen de reservas reportado por la empresa pasa a ser irrelevante. La totalidad de los pozos no convencionales perforados en Vaca Muerta fueron productivos, lo cual indica que no existe riesgo geológico, siendo únicamente los precios de venta, los costos y la productividad de la formación las variables que separan la etiqueta de reservas o recursos.

Este motivo explica la facilidad que posee VISTA para la incorporación de reservas, que sin realizar inversiones en exploración durante los últimos tres años, su ratio de reemplazo de reservas promedió un 350%, mientras que otras empresas comparables no logran alcanzar un 100%.

Por dicho motivo, en lugar de tomar el nivel de reservas de los reportes de la compañía, el volumen será determinado dentro del mismo modelo en base a los costos de OPEX y CAPEX, productividad de los pozos y el plan de desarrollo.

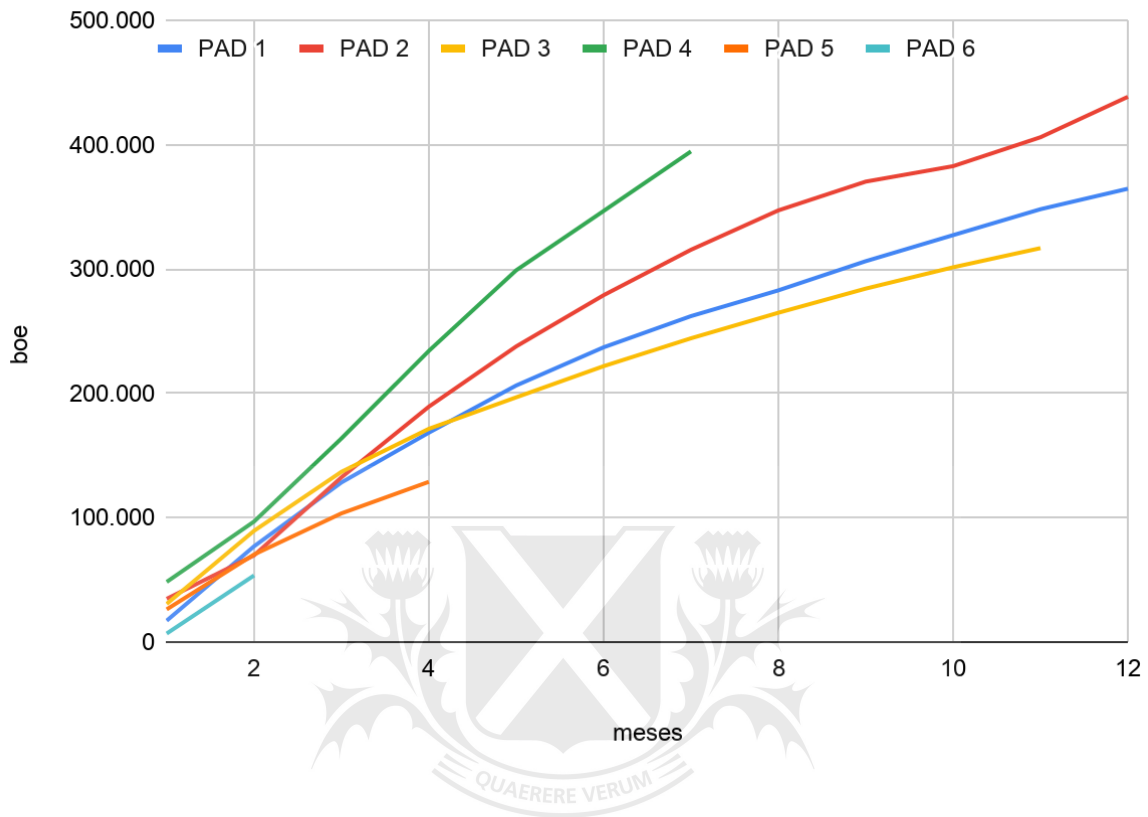
Para la construcción del modelo, se comenzará por caracterizar el pozo tipo no convencional en lo que refiere a su producción inicial, la declinación de su producción con el paso del tiempo, cuántas reservas desarrolladas totales agrega al perforarse y su rentabilidad económica en función de los costos actuales. En segunda instancia, se elaboran supuestos sobre la cantidad de pozos a perforar como plan de desarrollo, definiendo así el nivel de reservas de los activos y su curva de producción. Por último se determinarán los supuestos asociados a la evolución de los costos operativos, gastos de capital e impuestos.

#### 4.3.1 Pozo tipo no convencional

Desde que VISTA comenzó sus operaciones en Vaca Muerta su diseño de pozo fue variando. Durante la fase piloto de Bajada del Palo Oeste, el primer pad se perforó con un diseño de 2.550 metros de rama lateral y un total de 34 etapas de fractura, mientras que el segundo si bien acortó la longitud lateral a 2100 metros, aumentó la cantidad de etapas a 36, reduciendo así el distanciamiento entre fractura de 75 a 60 metros. A partir de los buenos resultados, para el tercer pad, si bien se conservaron los 60 metros entre fractura, se probaron distintas longitudes de rama lateral llegando hasta los 3000 metros como nuevo récord.

A partir de las distintas pruebas, VISTA estandarizó su diseño de pozo tipo en una perforación horizontal de 2800 metros y aproximadamente 47 etapas de fractura. Para dicho estándar, se prevé una EUR de 1,52 millones de boe (1,36 de petróleo y 0,17 de gas), un pico de producción de 1.751 bbl/día y una producción acumulada de 223 mil bbl en los primeros 180 días (VISTA Q2 2020).

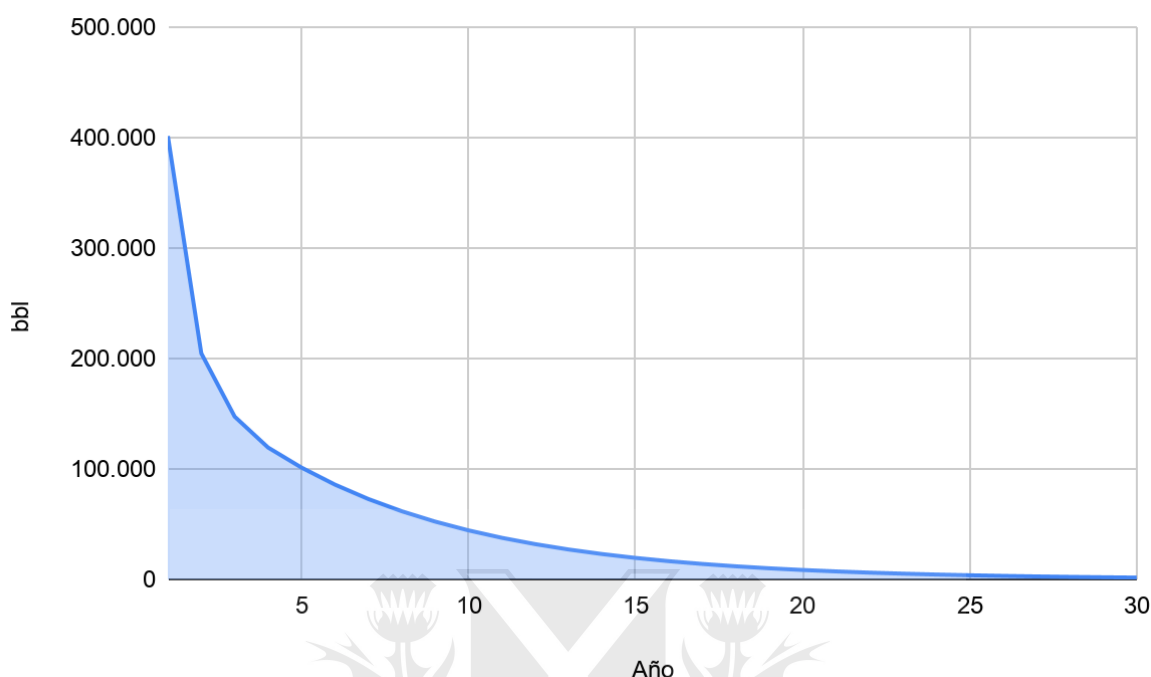
**Gráfico N° 35: Producción promedio por pad acumulada al primer año en pozos de VISTA normalizada en 47 etapas pozo**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía Argentina

Al normalizar la producción por el número de etapas de fractura, como se puede observar en el gráfico N° 35, los cuatro primeros pad (16 pozos) tienen una producción igual o superior a la curva tipo (más de 230 bbl a los 180 días). No obstante, solo los dos primeros pads tienen un historial de producción superior a los doce meses, lo cual no nos permite tener información suficiente sobre la curva declinación de dichos pozos. Para resolver dicho inconveniente, sobre la producción acumulada de los primeros 12 meses para los pads 1 y 2, para determinar la producción de los cinco primeros años, se le aplicará la tasa de declinación promedio de los pozos perforados por YPF en Loma Campana durante el periodo 2016-2017. Del año quinto en adelante se utilizará una tasa de declinación constante, cuyo valor se obtiene a partir del porcentaje que permita alcanzar la EUR de la curva tipo en el año 30.

### Gráfico N° 36: Producción de petróleo del Pozo Tipo de VISTA en no convencional



Fuente: Elaboración propia en base a supuestos propios con datos de la Secretaría de Energía

Determinada su productividad inicial, es de interés conocer la rentabilidad del mismo, como para poder conocer a priori si la estrategia de desarrollo no convencional se podría desarrollar bajo los escenarios pesimista, base y optimista.

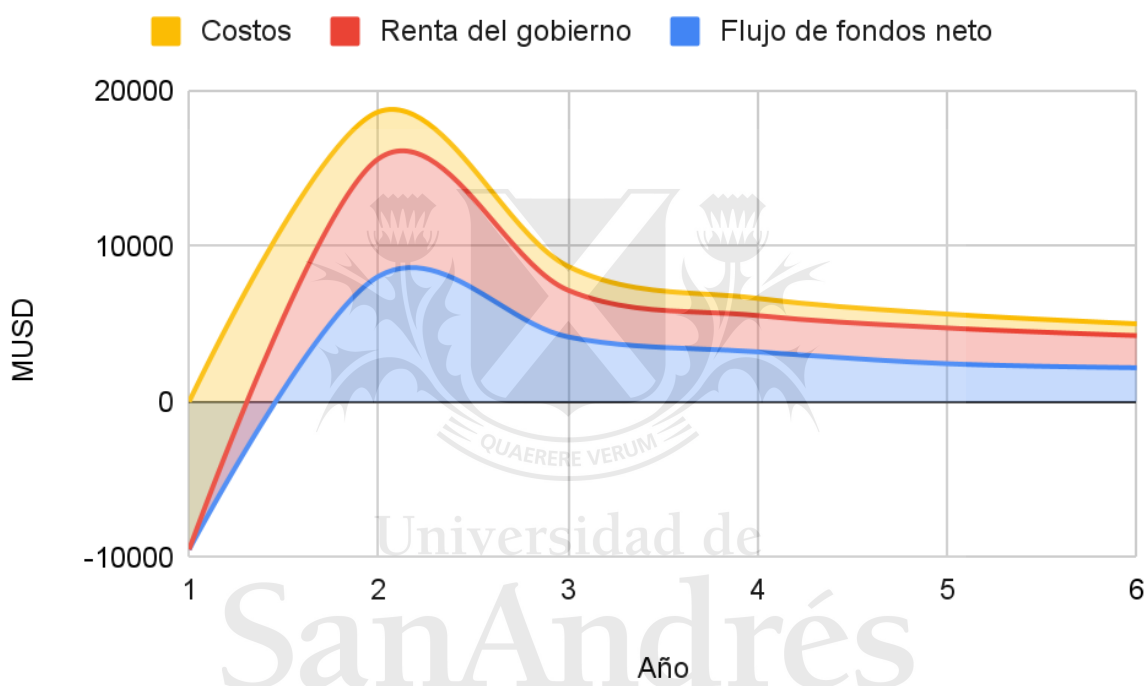
La rentabilidad del pozo tipo se calcula de la misma manera que para el valor neto actual de un activo, solo que en lugar de considerar todo un activo, el flujo de fondo proviene únicamente de los ingresos y egresos del pozo estándar no convencional para 30 años de vida estimados.

Utilizando los precios Brent del escenario base con un descuento del 12% y los precios estimados para el mercado local de gas, se calculó las ventas totales que generaría el pozo tipo. Posteriormente se le aplicó un costo del capital de 9,5 millones de USD y un costo operativo de 7,5 USD/boe<sup>13</sup> (ambos en línea con los costos reportados por VISTA en el primer trimestre del 2021). La renta del gobierno se calculó a partir de los impuestos sobre las ventas (regalías 12%, ingresos brutos 3%, débitos y créditos 0,4%, Impuesto a sellos 1,2%), retenciones a las exportaciones (8% cuando el Brent supera los 60 USD, asumiendo la totalidad de la producción destinada al mercado internacional) y el impuesto a las ganancias (35% sobre el flujo de fondos neto sumado a las depreciaciones del capital).

<sup>13</sup> En la valuación de los activos, no se considerará

El gráfico N° 37 muestra que la mayoría de los costos se concentran en el primer año, por la importancia de los gastos en capital en comparación con los costos operativos. Adicionalmente, se puede observar que más de la mitad de los ingresos generados se destinan a renta del gobierno provincial (retenciones, ingresos brutos e impuesto al sello) y nacional (retenciones a exportaciones, débitos y créditos e impuesto a las ganancias). No obstante, en el escenario base, el periodo de repago del pozo tipo no convencional sería de 3 años, con una tasa interna de retorno del 49% y un PV10<sup>14</sup> de 10,8 millones de USD.

**Gráfico N° 37: Flujo de fondos para los primeros 6 años del Pozo Tipo VISTA no convencional en un escenario de precios base.**



Fuente: Elaboración propia en base a supuestos propios, datos de la Secretaría de Energía y VISTA Earning Presentations Q1-2021

Considerando un escenario de precios pesimista, la tasa interna de retorno caería a un 31% y el PV10 a 4,7 millones de USD. En el escenario optimista, al no considerar grandes aumentos en el corto plazo con respecto al escenario base, muestra una tasa de retorno similar y un PV10 de 11,6 millones.

Es importante aclarar que las valuaciones económicas para los tres escenarios se realizaron considerando la perforación en el año 2021 (comenzando a percibir

<sup>14</sup> PV10 es un cálculo del valor presente de los ingresos futuros estimados de petróleo y gas, neto de los gastos directos previstos y descontados a una tasa anual del 10%. La cifra resultante se utiliza en la industria energética para estimar el valor de las reservas probadas de petróleo y gas de una empresa (Hayes A., 2020)

ingresos en el año 2022) donde todavía se mantiene un buen escenario de precios para el tramo más productivo del pozo.

Para poder observar la rentabilidad de un pozo o proyecto independiente de los escenarios de precios, la industria suele utilizar la métrica del precio break-even, que consiste en buscar el precio de venta del petróleo que permita llevar el valor actual del flujo a cero utilizando una tasa de descuento del 10%. En el caso del pozo tipo de VISTA, bajo el presente escenario de costos operativos y de capital, el precio Brent de break-even es de 28,79 USD/bbl (25,34 USD/bbl a precios locales), lo cual indicaría que sería resiliente aún considerando el escenario pesimista.

#### 4.3.2 Plan de desarrollo

En su última presentación corporativa de la presentación de ganancias para el cierre del año 2020, la empresa comentó su compromiso de perforar 16 pozos en Bajada del Palo Oeste, comprometiendo un CAPEX de 275 millones para el 2021, un monto considerablemente inferior al plan original, lo cual señala la intención de recuperar los márgenes de endeudamientos posterior al año de pandemia.

Para los años del 2022 en adelante, como señala FIX Src en su último informe de calificación crediticia (mayo de 2021), la empresa VISTA retomaría su desarrollo a gran escala, lo que implicaría perforar aproximadamente un total de 32 pozos no convencionales por año.

Si bien a partir de pozos perforados en el reservorio de Carbonato Inferior, VISTA amplió la cantidad de pozos posibles en el activo Bajada del Palo Oeste, se estima que el foco de desarrollo se centrará en las zonas de La Cocina y Orgánica, lo cual implicaría un máximo de 400 pozos a perforar en dicha concesión.

Bajada del Palo Este aún no cuenta con una fase piloto terminada, pero dada su proximidad con la zona Oeste, asumiendo que sus pozos tendrán una productividad y costos similares; utilizando el mismo distanciamiento de pozos por acres, la concesión podría aportar otros 300 pozos a desarrollar.

Adicional a las inversiones en pozos, VISTA necesita ampliar su infraestructura para el tratamiento y evacuación de la producción de petróleo crudo, que actualmente es de 40.000 bbl/día. Para tal fin, se estima que VISTA en 2020 ejecutará inversiones por 160 millones a través de su subsidiaria Aleph Midstream S.A con el fin de ampliar su capacidad de transporte y tratamiento a 65.000 bbl/día<sup>15</sup> según lo reportado por la propia compañía a la calificadora de riesgo crediticio Fix Scr (2021).

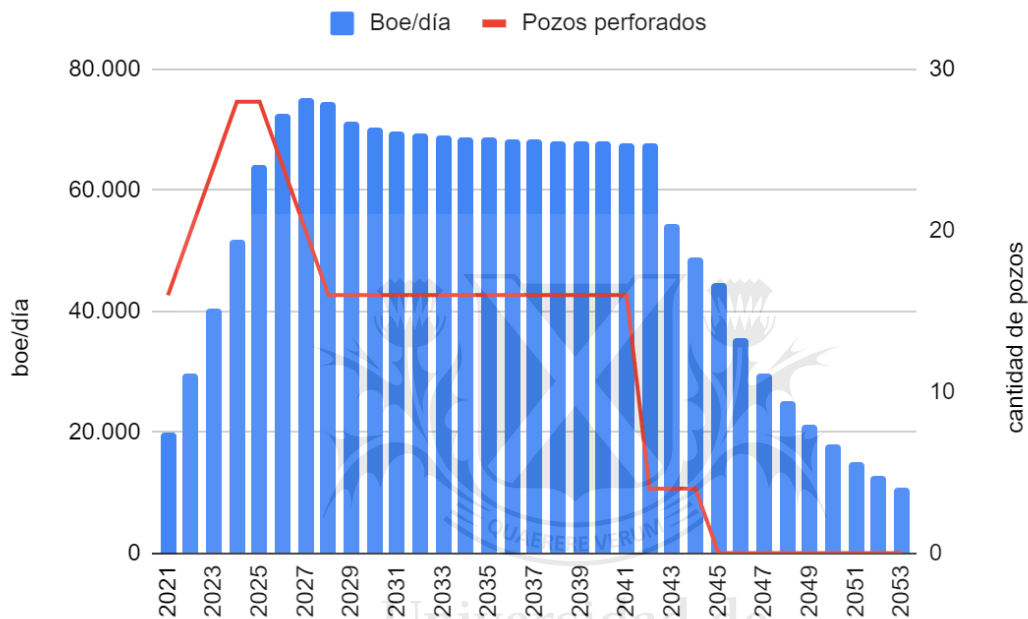
---

<sup>15</sup> Además de la planta, dichas inversiones consideran la ampliación del gasoducto a la planta Tratayén (23km) y el oleoducto a la planta Oldelval (49km).

A partir de la capacidad de la planta, se estimaron la cantidad de pozos a perforar durante las fases de desarrollo típicas para un yacimiento de hidrocarburos (Brissaud F., et al., 2012):

1. Ramp up
2. Plateau
3. Declinación

**Gráfico N° 38: Estimación del plan de desarrollo para Bajada del Palo**



Fuente: Elaboración propia en base a supuestos propios, datos de la Secretaría de Energía y VISTA Earning Presentations Q1-2021

Como se puede observar en el gráfico N° 38, el pico de producción de VISTA en no convencional se estima para el año 2027, a partir de un crecimiento del ritmo de perforación durante los años 2022-2024 (ramp-up de producción). Alcanzados los niveles de 65.000 bbl de petróleo y 10.000 boe de gas, el ritmo de perforación se desacelerará a 16 pozos anuales para sostener dichos niveles (plateau de producción). A partir del año 2043 se estima una desaceleración en el ritmo de perforación, para comenzar con la fase de declinación de los activos hasta final de concesión. Mediante el presente plan, se perforará aproximadamente el 100% del acreaje total en Bajada del Palo Oeste y 8% de la zona Este (bajo el supuesto de distanciamiento de 157 acres entre pozo y mejor calidad de petróleo en oeste), desarrollando un total de 624 millones de boe no convencional hasta final de la concesión.

En lo que respecta a la concesión de Águila Mora, al no tener resultados de una fase piloto y estar en una zona diferente a Bajada del Palo (petróleo volátil en lugar de black oil), no será consideradas al realizar la valuación, representando

únicamente un potencial upside en el portafolio de VISTA. Si el resultado de los pilotos resultase igual o superior en términos de rentabilidad comparado con Bajada del Palo (lo cual se considera poco probable)<sup>16</sup>, se estima que se desarrollarían las dos áreas en simultáneo, pero conservando el mismo nivel de inversiones. De tener una rentabilidad menor pero positiva, se estima que su explotación comenzaría después de agotar el acreaje de Bajada del Palo, lo que implicaría un inicio de la fase de desarrollo en el 2043<sup>17</sup>. También podría darse un escenario similar al de YPF, que si bien tiene áreas con diferentes rentabilidades, las desarrolla en simultáneo gracias a la asociatividad con diferentes operadores Majors que financian parte de las operaciones.

Dada la participación minoritaria de Coirón Amargo Sur Oeste, no se modelará el plan que desarrollará Shell (dueña del 90% del permiso de explotación) en el activo. Se estimará el mismo valor actual por acre que Bajada del Palo multiplicando por el 10% de participación.

#### 4.3.3 Costos, Inversiones e Impuestos

Determinado el plan de desarrollo, para la construcción del flujo de fondos se precisa elaborar supuestos sobre la evolución de los diferentes costos, inversiones e impuestos durante la duración de los permisos de explotación en las áreas no convencionales.

Durante la comparativa de los ratios operativos, se observó que los costos operativos de VISTA durante el 2020 promediaron los 7,5 USD/boe, una reducción significativa comparado con los 12,8 USD/boe promedio durante el 2018. No obstante, al comparar el promedio de costos con otras compañías los mismos aún son elevados, teniendo VISTA un netback considerablemente inferior. Por dicho motivo, se estima que el costo operativo continuará la tendencia decreciente debido a un reemplazo de la producción en yacimientos maduros por hidrocarburos provenientes de pozos no convencionales, hasta alcanzar una eficiencia similar a la de canacol energy en 2027 (4,5 USD/boe).

En lo que respecta al transporte de la producción, se estima que el costo de movilizar el petróleo hasta Puerto Rosales en Bahía Blanca es de 1,25 USD/bbl, incluyendo en dicho precio gastos en almacenamiento y manipuleo de la producción.

Con respecto a los costos de capital, si bien en 2021 la compañía alcanzó un valor de 9,5 millones de USD en lo que respecta a la perforación y completación de un

---

<sup>16</sup> El desarrollo de Bajada del Palo aprovecha las sinergias para utilizar las instalaciones de los yacimientos convencionales, permitiendo operar con bajos costos operativos. Para el desarrollo de Águila Mora debería invertir grandes sumas en infraestructura, restando rentabilidad al proyecto.

<sup>17</sup> Lo cual sería probable si VISTA consiguiera una extensión del permiso de explotación.



pozo tipo, se estima que a partir de una mayor demanda de los servicios y materiales de perforación (por el aumento de la demanda mundial post pandemia) y por una apreciación cambiaria de los salarios en pesos después de la devaluación del 2020, los costos de capital se incrementarán hasta 10,5 millones los primeros dos años. No obstante, posterior a la recomposición de precios del capital, se espera una mejora en la curva de aprendizaje que equipare los costos en rangos similares a los de Estados Unidos (volviendo a los 9,5 millones por pozo). A los costos de capital se les sumará un 10% adicional en concepto de gastos de inversión estimados para la conexión y puesta en producción de los pozos.

Durante los dos últimos años del flujo de fondos, se imputarán los costos de abandono para los 424 pozos que se perforarán durante la duración de la concesión de explotación, estimando un valor de 150 mil USD por pozo.

Tal lo establece la Ley 17.1319, al tratarse de concesiones de explotación, las regalías que abonará VISTA corresponden a un 12% de los volúmenes de producción multiplicados por los precios en el mercado local en boca de pozo (bruto en lo que respecta a sus costos de operación y transporte). Se estima que el porcentaje se mantendrá constante hasta fin de las concesiones, independientemente del escenario de precios.

No se esperan variaciones en lo que respecta a los impuestos sobre las ventas, sumando los mismos un total de 4,6% al considerar Ingresos Brutos para la actividad de explotación de hidrocarburos en la provincia de Neuquén (3%), Impuesto a los sellos (1,2%) e Impuesto a los débitos y créditos (0,4%).

El artículo 7 del Decreto 488/2020 fija las reglas correspondientes a las alícuotas a los derechos de exportaciones de hidrocarburos. Dicha alícuota es de un 0% siempre que el precio del Brent se encuentre por debajo de los 45 USD/bbl, 8% cuando sea superior a los 60 USD/bbl y bajo la siguiente fórmula cuando se encuentre entre los dos valores:

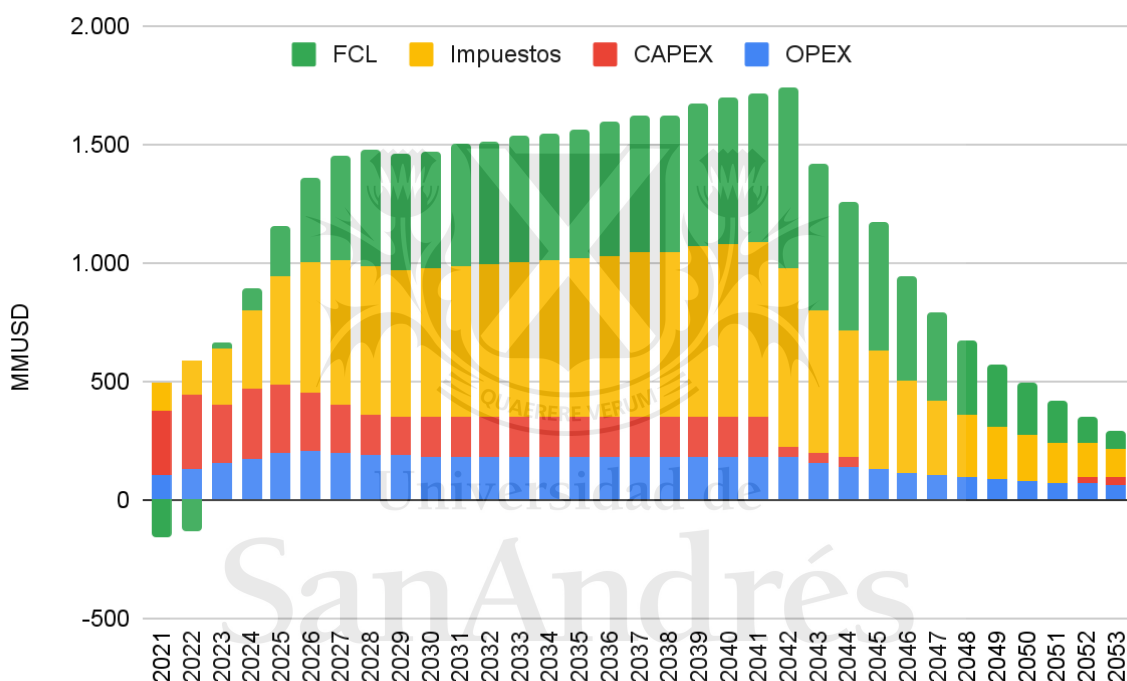
$$\text{Alícuota} = \left( \frac{\text{Precio internacional} - 45 \text{ USD/bbl}}{60 \text{ USD/bbl} - 45 \text{ USD/bbl}} \right) \times 8\%$$

Para el escenario base y optimista se supondrá vigente el presente decreto. En el escenario optimista se asume que el mismo será derogado como política de fomento a las exportaciones para mejorar la balanza comercial de Argentina, tal como se mencionó en el capítulo 3. En cuanto a los volúmenes exportados, se estima que para el 2021 el 46% de la producción de petróleo no convencional se destinará al comercio internacional. Para los años siguientes, se mantendrá el mismo un crecimiento de las ventas locales del 2% anual con respecto al año inicial, exportando la totalidad del saldo restante.

A partir de las modificaciones en las alícuotas del impuesto a las ganancias para las sociedades reglamentadas a partir del 6 de abril del 2021, en el modelo se aplicará un 35% sobre los ingresos netos sumado a las depreciaciones. Las depreciaciones del capital fueron de amortización constante a 30 años para las instalaciones y según su curva de producción para las inversiones en pozos.

A continuación se adjunta el resultado del flujo libre de caja proyectado para los activos no convencionales:

**Gráfico N° 39: Flujo de caja libre de activos no convencionales sin descontar en escenario base.**



Fuente: Elaboración propia

#### 4.4 Valuación de activos convencionales

A diferencia del ejercicio anterior, en los activos convencionales el volumen de reservas a desarrollar no es determinado en el mismo modelo de valuación, sino que será tomado de los reportes de VISTA. En dicho sentido, se utilizará la metodología de Net Asset Value tradicional, la cual supone que no existirá un crecimiento en las reservas, tratando de dilucidar el valor fundamental a partir de un agotamiento del stock existente.

Para el ejercicio de valuación, los yacimientos convencionales utilizados fueron Entre Lomas, Bajada del Palo Este/Oeste (en lo que respecta a su producción

convencional), Jagüel de los Machos, 25 de Mayo-Medanitos Sudeste, Agua Amarga<sup>18</sup> y Coirón Amargo Norte.

Al momento de realizar la valuación, se consideran activos con valor nulo las concesiones ubicadas fuera de Argentina (CS-01, A-10 y TM-01), Sur Río Deseado Este y Acambuco, debido a que sus reservas se encuentran prácticamente agotadas. Dichos yacimientos podrían representar un upside si se realiza una campaña de exploración exitosa en el futuro.

#### 4.4.1 Reservas disponibles

Es importante señalar que por normativa de la SEC (Securitie Exchange Comission), VISTA está obligada a presentar en su reporte anual el nivel de reservas probadas que dispone en sus activos. Adicional a dicha exigencia, la Secretaría de Energía de Argentina solicita a las empresas de exploración y producción que adicionalmente reporten las reservas probables y posibles. Desafortunadamente existe un rezago en los tiempos en que se presentan ambos informes, por lo que al momento de realizar la presente valuación, sólo se dispone del nivel de reservas probadas al 31/12/2020 y de las reservas probables y posibles al 31/12/2019. Por dicho motivo, para el presente análisis sólo se utilizarán las reservas reportadas en la SEC, ya que las reservas probadas y posibles pueden haber disminuido tras la caída al 2020 tras la caída de precios post pandemia. Bajo el presente criterio, al cierre del 2020, VISTA dispone de 22,6 millones de reservas probadas de petróleo convencional y 12,1 millones de boe de gas natural.

No obstante, dicho valor podría ser un tanto superior si VISTA puede logra negociar con las provincias de Neuquén y Rio Negro una extensión por 10 años para las concesiones de Entre Lomas, 25 de mayo-Medanito SE y Jaguel de los Machos. Bajo el presente escenario, se estima que las reservas disponibles al cierre del 2020 aumentarán a 38,2 millones de bbl de petróleo y 16,4 millones de boe de gas natural.

#### 4.4.2 Declinación de los yacimientos

Siendo que la estrategia de crecimiento de las ventas por parte de VISTA se enfoca en el desarrollo de los activos no convencionales, se supone que los presentes yacimientos ya finalizaron su etapa de ramp up y plateau de producción, encontrándose su productividad en proceso de declinación constante hasta el agotamiento de las reservas al final de la concesión.

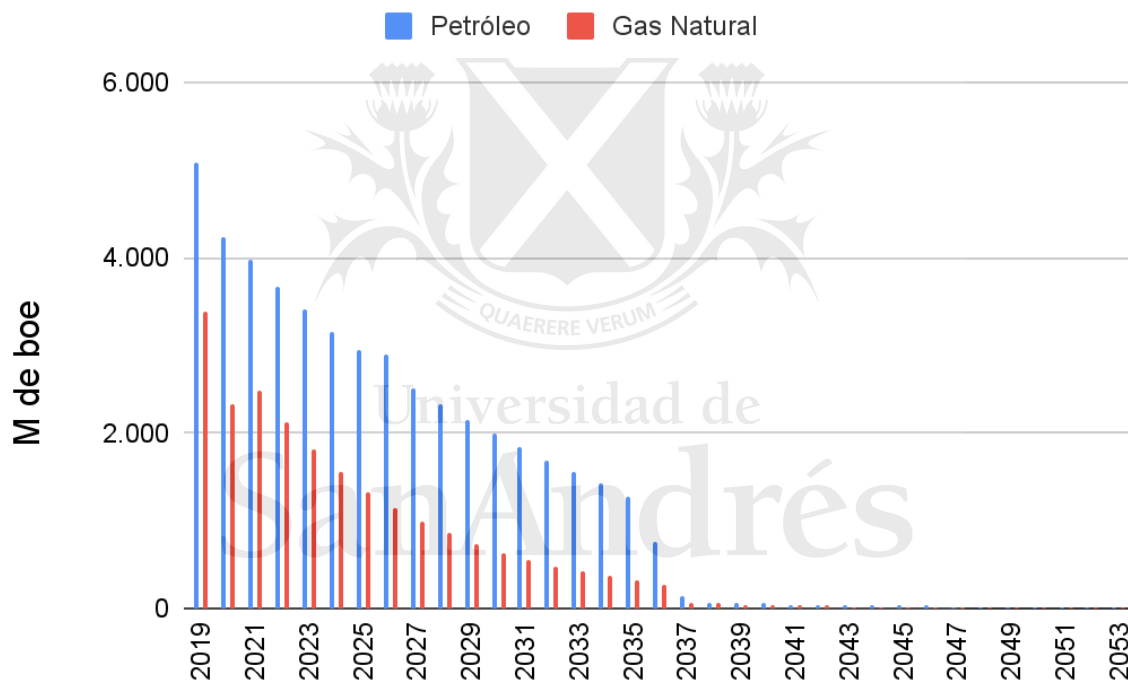
---

<sup>18</sup> Incluye Charco del Palenque y Jarilla Quemada

Para calcular la declinación de los activos convencionales, se observa la producción total del último año y se determina la tasa de declinación tal que permita agotar la totalidad de las reservas probadas antes de que se terminen las concesiones de explotación.

En el escenario base y optimista consideramos una extensión de las concesiones Entre Lomas, 25 de mayo-Medanito SE y Jagüel de los Machos . En dichas áreas, suponemos que se mantendría constante la tasa de declinación calculada inicialmente según las reservas y la fecha final del permiso vigente hasta la nueva fecha de finalización.

**Gráfico N° 40: Estimación de la curva de declinación hasta agotamiento de reservas probadas en los yacimientos convencionales de VISTA con supuesto de extensión de concesiones de explotación.**



Fuente: Elaboración propia en base a supuestos propios, datos de la Secretaría de Energía y VISTA 2020 20-F

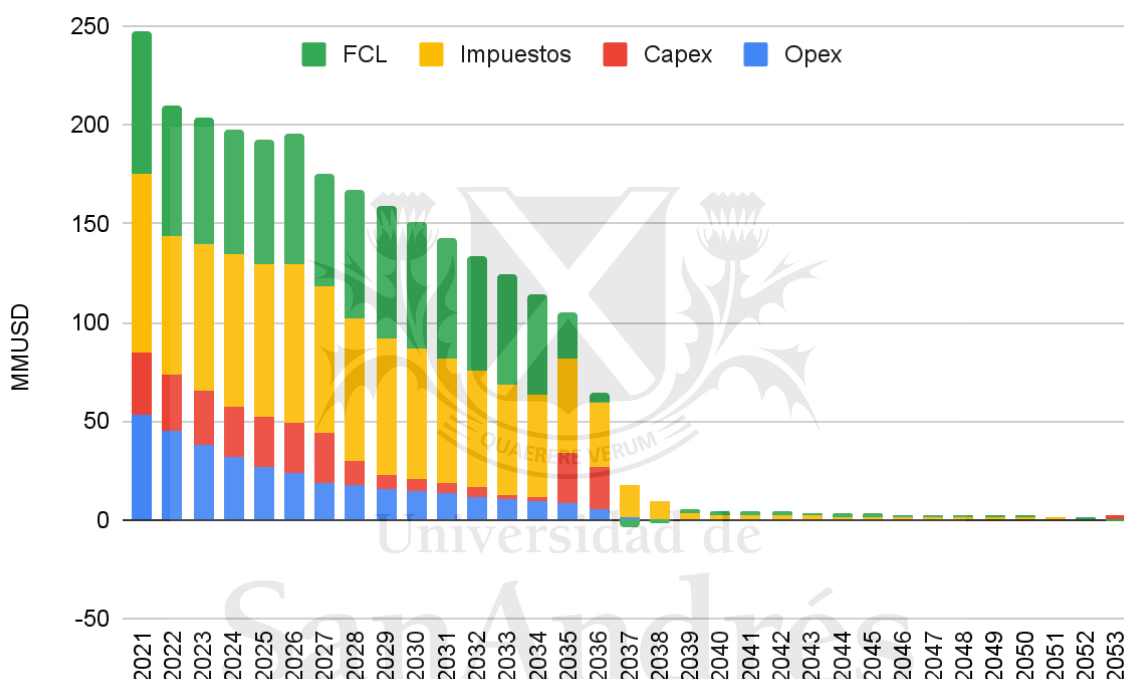
#### 4.4.3 Costos, Inversiones e Impuestos

Es importante señalar que en la práctica, los gastos operativos de los yacimientos maduros suelen ser mayores en comparación con los del no convencional por la necesidad de manipular gran cantidades de volúmenes de agua debido a las técnicas de recuperación secundaria utilizadas. No obstante, al no poder identificar cuánto del lifting actual corresponde a producción no convencional y cuanto a convencional, se supondrá un subsidio cruzado, fijando para ambos tipos de yacimiento el mismo costo operativo futuro. Las depreciaciones se calcularon a

partir de las reportadas en el estado de resultados, bajo el supuesto de que disminuyen al ritmo de la producción.

Como parte de la extensión de los permisos, se espera que el canon sobre las concesiones Entre Lomas, 25 de mayo-Medanito SE y Jagüel de los Machos aumenta del 12% al 15%, mientras que para el resto permanece en los valores actuales. Para el resto de los impuestos, se mantendrán los valores mencionados anteriormente.

**Gráfico N° 41: Flujo de caja libre sin descontar de activos convencionales en escenario base.**



Fuente: Elaboración propia

En lo que respecta a los gastos de capital, se utilizan las estimaciones realizadas por WoodMackenzie (2020) en conceptos de perforación y equipos de workover para las presentes áreas, sumándole los gastos de abandono cuyo costo se estima en aproximadamente 25 mil USD por pozo a valor actual<sup>19</sup>. Actualmente la empresa dispone de aproximadamente 2.000 pozos convencionales sin abandonar, lo que implicaría gastos por aproximadamente 50 millones de USD en concepto de abandono. El gráfico N° 41 permite observar el flujo de caja libre bajo los supuestos mencionados.

<sup>19</sup> El costo se estimó en base a la campaña de abandono de pozos convencionales de Sinopec en Argentina, en la cual se invirtieron 55 MUSD para abandonar un total de 2.200 pozos.

## 4.5 Tasa de descuento

Una parte fundamental del análisis financiero consiste en determinar cuál es la tasa a la que se descontarán los flujos de fondos proyectados, representando así el costo promedio de acceder al capital para la compañía.

Tal como se utilizó en el análisis económico del pozo tipo no convencional, para la valuación de activos, en la industria del petróleo y gas se suele utilizar como estándar una tasa de descuento del 10%, nombrando PV10 al resultado del flujo de fondos descontado. Si bien el PV10 es una medida que puede resultar útil para comparar diferentes activos independientemente del costo de capital de cada compañía, no podríamos determinar de antemano si la métrica es representativa al costo de capital de una empresa como VISTA, ya que actualmente ni siquiera representa un promedio para la industria (según información disponible en el sitio web de Damodaran A., a enero del 2021 el costo promedio es de 4,7%).

Por dicho motivo, a los efectos del presente ejercicio de valuación, se construyó una tasa de descuento específica para VISTA según su estructura actual de capital. La metodología de cálculo utilizada fue mediante el WACC, que considera como únicas dos fuentes de financiamiento el capital propio y la deuda:

$$WACC = Ke * \frac{E}{E+D} + Kd * (1 - t) * \frac{D}{E+D}$$

siendo:

Ke: costo de capital propio

E: valor de mercado del capital propio

D: valor de mercado de la deuda

Kd: costo de la deuda

t: tasa de impuesto a las ganancias

### 4.5.1 Costo del capital accionario

Según Damodaran A. (2010), el costo del capital accionario es “la tasa de retorno que los inversores requieren para invertir en el capital accionario de una firma”. La metodología más utilizada en la práctica para calcular el costo del capital propio es mediante el Capital Asset Pricing Model (CAPM)<sup>20</sup>, desarrollado por los economistas Sharpe W., Lintern J. y Treynor (1964).

---

<sup>20</sup> Pese a ser ampliamente utilizado, por su registro empírico, la utilización del CAPM para la determinación del costo del capital accionario suele ser criticada tanto en términos académicos (Fama F., French K., 2004) como por analistas financieros (Fabozzi F., Focardi S. y Jonas C., 2017).

El modelo está basado en la teoría del portafolio eficiente desarrollada por Harry Markowitz (1959), que supone a los inversores aversos al riesgo, y que a la hora de armar un portafolio de inversiones, solo se preocupan por optimizar el retorno promedio en relación con su varianza para un periodo de tiempo, armando un portafolio eficiente en relación a su riesgo y rendimiento a partir de la diversificación. Bajo los supuestos de endeudamiento y apalancamiento sin restricciones a una tasa libre de riesgo y principios de no arbitraje, el modelo CAPM concluye que el valor esperado del retorno de un activo es igual a la tasa libre de riesgo sumado a una prima de riesgo, la cual se determina a partir del coeficiente de correlación entre el activo y un portafolio eficiente (su riesgo específico), multiplicado por la diferencia de retornos entre portafolio eficiente y la tasa libre de riesgo. Expresado de manera algebraica, bajo los supuestos mencionados, el modelo CAPM indica la siguiente afirmación:

$$K_e = E(R_e) = r_f + \beta(E(R_m) - r_f) \text{ y } \beta = \frac{Cov(R_m; R_e)}{Var(R_m)}$$

donde:

$r_f$ : tasa libre de riesgo

$\beta$ : riesgo específico de la compañía

$E(R_e)$ : Retorno esperada de rendimiento del activo financiero

$E(R_m)$ : Retorno esperada de rendimiento del portafolio eficiente de mercado

La tasa libre de riesgo es aquella a la cual el inversor conoce con certeza su retorno esperado (Damodaran A., 2010). En este sentido, para considerar un activo como libre de riesgo, el mismo no puede tener un riesgo de default ni riesgo de reinversión si es que el activo paga cupones. Por tales motivos, en la práctica generalmente se suele utilizar un instrumento financiero de cupón cero emitidos por un gobierno central, pagaderos en la misma moneda sobre la cual dicho organismo tiene la facultad de emitir (eliminando así su riesgo de default). Dado que el presente ejercicio de valuación se encuentra expresado en USD en términos nominales, y sumado a las consideraciones anteriores, como aproximación a una tasa libre de riesgo se utilizará la tasa de retorno de un bono del Tesoro americano a 10 años, cuyo valor al 18/05/2021 corresponde a 1,64%.

Definida la tasa de libre riesgo, la segunda variable a estimar corresponde al rendimiento esperado de un portafolio eficiente de mercado a fin de poder determinar la prima de riesgo de mercado. Como aproximación a un portafolio eficiente, en el presente trabajo consideramos al índice S&P500 debido a su amplia diversificación. Su retorno esperado se calculó a partir del promedio de los retornos anuales del índice para los últimos 50 años, obteniendo un valor de 9,07%. Restado

dicho valor de la tasa de libre de riesgo, determina un valor para la prima de riesgo de un 7,43%.

En la práctica, el coeficiente de correlación beta implica estimar el cálculo de riesgo adicional que incorpora un activo financiero particular a un portafolio diversificado. Si bien existen varios métodos para estimar su valor, en el presente trabajo se optó por la utilización del coeficiente de correlación promedio de empresas similares a VISTA (petroleras independientes, no diversificadas con foco en extracción no convencional) que operan y cotizan en el mercado americano, con respecto al índice S&P500. Obtenido el coeficiente de correlación a partir de los retornos semanales de los últimos 5 años, se procedió a desapalancar el coeficiente a partir del monto de la deuda en relación al valor de mercado de las empresas seleccionadas con el fin de estimar el riesgo específico de la industria bajo el supuesto de financiamiento únicamente a partir de capital propio. El resultado se apalanca nuevamente con la estructura de capital de VISTA al 2020. La fórmula de apalancamiento utilizada para los betas fue la siguiente:

$$\beta_L = \beta_U * [1 + (1 - t) * (D/E)]$$

siendo:

$\beta_L$ : Beta apalancado

$\beta_U$ : Beta desapalancado

t: tasa de impuesto a las ganancias<sup>21</sup>

D/E: Deuda en relación al capital propio (a valor de mercado)

A partir de los cálculos realizados, el coeficiente Beta estimado para VISTA es de 2,04. Tratándose de una empresa en crecimiento, expuesta a los precios de un commodity de alta volatilidad, con una mayor tasa impositiva y relación de Deuda/Equity considerablemente superior a la media de empresas similares en Estados Unidos, es de esperarse que su aporte de riesgo a un portafolio diversificado sea ampliamente superior en relación con la prima de riesgo de mercado. Adicionalmente, el sector petrolero se caracteriza por un alto apalancamiento operativo, principalmente por el peso de las amortizaciones dado las grandes necesidades de capital que requiere, lo cual justifica un beta superior a otras industrias.

---

<sup>21</sup> Para desapalancar las compañías de Estados Unidos se utilizó una tasa de impuesto a las ganancias del 21%, mientras que para apalancar el beta estimado para VISTA una tasa del 35%.



**Tabla N° 7: Estimación del beta a partir de empresas comparables**

Compañía	Beta apalancado	D/E	Beta Desapalancado
Callon Petroleum Company	1,87	1,71	0,79
Laredo Petroleum, Inc.	1,39	1,76	0,58
Range Resources Corporation	0,83	0,9	0,48
SM Energy Company	2,07	1,25	1,04
Centennial Resource Development, Inc.	1,04	0,84	0,62
Matador Resources Company	2,12	0,54	1,49
<i>Promedio</i>	<i>1,55</i>	<i>1,17</i>	<i>0,84</i>
<b>(Vista Oil &amp; Gas)</b>	<b>2,04</b>	<b>2,21</b>	<b>0,84</b>

Fuente: Elaboración propia en base a datos de yahoo finance.

Si bien no es parte de la fórmula original de CAPM, al concentrar VISTA prácticamente la totalidad de sus inversiones en activos dentro de Argentina, es necesario incorporar a la fórmula el riesgo intrínseco de operar en dicho país. En sentido práctico, a la ecuación se le agrega un término adicional referido al riesgo país (country risk premium). De los diferentes métodos existentes para su estimación, en el presente trabajo se utilizará el EMBI+ (Emerging Market Bonds Index) elaborado por el JP Morgan, el cual se calcula como la diferencia entre el rendimiento de los bonos soberanos de Argentina en contraposición al rendimiento de la deuda del tesoro de los Estados Unidos. Al 18/05/2021, el valor del índice es de 1.510, lo cual indica una prima de riesgo país de 15,08%. Bajo las estimaciones realizadas, el costo del capital para VISTA es del 31,88%. A continuación, la tabla N° 8 resume la elaboración del número:

**Tabla N° 8: Estimación del Costo de Capital (Ke)**

Vista Oil & Gas - Ke	
Rendimiento SPY, promedio 50 años (Rm)	9,07%
Tasa libre de riesgo (Rf)	1,64%
Beta	2,04
Prima de riesgo de mercado (Rm-Rf)	7,43%
Prima de riesgo País	15,08%
<b>Costo del capital propio</b>	<b>31,88%</b>

Fuente: Elaboración propia en base a datos de yahoo finance y JPMorgan EMBI+ al 18/05/2020.

#### 4.5.2 Costo de la deuda

Obtenido el costo del capital, se procede al cálculo del costo de la deuda. Al cierre del 2020, aproximadamente el 63% de la deuda financiera de VISTA corresponde a préstamos con entidades bancarias, mientras que el porcentaje restante son Obligaciones Negociables emitidas dentro de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, Argentina.

De las Obligaciones Negociables, un 75% se emitieron en USD y otro 20% en pesos atados al dólar oficial (ambas a tasa fija), mientras que el restante 5% se corresponde a un compromiso en pesos argentinos (primera emisión a tasa variable).

Únicamente las Obligaciones Negociables emitidas en USD cotizan al público, motivo por el cual se utilizará su tasa de retorno (yield to maturity) como estimación del costo de la deuda de la compañía.

En la tabla N° 9 se puede observar que el costo promedio de la deuda en USD es del 5,82% antes de impuestos. Al ser el pago de intereses un gasto deducible del impuesto a las ganancias y considerando una alícuota del 35%, sumándole el escudo fiscal al costo bruto, el costo de la deuda después de impuestos corresponde a un total de 3,78%.

**Tabla N° 9: Estimación del Costo de la Deuda (Kd)**

Bono	ON clase I	ON clase II	ON clase III
Monto (MM de USD)	50	50	50
Fecha de emisión	31/7/2019	7/8/2019	21/2/2020
Fecha de vencimiento	31/7/2021	7/8/2022	21/2/2024
Cupón Anual	7,88%	8,50%	3,50%
Pago de cupón	semestral	semestral	semestral
Pago de principal	Bullet a vto	Bullet a vto	Bullet a vto
Precio	100,9	103	95
Tasa de retorno (yield to maturity)	5,45%	6,17%	5,83%
<b>Costo bruto de la deuda</b>	<b>5,82%</b>		

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Byma y Reuters al 18/05/2021

### 4.5.3 Estructura de capital

Para el cálculo de la tasa WACC, se requiere que tanto el valor del capital accionario como el de la deuda se computen a valores de mercado al momento de realizar la valuación.

En lo que respecta al financiamiento del capital accionario, siendo que VISTA es una empresa cuyo capital cotiza públicamente, el valor de mercado se traduce al precio de la acción multiplicado por la cantidad de acciones emitidas. Dado que al 18/05/2021 el precio de la acción cerró en 2,9 USD y la cantidad de acciones emitidas al 31/12/2020 es de 87,85 millones, el valor de mercado del capital accionario es de 254,77 millones de USD.

Con respecto al valor de mercado de la deuda, tal como fue mencionado, gran parte de la deuda es privada con entidades bancarias y una parte menor de las Obligaciones Negociables no cotizan públicamente. Al no disponer de información pública, se asume que su valor de mercado es igual que su valor de libros. Con respecto a las Obligaciones Negociables emitidas en USD, su valor de mercado se determina mediante el múltiplo del monto emitido por su precio de mercado. Mediante este criterio, el valor de mercado estimado para la deuda es de 562,92 millones de USD.

### 4.5.4 Costo del capital promedio ponderado

A partir de las estimaciones realizadas y mediante la fórmula expuesta, la tasa de costo del capital promedio ponderada de VISTA es del 12,53%. A continuación se adjunta una tabla con los cálculos realizados:

**Tabla N° 10: Estimación del Costo del capital promedio ponderado (WACC)**

Vista Oil & Gas	
Costo del capital propio	31,88%
Costo de la deuda	5,82%
Tasa impositiva	35,00%
Deuda/Capital Total	68,84%
<b>WACC</b>	<b>12,53%</b>

Fuente: Elaboración propia

## 4.6 Resultados del NAV

Al ser el desarrollo no convencional la principal apuesta de VISTA, naturalmente estos activos representan la principal fuente de valor para su capital accionario. De ser acertados los supuestos del escenario base, el desarrollo de Bajada del Palo tendría un valor actual aproximado de 2 mil millones de USD (24 USD por cada acción), contribuyendo así en el 82% del valor total de los activos. El valor actual de los 600 millones de boe hipotéticos de reservas a desarrollar corresponde en 3,33 USD/boe.

En cuanto a sus activos convencionales, a pesar de su madurez, todavía disponen de una cantidad considerable de reservas a desarrollar, por lo cual se estima que su valor rondaría los 419 millones de USD. Gracias a que gran parte del gasto de capital para el desarrollo de las reservas en los presentes activos se realizó a la compra de VISTA, el valor actual de sus reservas es de 7,7 USD/boe.

El modelo estima un valor de 18,6 USD por acre en la formación de Vaca Muerta para los activos con un plan de desarrollo. Multiplicando dicho resultado por la cantidad de acres no convencionales operados por otras compañías y el porcentaje de interés correspondiente a VISTA, su valor aproximado corresponde a unos 30 millones de USD.

Sumando al valor de los activos el efectivo y equivalente de efectivo y restando el total de la deuda, VISTA tendría un valor del capital accionario de 2 mil millones de USD. Dividido por 87,9 millones de acciones emitidas al cierre del 2020, otorga un valor de 24,26 USD por acción.

El precio de la acción de Vista a mayo del 2021 cotiza a 2,9 USD, lo cual bajo el escenario base implicaría una subvaloración del 88%. No obstante, si se considera un escenario de transición energética acelerada a nivel global que genere una caída en el precios del brent en torno a los 45 USD (simil 2015 o 2020), sumado a una dificultad en la extensión de sus áreas convencionales, la acción de VISTA podría tener una sobrevaluación de aproximadamente el 25%.

De todas formas, existen potenciales upside considerados en el escenario optimista. Si el precio del petróleo continúa un sendero de crecimiento levemente mejor al base, sumado a una política de fomento a las exportaciones por parte del gobierno argentino que reduzca la alícuota de exportación vigente desde el 2019, la acción podría alcanzar valores cercanos a los 32 USD.

No obstante, tal como se mencionó en la primera sección del presente trabajo, VISTA emitió una serie de warrants convertibles en acciones de la compañía y reservó un número adicional de acciones para programas de incentivo de largo

plazo. Por dicho motivo, al superar con creces el precio de la acción al precio de ejercicio de los warrants (tanto en el escenario base como en el optimista), se utiliza el primero de los enfoques de dilución señalados por Damodaran (2012), suponiendo un escenario de máxima licuación del capital, considerando los warrants y las acciones reservadas para la dilución.

El enfoque de máxima dilución no incluye la prima de tiempo implícita dentro del valor de los warrants, motivo por el cual se presenta como apéndice del presente trabajo una metodología alternativa que consiste en utilizar un modelo de valuación de opciones para determinar el valor presente de los warrants.

**Tabla N° 11: Resultado de la Valuación (en MM USD)**

Valuación Vista O&G	Escenario pesimista	Escenario base	Escenario optimista
Valor actual activos no convencionales	295	2.042	2.629
Valor actual activos convencionales	261	419	509
Valor actual activos NOC no operados	4	30	38
Caja	203	203	203
Deuda	563	563	563
Valor capital accionario	200	2131	2816
Cantidad de acciones	87,9	87,9	87,9
<b>Valor de la acción sin dilución de capital</b>	<b>2,27</b>	<b>24,26</b>	<b>32,06</b>
Cantidad de acciones con conversión de warrants	87,9	121,0	121,0
Cantidad de acciones con incentivos	87,9	128,6	128,6
<b>Valor de la acción con dilución de capital</b>	<b>2,27</b>	<b>16,57</b>	<b>21,90</b>

Fuente: Elaboración propia

Considerando la dilución del capital accionario, el valor técnico de la acción quedaría en 16,57 USD para el escenario base y en 21,90 USD para el optimista.

Es importante señalar que existen otros upsides no modelados, como una rentabilidad atractiva en el yacimiento no convencional Águila Mora, una mejor productividad de los yacimientos convencionales (ya sea por aplicación de técnicas de recuperación terciaria) o una exitosa campaña de exploración en los activos que la empresa posee en México, que podrían mejorar el valor estimado de la compañía.

## 5. Valuación por empresas comparables

Tal como se mencionó en el capítulo anterior, otro enfoque utilizado por los analistas financieros para la valuación de empresas corresponde al enfoque de mercado, el cual consiste en utilizar información pública de empresas comparables con el fin de determinar el valor intrínseco de una compañía en particular.

A diferencia del flujo de fondos descontados o el enfoque en activos, cuando se hace uso de la valuación relativa el analista confía más en el mercado. Es decir, se asume que, en promedio, el mercado fija correctamente los precios aún cuando comete errores en la fijación de precios de acciones en forma individual (Tapia G., 2012)

La presente metodología también es conocida como valoración por múltiplos, debido a que consiste en determinar un múltiplo financiero para posteriormente multiplicar dicho valor por una métrica de la compañía y así determinar su valor. En la industria financiera se utilizan diferentes tipos de múltiplos, los cuales pueden estar basados en los siguientes criterios:

1. Valores de mercados.
2. Estados de resultados.
3. Flujo de caja.
4. Métricas de la industria.

Para valuar compañías de la industria de exploración y producción de hidrocarburos, los múltiplos de valuación más utilizados son el EV/EBITDAX (basado en el estado de resultado), EV/Producción y el EV/Reservas (métricas de la industria).

El EV/EBITDA (también conocido como el enterprise multiple) junto con el P/E (precio sobre ganancia neta por acción) son los dos múltiplos basados en estados de resultados más utilizados por los analistas financieros. En la industria de exploración y producción de hidrocarburos, el EBITDA suele ajustarse por los costos de exploración, nombrando el resultado como EBITDAX. Una de las ventajas del EV/EBITDA es que a diferencia del P/E, el mismo no se encuentra afectado por la estructura de capital de la compañía, lo cual es de suma utilidad para el presente ejercicio, dado que empresas similares en el rubro petrolero pueden tener fuentes de financiamiento muy diferentes (por ejemplo Parex no posee deuda mientras que Frontera tiene una deuda equivalente al 70% de su patrimonio neto).

Otra métrica utilizada por los analistas de la industria de exploración y producción es el EV/Producción conocida como *price per flowing barrel* (precio por barril extraído). Como su nombre lo indica, consiste en dividir el valor de una empresa por los bbl/día producidos. Si bien es una medida útil para determinar la situación actual de

una compañía, el presente múltiplo no tiene en cuenta la producción potencial de yacimientos no desarrollados.

Por último, el múltiplo EV/Reservas trata de capturar el valor de una empresa según el potencial de sus activos. Si bien el presente ratio puede calcularse a partir de las reservas probadas, probables o posibles (EV/1P, EV/2P o EV/3P), en la presente valuación se utiliza únicamente las probadas, por no presentar Vista a su informe de reservas probables y posibles al cierre del 2020.

Para determinar el valor de los múltiplos, las empresas seleccionadas son las analizadas en la comparación de los ratios financieros y operacionales. Tal como se mencionó, su criterio de selección corresponde en considerar empresas dedicadas a la exploración y producción de hidrocarburos no integradas verticalmente (principalmente petróleo crudo con menos de 50 mil boe/día), que concentren sus operaciones en el mercado Latinoamericano y que parte de su capital accionario cotice en bolsa.

Las empresas comparables poseen gran parte de sus activos en Colombia, que si bien al igual que Argentina gran parte de su mercado se concentra en una empresa estatal (Ecopetrol), gracias a programas de incentivo a la inversión extranjera directa por parte de su Agencia Nacional de Hidrocarburos permitió la inserción de empresas independientes (principalmente a compañías de baja escala de producción a través de un régimen atractivo en lo que respecta al pago de regalías). No obstante, la mayoría de las empresas posee activos en otros países de Latinoamérica tales como Ecuador, Brasil, Guayana o Argentina. A continuación se adjunta una descripción de las empresas seleccionadas:

San Andrés

**Tabla N° 12: Empresas Comparables**

Compañía	Geopark Ltd.
Oficinas Centrales	Bogotá, Colombia
Descripción	Es una compañía independiente de exploración y producción líder en América Latina. Si bien concentra el 83% de su producción en Colombia, también se especializa en el desarrollo de campos maduros en Argentina (acres en Vaca Muerta), Brasil y Chile. Adicionalmente, realiza exploraciones en Ecuador.
Compañía	Gran Tierra Energy Ltd.
Oficinas Centrales	Calgary, Canada
Descripción	Es una empresa independiente enfocada en la exploración y producción de petróleo en yacimientos convencionales de Colombia y Ecuador. El 100% de su producción corresponde a petróleo crudo y es operador del 95% de sus ventas
Compañía	Frontera Energy Ltd.
Oficinas Centrales	Calgary, Canada
Descripción	Es una compañía pública dedicada a la exploración y producción de gas natural y petróleo, con operaciones enfocadas en Colombia (98% de petróleo crudo). Adicionalmente posee activos exploratorios en Ecuador y Guayana (offshore)
Compañía	Parex Resources Ltd.
Oficinas Centrales	Calgary, Canada
Descripción	Es una empresa que se centra en la producción de gas (18%) y petróleo (82%) convencional en Colombia, con activos de alto margen operativo. Por política de empresa, no toma deuda de largo plazo y se focaliza en utilizar gran parte de sus utilidades para la recompra de acciones

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la páginas web de las compañías seleccionadas

Posterior a la selección de las empresas comparables, se procedió a calcular el promedio de múltiplos según la información del mercado al 18/05/2021. Con el fin de calcular el valor en base a la última información del mercado, el EBITDA (ajustado por ingresos y egresos excepcionales) y los datos de producción fueron tomados según los resultados del primer trimestre del 2021, mientras que para las reservas se utilizó el reporte del cierre al 31/12/2020. La tabla N° 13 muestra el proceso del cálculo de los mismos:



**Tabla N° 13: Determinación de múltiplos a partir de empresas comparables (en MM USD)**

Empresa	Geopark	Gran Tierra	Frontera	Parex
Capitalización de mercado	908	225	573	2074
Valor de la firma	1714	1000	1111	2076
EBITDAX 2021E	272	78	277	560
Reservas 1P	109	65	102	113
Producción Mboe/día 2021E	38	24	41	47
EV/EBITDAX 2021E	6x	13x	4x	4x
EV/Reservas 1P	16x	15x	11x	18x
EV/(boe/día)	45x	41x	27x	44x

Fuente: Elaboración propia en base a datos de los Centros de Analistas de las empresas y yahoo finance.

Los resultados de la valuación por múltiplos (al igual que los escenarios base y optimistas del NAV) son consistentes en términos de que las tres métricas utilizadas indican que el valor de mercado de la firma Vista Oil & Gas es inferior al valor intrínseco estimado a partir de empresas similares en la industria del petróleo y gas.

**Tabla N° 14: Valuación por múltiplos de Vista Oil & Gas**

Múltiplo	EV/EBITDAX	EV/1P	EV/(boe/día)
Valor del Múltiplo (mediana)	5x	16x	43x
Valor del Múltiplo (promedio)	7x	15x	39x
Métrica de Vista O&G	233,20	128,20	34,07
Valor de la firma	1.203	1.992	1.452
Deuda neta	338,47	338,47	338,47
Valor del capital accionario	865	1.653	1.114
Acciones (en millones)	87,85	87,85	87,85
<b>Valor de la acción</b>	<b>9,85</b>	<b>18,82</b>	<b>12,68</b>
Acciones con máxima dilución	128,6	128,6	128,60
<b>Valor de la acción con dilución</b>	<b>6,73</b>	<b>12,86</b>	<b>8,66</b>

Fuente: Elaboración propia en base a datos de los Centros de Analistas de las empresas y yahoo finance.

Considerando que el precio de la acción al 18/05/2021 se encuentra en 2,9 USD, el múltiplo EV/EBITDAX indica una diferencia entre el valor intrínseco y el precio de mercado del 132%, mientras que el EV/Producción ofrece una diferencia del 199%. El mejor performance de VISTA en lo que respecta a la incorporación de reservas

en comparación con las empresas analizadas todavía no parece estar incorporado en el precio del mercado, ya que el indicador EV/Reservas Probadas otorga una relación del 343%. Es importante señalar que, a modo de ser consistente con los cálculos realizados en el capítulo anterior, al valor resultante de los múltiplos se le aplicó la metodología de máxima dilución del capital accionario.

Por último, se realiza un análisis de sensibilidad con respecto al múltiplo EV/EBITDAX y el EBITDAX esperado para el 2021 con el fin de generar rangos en lo que respecta a la valuación por dicho múltiplo. Como se puede observar en la tabla N° 15, la acción sólo cotiza a descuento con respecto al valor actual de mercado en el peor de los escenarios en lo que respecta tanto al múltiplo como al EBITDAX esperado.

**Tabla N° 15: Análisis de sensibilidad del valor intrínseco (USD por acción) y según premios y descuentos con respecto a su valor de mercado (%)**

EV/EBITDAX 21E	EBITDAX 21E (MMUSD)				
	187	210	233	257	280
3,0x	1,7	2,3	2,8	3,4	3,9
4,0x	3,2	3,9	4,6	5,3	6,1
5,0x	4,6	5,5	6,4	7,3	8,2
6,0x	6,1	7,2	8,2	9,3	10,4
7,0x	7,5	8,8	10,1	11,3	12,6

EV/EBITDAX 21E	EBITDAX 21E (MMUSD)				
	187	210	233	257	280
3,0x	-41%	-22%	-3%	16%	34%
4,0x	9%	<b>34%</b>	<b>59%</b>	<b>84%</b>	109%
5,0x	59%	<b>91%</b>	<b>122%</b>	<b>153%</b>	184%
6,0x	109%	<b>147%</b>	<b>184%</b>	<b>222%</b>	259%
7,0x	159%	203%	247%	291%	334%

Fuente: Elaboración propia.

Dado que VISTA no posee un desempeño inferior en términos financieros y operativos con respecto al promedio de las empresas comparables, es de suponer que la diferencia entre el valor intrínseco y los precios de mercado podría ser producto de características diferenciales tales como la concentración de sus activos en yacimientos no convencionales (más intensivos en tecnología y capital) dentro de Argentina (mayor volatilidad macroeconómica). Desafortunadamente no existe una empresa comparable que cotice en dicho mercado, siendo YPF S.A. (con gran

cantidad de activos no convencionales, pero con una mayor escala de producción e integración vertical en toda la cadena de valor) y Pampa Energía (con atractivos activos en Vaca Muerta, pero con un portafolio diversificado en otras fuentes de energías) las únicas dos empresas con actividad en la extracción y producción de hidrocarburos cotizando en el Merval.



Universidad de  
**San Andrés**

## 6. Conclusiones

La transición al uso de energías renovables proyecta una caída en la demanda futura de hidrocarburos, mientras que por el lado de la oferta mundial, las mejoras tecnológicas en la industria del petróleo y gas generaron un incremento en los volúmenes de reservas disponibles.

Aún en un marco de exceso de oferta mundial, en Argentina la explotación de hidrocarburos presenta una oportunidad para asistir a mejorar la estabilidad macroeconómica. Teniendo capacidad para reducir importaciones a través de la producción de gas y generar saldos exportables en el caso de los combustibles líquidos, un crecimiento en el sector del petróleo y gas podría repercutir en una mejora en la Balanza de Pagos. Dicha capacidad se relaciona con el potencial de Vaca Muerta, la formación de hidrocarburos no convencionales más importante por fuera de los Estados Unidos. Si bien el yacimiento generó el interés de múltiples empresas (nacionales e internacionales), VISTA es la única compañía *pure play* en Vaca Muerta, por lo que el potencial de la formación debería reflejarse en el valor intrínseco de la empresa.

Si bien dos eventos negativos afectaron los márgenes de rentabilidad y la capacidad de generación de caja de VISTA, a partir de un creciente endeudamiento, la empresa mantuvo su plan de inversiones mejorando considerablemente la eficiencia en los gastos de capital. No obstante, su nivel de deuda es considerablemente inferior en comparación con compañías similares. Actualmente VISTA transita una reducción paulatina de sus costos operativos junto con una recomposición en los precios de venta.

A través de la metodología de NAV se determinó que bajo los supuestos utilizados en los escenarios base y optimista, el valor intrínseco estimado para la acción de VISTA es superior al precio de mercado, principalmente por el potencial que representan sus activos no convencionales. No obstante, un escenario de precios negativos para los combustibles aproxima el valor intrínseco con el precio de mercado.

Utilizando un enfoque de mercado se llegó a la misma conclusión. Dicha metodología consistió en relacionar el valor de mercado de compañías similares para la construcción de los múltiplos EV/EBITDAX, EV/Reservas Probadas y EV/Producción diaria. Los tres múltiplos utilizados mostraron que el precio de mercado es considerablemente inferior al valor intrínseco estimado para la compañía. No obstante, si bien las compañías comparables son similares en relación con su foco en Latinoamérica, sus niveles de producción diarios y la predominancia de petróleo crudo en el total de las ventas, ninguna se dedica a la producción no convencional de hidrocarburos ni tiene la mayoría de sus activos

dentro de Argentina, pudiendo ser dichas variables los riesgos que observa el mercado a la hora de determinar el precio de la acción de VISTA.



Universidad de  
**San Andrés**

## 7. Bibliografía

### 7.1 Académica

Belyadi H., Tahi E., Belyadi F. (2016). Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs: Theories, Operations, and Economic Analysis. 1st Edición. Elseiver.

Benjamin L Hunt ; Dirk V Muir ; Martin Sommer (2015). The Potential Macroeconomic Impact of the Unconventional Oil and Gas Boom in the United States

Brealey R., Myers S., Allen F. (2017). Principles of corporate finance — Twelfth edition. McGraw-Hill Irwin.

Brissaud F., Varela H., Declerck B., Bouvier N. (2012). Production availability analysis for oil and gas facilities: Concepts and procedure. 11th International Probabilistic Safety Assessment and Management Conference and the Annual European Safety and Reliability Conference. pp.4760-4769.

Byrd, L.T., Kumar, R.M., Williams, A.F., and D.L Moore (1985). U. S. Oil and Gas Finding and Development Costs, 1973-82 -Lower 48 Onshore and Offshore. J Pet Technol 37 : 2040–2048. doi: <https://doi.org/10.2118/13103-PA>

Cui, C., Mozur, M., Verre, U., & Weltge, F. (2014). Unconventional and Conventional Hydrocarbon Resource Economics: A Look at the Fundamental Differences and How Countries Can Address the Needs of Unconventional Resource Exploitation. SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. doi:10.2118/169873-ms

Damodaran A. (2010). Applied Corporate Finance (3° edición). John Wiley & Sons.

Damodaran A. (2012). Investment Valuation, Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset (3° edición). John Wiley & Sons.

Fabozzi F., Focardi S. y Jonas C., (2017). Equity Valuation: Science, Art, or Craft?. Chartered Financial Analyst Institute. Research Foundation Books December 2017 Volume 2017 Issue 4.

Fama E. & French K. (2003). “The CAPM: Theory and Evidence.” Center for Research in Security Prices.

Markowitz, H. (1959). Portfolio Selection: Efficient Diversification of Investments. Cowles Foundation Monograph No. 16. John Wiley & Sons, Inc

Nahirñak, P. (2016). Informes de Cadenas de Valor: Hidrocarburos. Subsecretaría de Planificación Económica de Argentina. doi: 10.13140/RG.2.2.35969.45924.

Rapetti, M., Carreras Mayer, P., Brest López, C. y Sorrentino, A. (2019). Exportar para crecer: Metas estratégicas para transformar Argentina. CIPPEC. [https://www.cippec.org/wp-content/uploads/2019/09/MEMO\\_Exportar\\_WEB.pdf](https://www.cippec.org/wp-content/uploads/2019/09/MEMO_Exportar_WEB.pdf)

Radke, G. A. (1995). Evaluating Shareholder Value of Investment Prospects - Usefulness of Per Unit Costs and Netbacks. SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium. doi:10.2118/30037-ms

Sharpe, W. (1964). "Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk". Journal of Finance. 19:3, pp. 425-442.

Teti, E., Dallochio, M., & De Sanctis, D. (2020). Effects of oil price fall on the betas in the Unconventional Oil & Gas Industry. Energy Policy, 144, 111673. doi:10.1016/j.enpol.2020.111673

## 7.2 Artículos y Reportes

Akunuri S. (2011). Valuing the Great Shale Play. PriceWaterhouseCoopers Company. <https://www.pwc.com/gx/en/oil-gas-energy/publications/pdfs/valuing-the-great-shale-play.pdf>

British Petroleum (2020). Energy Outlook. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook.html>

Corporate Financial Institute (2019). Netback: Used to assess oil and gas company efficiency and profitability. <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/finance/netback/>

Damodaran A. (2021). Costs of equity, costs of debt, market debt ratios and costs of capital by industrial sector. [http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/wacc](http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datafile/wacc)

Fix Scr (2021). Full Rating Report: Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. (Vista) - 19 de Marzo. [https://www.fixscr.com/site/download?file=fe8noesEqY\\_t3jKMn9\\_i9JdCypVKkkTH.pdf](https://www.fixscr.com/site/download?file=fe8noesEqY_t3jKMn9_i9JdCypVKkkTH.pdf)

Fix Scr (2021). Credit Update: Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. (Vista) - 29 de Abril.  
[https://www.fixscr.com/site/download?file=fe8noesEqY\\_t3jKMn9\\_i9JdCypVKkkTH.pdf](https://www.fixscr.com/site/download?file=fe8noesEqY_t3jKMn9_i9JdCypVKkkTH.pdf)

Hayes, A. (2020). PV10. Fundamental Analysis, Sectors & Industries Analysis. Investopedia.  
<https://www.investopedia.com/terms/p/pv10.asp>

IHS Markit (2019). The Economic Contribution of Independent Operators in the United States.  
<https://www.ipaa.org/wp-content/uploads/2019/05/IPAA-Economic-Contribution-Final-Report.pdf>

Novicio, T. (2021). 10 Biggest Industries in the World in 2021.  
<https://www.finance.yahoo.com/news/10-biggest-industries-world-2021-150703784.html>

OPEP (2020). World Oil Outlook 2045.  
[https://www.opec.org/opec\\_web/en/publications/340.htm](https://www.opec.org/opec_web/en/publications/340.htm)

PWC (2021). Global Top 100 companies by market capitalisation  
<https://www.pwc.com/gx/en/audit-services/publications/assets/pwc-global-top-100-companies-2021.pdf>

Tapia, Gustavo (2012). Valuaciones por múltiplos. Material de estudio del Programa de Finanzas Especiales. Universidad de Salta.  
[https://www.economicas.unsa.edu.ar/afinan/fe/material\\_de\\_estudio/material/Valuaciones%20por%20multiplos.pdf](https://www.economicas.unsa.edu.ar/afinan/fe/material_de_estudio/material/Valuaciones%20por%20multiplos.pdf)

Tordo, S. (2011). National oil companies and value creation. World Bank Group.  
<https://www.worldbank.org/curated/en/650771468331276655/pdf/National-oil-companies-and-value-creation.pdf>

US EIA (2013). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Argentina.  
[https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Argentina\\_2013.pdf](https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Argentina_2013.pdf)

US EIA (2021). Short-Term Energy Outlook.  
<https://www.eia.gov/outlooks/steo/>

US EIA (2021). Annual Energy Outlook with projections to 2050.  
<https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>



WoodMackenzi (2021). Entre Lomas y Agua Amarga Asset Report.

<https://www.woodmac.com/research/products/upstream/upstream-asset-valuations/>

## 8. Anexos

### 8.1 Supuestos del Precio Brent y Gas Natural

Año	Brent USD Escenario Pesimista	Brent USD Escenario Base	Brent USD Escenario Optimista	Gas Natural USD/MMBTU
2021	65,00	65,00	65,00	3,71
2022	60,00	60,00	60,00	3,7
2023	30,71	54,86	57,12	3,7
2024	32,47	58,33	61,29	3
2025	33,83	61,12	64,79	3,06
2026	34,76	64,11	68,10	3,12
2027	35,49	66,33	71,48	3,18
2028	35,99	68,65	74,03	3,24
2029	36,35	70,64	76,12	3,3
2030	37,09	72,76	79,08	3,37
2031	37,72	74,34	81,61	3,44
2032	39,12	76,38	84,26	3,51
2033	39,83	77,59	86,78	3,58
2034	40,08	78,84	89,55	3,65
2035	40,78	79,67	90,66	3,72
2036	41,36	81,09	91,90	3,79
2037	42,30	82,69	94,45	3,87
2038	42,48	84,25	95,62	3,95
2039	43,10	84,55	96,73	4,03
2040	42,91	87,10	99,06	4,11
2041	43,10	88,64	99,03	4,19
2042	43,52	89,55	99,64	4,27
2043	43,90	91,11	101,90	4,36
2044	44,64	92,08	103,89	4,45
2045	45,04	91,42	104,78	4,54
2046	45,48	93,30	106,47	4,63
2047	45,75	94,16	107,31	4,72
2048	46,56	94,44	107,42	4,81
2049	46,71	94,74	108,45	4,91
2050	47,56	94,97	109,07	5,01
2051	48,51	96,87	111,25	5,11

## 8.2 Activos no convencionales Escenario Base (MMUSD)

Año	Petróleo bbl/d	Gas Mm3/d	Ingresos	OPEX	CAPE X	Regalías	Impuesto a ventas	Reten ciones Expo	IIGG	FCL	VA FCL
2021	17.369	2.260	338	105	275	41	16	3	57	-158	-140
2022	25.804	3.357	460	130	311	55	21	4	70	-131	-104
2023	35.131	4.571	664	154	251	80	31	15	106	27	19
2024	45.155	5.875	894	177	293	107	41	32	151	93	58
2025	55.860	7.268	1.160	197	293	139	53	59	202	216	120
2026	63.341	8.241	1.360	204	251	163	63	84	243	353	174
2027	65.553	8.529	1.457	196	209	175	67	102	266	442	194
2028	64.841	8.437	1.483	194	167	178	68	103	275	498	194
2029	61.953	8.061	1.459	188	167	175	67	99	275	489	169
2030	61.101	7.950	1.470	186	167	176	68	98	280	495	152
2031	60.681	7.895	1.500	185	167	180	69	99	289	511	139
2032	60.378	7.856	1.517	184	167	182	70	100	295	519	126
2033	60.121	7.822	1.535	183	167	184	71	100	301	529	114
2034	59.904	7.794	1.545	183	167	185	71	99	304	535	102
2035	59.719	7.770	1.568	182	167	188	72	100	311	547	93
2036	59.563	7.750	1.595	182	167	191	73	101	319	561	85
2037	59.430	7.733	1.621	182	167	195	75	101	327	575	77
2038	59.318	7.718	1.624	181	167	195	75	100	328	577	69
2039	59.222	7.705	1.670	181	167	200	77	102	341	601	64
2040	59.141	7.695	1.697	181	167	204	78	103	349	615	58
2041	59.073	7.686	1.713	181	167	206	79	103	354	624	52
2042	59.015	7.678	1.741	181	42	209	80	103	362	764	57
2043	47.481	6.178	1.416	154	42	170	65	72	299	614	41
2044	42.540	5.535	1.260	142	42	151	58	57	269	541	32
2045	38.775	5.045	1.172	133	0	141	54	46	254	543	28
2046	30.896	4.020	942	115	0	113	43	24	209	438	20
2047	25.819	3.359	790	103	0	95	36	8	179	368	15
2048	21.826	2.840	670	94	0	80	31	0	154	311	11
2049	18.478	2.404	569	86	0	68	26	0	131	258	8
2050	15.657	2.037	491	79	0	59	23	0	113	217	6
2051	13.227	1.721	415	73	0	50	19	0	95	177	5
2052	11.162	1.452	350	69	31	42	16	0	80	112	3
2053	9.398	1.223	295	64	31	35	14	0	67	83	2
<b>Total</b>	<b>1.486.932</b>	<b>193.467</b>	<b>38.442</b>	<b>5.029</b>	<b>4410</b>	<b>4.613</b>	<b>1.768</b>	<b>2.019</b>	<b>7658</b>	<b>12.944</b>	<b>2.042</b>

### 8.3 Activos no convencionales Escenario Pesimista (MMUSD)

Año	Petróleo bbl/d	Gas Mm3/d	Ingresos	OPEX	CAPE X	Regalías	Impuesto a ventas	Reten ciones Expo	IIGG	FCL	VA FCL
2021	17.369	2.260	366	105	275	44	17	6	64	-144	-128
2022	25.804	3.357	503	130	311	60	23	11	80	-113	-89
2023	35.131	4.571	352	154	251	42	16	0	21	-132	-93
2024	45.155	5.875	479	177	293	57	22	0	41	-111	-70
2025	55.860	7.268	617	197	293	74	28	0	65	-40	-22
2026	63.341	8.241	718	204	251	86	33	0	85	59	29
2027	65.553	8.529	759	196	209	91	35	0	98	130	57
2028	64.841	8.437	761	194	167	91	35	0	100	173	67
2029	61.953	8.061	735	188	167	88	34	0	98	160	55
2030	61.101	7.950	739	186	167	89	34	0	101	163	50
2031	60.681	7.895	747	185	167	90	34	0	104	167	46
2032	60.378	7.856	770	184	167	92	35	0	112	180	44
2033	60.121	7.822	781	183	167	94	36	0	116	185	40
2034	59.904	7.794	783	183	167	94	36	0	117	187	36
2035	59.719	7.770	795	182	167	95	37	0	120	193	33
2036	59.563	7.750	804	182	167	96	37	0	124	198	30
2037	59.430	7.733	820	182	167	98	38	0	129	207	28
2038	59.318	7.718	822	181	167	99	38	0	130	208	25
2039	59.222	7.705	833	181	167	100	38	0	133	214	23
2040	59.141	7.695	829	181	167	99	38	0	132	211	20
2041	59.073	7.686	832	181	167	100	38	0	133	213	18
2042	59.015	7.678	839	181	42	101	39	0	135	342	25
2043	47.481	6.178	681	154	42	82	31	0	110	262	17
2044	42.540	5.535	620	142	42	74	29	0	102	231	14
2045	38.775	5.045	571	133	0	68	26	0	95	247	13
2046	30.896	4.020	459	115	0	55	21	0	76	192	9
2047	25.819	3.359	386	103	0	46	18	0	64	155	6
2048	21.826	2.840	332	94	0	40	15	0	56	128	5
2049	18.478	2.404	282	86	0	34	13	0	47	103	3
2050	15.657	2.037	243	79	0	29	11	0	41	83	2
2051	13.227	1.721	210	73	0	25	10	0	35	66	2
2052	11.162	1.452	177	69	31	21	8	0	30	18	0
2053	9.398	1.223	149	64	31	18	7	0	25	4	0
<b>Total</b>	<b>1.486.932</b>	<b>193.467</b>	<b>19.795</b>	<b>5.029</b>	<b>4410</b>	<b>2.375</b>	<b>911</b>	<b>17</b>	<b>2916</b>	<b>4.137</b>	<b>295</b>

## 8.4 Activos no convencionales Escenario Optimista (MMUSD)

Año	Petróleo bbl/d	Gas Mm3/d	Ingresos	OPEX	CAPE X	Regalías	Impuesto a ventas	Reten ciones Expo	IIGG	FCL	VA FCL
2021	17.369	2.260	366	105	275	44	17	0	66	-141	-125
2022	25.804	3.357	503	130	311	60	23	0	84	-106	-83
2023	35.131	4.571	650	154	251	78	30	0	108	29	21
2024	45.155	5.875	897	177	293	108	41	0	163	115	72
2025	55.860	7.268	1.172	197	293	141	54	0	227	261	145
2026	63.341	8.241	1.396	204	251	168	64	0	283	427	210
2027	65.553	8.529	1.517	196	209	182	70	0	319	541	237
2028	64.841	8.437	1.554	194	167	186	71	0	331	603	234
2029	61.953	8.061	1.526	188	167	183	70	0	329	589	204
2030	61.101	7.950	1.563	186	167	188	72	0	342	610	187
2031	60.681	7.895	1.602	185	167	192	74	0	354	631	172
2032	60.378	7.856	1.646	184	167	198	76	0	367	654	159
2033	60.121	7.822	1.688	183	167	203	78	0	380	677	146
2034	59.904	7.794	1.735	183	167	208	80	0	395	703	135
2035	59.719	7.770	1.751	182	167	210	81	0	400	711	121
2036	59.563	7.750	1.771	182	167	212	81	0	406	722	109
2037	59.430	7.733	1.816	182	167	218	84	0	419	746	100
2038	59.318	7.718	1.835	181	167	220	84	0	425	757	90
2039	59.222	7.705	1.853	181	167	222	85	0	431	767	81
2040	59.141	7.695	1.895	181	167	227	87	0	443	789	74
2041	59.073	7.686	1.893	181	167	227	87	0	443	788	66
2042	59.015	7.678	1.903	181	42	228	88	0	446	919	68
2043	47.481	6.178	1.566	154	42	188	72	0	368	742	49
2044	42.540	5.535	1.430	142	42	172	66	0	339	670	39
2045	38.775	5.045	1.315	133	0	158	60	0	312	651	34
2046	30.896	4.020	1.065	115	0	128	49	0	253	520	24
2047	25.819	3.359	897	103	0	108	41	0	213	432	18
2048	21.826	2.840	759	94	0	91	35	0	180	359	13
2049	18.478	2.404	649	86	0	78	30	0	154	301	10
2050	15.657	2.037	553	79	0	66	25	0	131	251	7
2051	13.227	1.721	476	73	0	57	22	0	113	211	5
2052	11.162	1.452	402	69	31	48	18	0	95	140	3
2053	9.398	1.223	338	64	31	41	16	0	80	107	2
<b>Total</b>	<b>1.486.932</b>	<b>193.467</b>	<b>41.981</b>	<b>5.029</b>	<b>4410</b>	<b>5.038</b>	<b>1.931</b>	<b>0</b>	<b>9398</b>	<b>16.175</b>	<b>2.629</b>

## 8.5 Activos convencionales Escenario Base (MMUSD)

Año	Petróleo bbl/d	Gas Mm3/d	Ingresos	OPEX	CAPE X	Regalí as	Impue sto a venta s	Reten cione s Expo	IIGG	FCL	VA FCL
2021	10.874	6.814	247	53	32	45	11	19	15	72	64
2022	10.064	5.802	209	45	29	34	10	11	15	66	52
2023	9.330	4.956	204	38	27	34	9	14	17	64	45
2024	8.663	4.246	198	32	26	33	9	15	19	64	40
2025	8.058	3.646	193	27	26	32	9	15	21	63	35
2026	7.950	3.138	196	24	26	31	9	15	25	67	33
2027	6.876	2.705	175	19	26	30	8	14	22	57	25
2028	6.376	2.337	167	17	13	30	8	13	22	65	25
2029	5.905	2.022	159	16	7	27	7	13	22	68	23
2030	5.461	1.751	150	14	7	25	7	12	22	64	20
2031	5.040	1.519	142	13	6	24	7	11	21	61	17
2032	4.641	1.320	133	12	5	23	6	11	20	58	14
2033	4.261	1.147	124	11	2	21	6	10	19	56	12
2034	3.897	999	115	10	2	20	5	9	18	51	10
2035	3.526	869	106	9	25	18	5	8	16	24	4
2036	2.096	730	64	6	21	17	3	5	8	5	1
2037	356	172	11	1	0	15	1	1	0	-6	-1
2038	181	142	6	1	0	8	0	0	0	-3	0
2039	162	121	5	1	0	1	0	0	1	2	0
2040	146	103	5	0	0	1	0	0	1	2	0
2041	131	87	4	0	0	1	0	0	1	2	0
2042	118	74	4	0	0	1	0	0	1	2	0
2043	106	63	4	0	0	1	0	0	1	2	0
2044	96	53	3	0	0	0	0	0	1	2	0
2045	86	45	3	0	0	0	0	0	0	1	0
2046	78	38	3	0	0	0	0	0	0	1	0
2047	70	32	2	0	0	0	0	0	0	1	0
2048	63	28	2	0	0	0	0	0	0	1	0
2049	57	23	2	0	0	0	0	0	0	1	0
2050	52	20	2	0	0	0	0	0	0	1	0
2051	47	17	2	0	0	0	0	0	0	1	0
2052	42	14	2	0	0	0	0	0	0	1	0
2053	38	12	1	0	2	0	0	0	0	-1	0
Total	104.847	45.044	2646	352	278	474	122	200	307	913	419

## 8.6 Activos convencionales Escenario Pesimista (MMUSD)

Año	Petróleo bbl/d	Gas Mm3/d	Ingresos	OPEX	CAPE X	Regalí as	Impue sto a venta s	Reten cione s Expo	IIGG	FCL	VA FCL
2021	10.874	6.814	267	53	32	32	12	21	26	91	81
2022	10.064	5.802	228	45	12	27	10	18	21	95	75
2023	9.330	4.956	110	38	7	13	5	0	0	47	33
2024	8.663	4.246	107	32	8	13	5	0	1	49	30
2025	8.058	3.646	104	27	30	12	5	0	3	26	14
2026	5.950	2.872	79	19	24	9	4	0	0	22	11
2027	934	920	13	3	2	2	1	0	0	5	2
2028	842	776	12	3	1	1	1	0	0	6	2
2029	762	655	11	3	0	1	1	0	0	6	2
2030	691	553	10	2	0	1	0	0	0	6	2
2031	628	468	9	2	0	1	0	0	0	6	2
2032	572	396	9	2	0	1	0	0	0	5	1
2033	523	335	8	2	0	1	0	0	0	5	1
2034	479	284	7	1	0	1	0	0	0	5	1
2035	415	239	7	1	0	1	0	0	0	4	1
2036	384	203	6	1	0	1	0	0	0	4	1
2037	356	172	6	1	0	1	0	0	1	3	0
2038	181	142	3	1	0	0	0	0	0	2	0
2039	162	121	3	1	0	0	0	0	0	2	0
2040	146	103	2	0	0	0	0	0	0	1	0
2041	131	87	2	0	0	0	0	0	0	1	0
2042	118	74	2	0	0	0	0	0	0	1	0
2043	106	63	2	0	0	0	0	0	0	1	0
2044	96	53	2	0	0	0	0	0	0	1	0
2045	86	45	1	0	0	0	0	0	0	1	0
2046	78	38	1	0	0	0	0	0	0	1	0
2047	70	32	1	0	0	0	0	0	0	1	0
2048	63	28	1	0	0	0	0	0	0	1	0
2049	57	23	1	0	0	0	0	0	0	1	0
2050	52	20	1	0	0	0	0	0	0	1	0
2051	47	17	1	0	0	0	0	0	0	0	0
2052	42	14	2	0	0	0	0	0	0	1	0
2053	38	12	1	0	2	0	0	0	0	-1	0
<b>Total</b>	<b>60.999</b>	<b>34.207</b>	<b>1020</b>	<b>241</b>	<b>118</b>	<b>122</b>	<b>47</b>	<b>39</b>	<b>55</b>	<b>398</b>	<b>261</b>

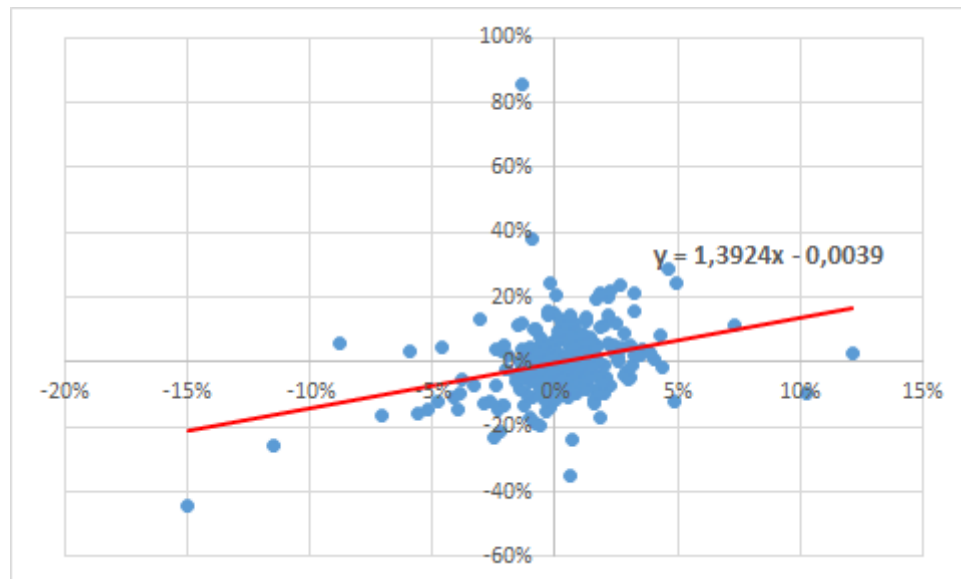
## 8.7 Activos convencionales Escenario Optimista (MMUSD)

Año	Petróleo bbl/d	Gas Mm3/d	Ingresos	OPEX	CAPEX	Regalías	Impuesto a ventas	Retenciones Expo	IIGG	FCL	VA FCL
2021	10.874	6.814	267	53	32	48	12	0	28	94	84
2022	10.064	5.802	228	45	29	38	10	0	24	83	65
2023	9.330	4.956	200	38	27	33	9	0	21	71	50
2024	8.663	4.246	199	32	26	33	9	0	24	74	46
2025	8.058	3.646	195	27	26	32	9	0	27	74	41
2026	7.950	3.138	201	24	26	32	9	0	31	80	39
2027	6.876	2.705	183	19	26	31	8	0	29	69	30
2028	6.376	2.337	175	17	13	31	8	0	29	78	30
2029	5.905	2.022	167	16	7	28	8	0	29	80	28
2030	5.461	1.751	160	14	7	27	7	0	28	76	23
2031	5.040	1.519	152	13	6	26	7	0	27	73	20
2032	4.641	1.320	144	12	5	25	7	0	27	70	17
2033	4.261	1.147	136	11	2	23	6	0	26	68	15
2034	3.897	999	129	10	2	22	6	0	25	64	12
2035	3.526	869	118	9	25	21	5	0	23	36	6
2036	2.096	730	71	6	21	19	3	0	11	11	2
2037	356	172	13	1	0	17	1	0	0	-6	-1
2038	181	142	7	1	0	9	0	0	0	-3	0
2039	162	121	6	1	0	2	0	0	1	3	0
2040	146	103	5	0	0	1	0	0	1	3	0
2041	131	87	5	0	0	1	0	0	1	3	0
2042	118	74	4	0	0	1	0	0	1	2	0
2043	106	63	4	0	0	1	0	0	1	2	0
2044	96	53	4	0	0	1	0	0	1	2	0
2045	86	45	3	0	0	1	0	0	1	2	0
2046	78	38	3	0	0	0	0	0	1	2	0
2047	70	32	3	0	0	0	0	0	1	1	0
2048	63	28	3	0	0	0	0	0	1	1	0
2049	57	23	2	0	0	0	0	0	0	1	0
2050	52	20	2	0	0	0	0	0	0	1	0
2051	47	17	2	0	0	0	0	0	0	1	0
2052	42	14	2	0	0	0	0	0	0	1	0
2053	38	12	1	0	2	0	0	0	0	-1	0
<b>Total</b>	<b>104.847</b>	<b>45.044</b>	<b>2793</b>	<b>352</b>	<b>278</b>	<b>502</b>	<b>128</b>	<b>0</b>	<b>416</b>	<b>1117</b>	<b>509</b>



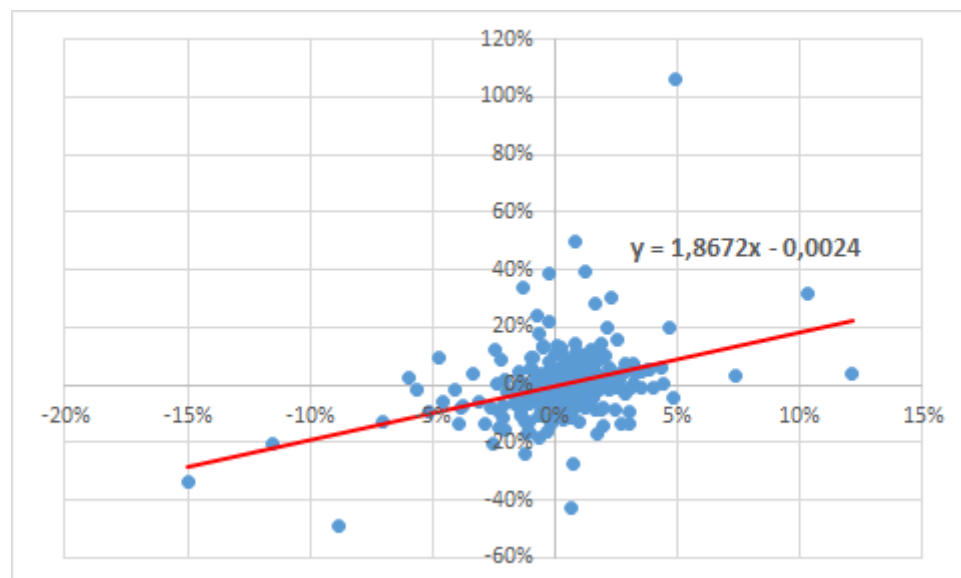
## 8.8 Regresiones para el cálculo del parámetro Beta

**Gráfico N° 42: Retorno Laredo Petroleum vs retorno S&P500**



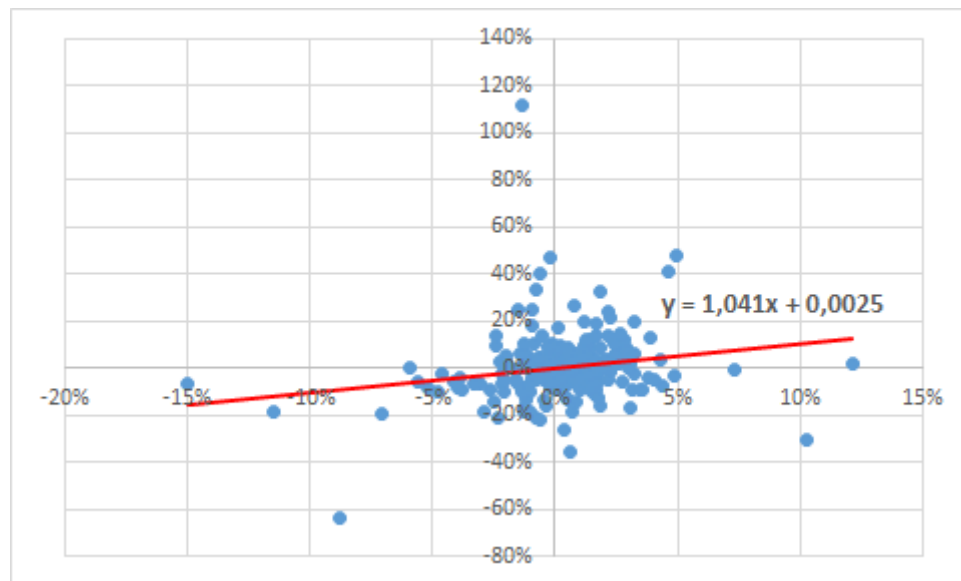
Fuente: Elaboración propia en base a datos de yahoo finance.

**Gráfico N° 43: Retorno Callon Petroleum Company vs retorno S&P500**



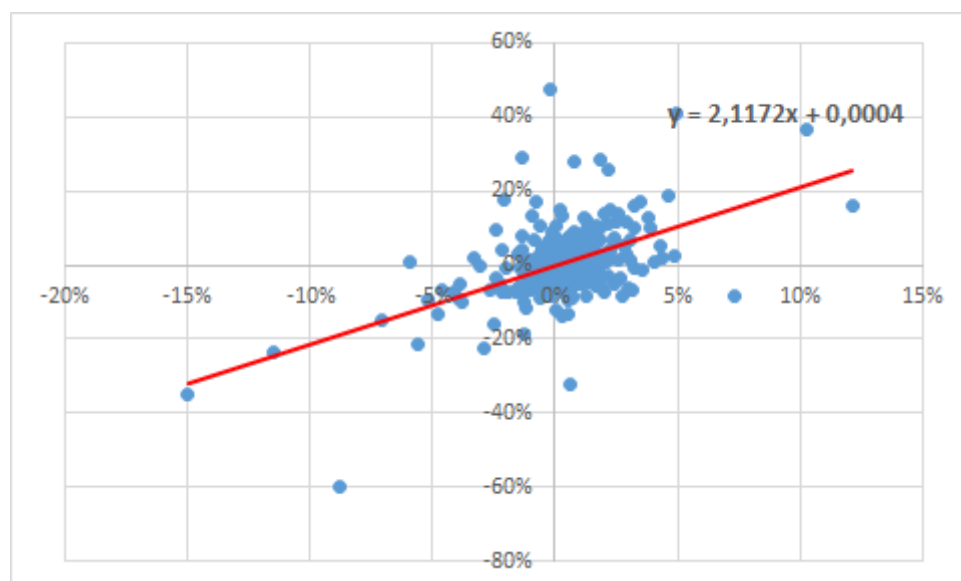
Fuente: Elaboración propia en base a datos de yahoo finance.

**Gráfico N° 44: Retorno Centennial Resource Development, Inc. vs retorno S&P500**



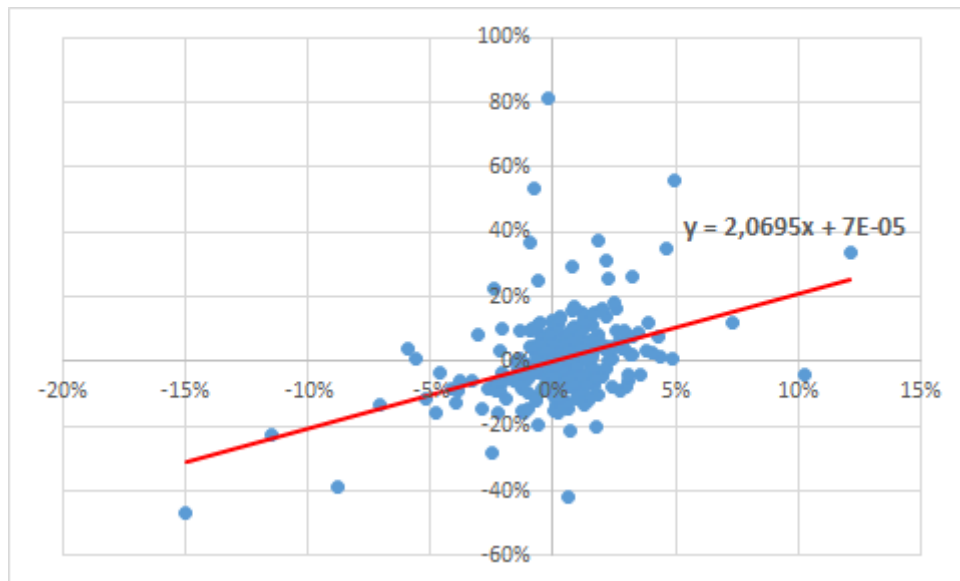
Fuente: Elaboración propia en base a datos de yahoo finance.

**Gráfico N° 45: Retorno Matador Resources Company vs retorno S&P500**



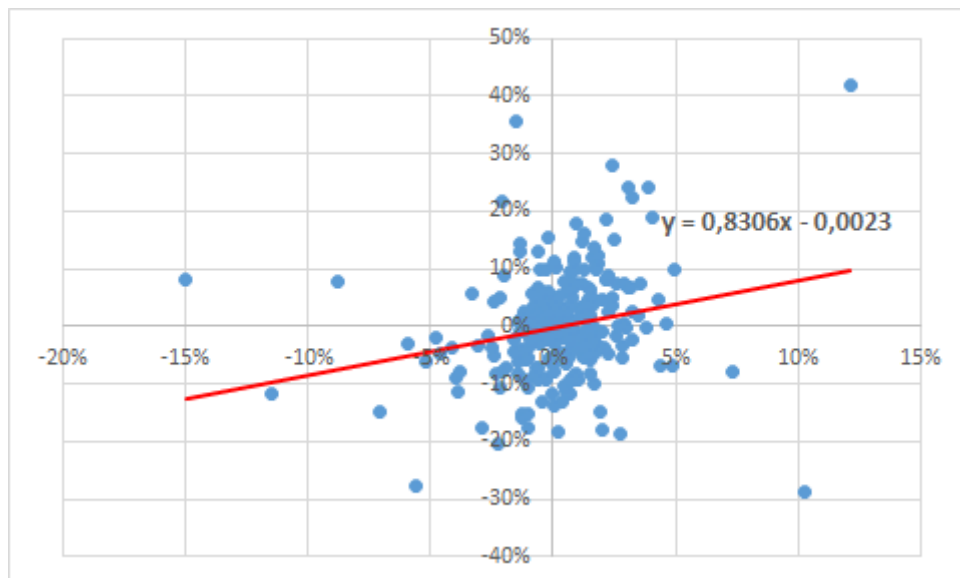
Fuente: Elaboración propia en base a datos de yahoo finance.

**Gráfico N° 46: Retorno SM Energy Company vs retorno S&P500**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de yahoo finance.

**Gráfico N° 47: Retorno Range Resources Corporation vs retorno S&P500**



Fuente: Elaboración propia en base a datos de yahoo finance.

## 9. Apéndice

### 9.1 Enfoque alternativo para la dilución del capital accionario

Tal como se mencionó en los capítulos 4 y 5, los warrants y las acciones reservadas tienen la capacidad de diluir el capital accionario en un futuro, pudiendo generar una caída en el precio de mercado de la acción. En las estimaciones del valor intrínseco, para captar el potencial de dilución del capital accionario, se utilizó el enfoque de máxima dilución, suponiendo que se convertirían la totalidad de los warrants y se emitirán el total de las acciones reservadas.

Si bien dicho enfoque posee como ventaja una simpleza para el cálculo, no incorpora la prima de tiempo de las opciones en la valuación. Un enfoque más preciso consiste en determinar el valor intrínseco de la acción como la diferencia entre el valor de la firma y el valor de las opciones dividido por la cantidad de acciones primarias emitidas en determinada fecha (Damodaran 2012). No obstante, para poder realizar dicho cálculo primero hay que conocer el valor de las opciones o estimarlo en el caso de que las mismas no se encuentren cotizando en un mercado bursátil.

Al no tener información pública sobre el valor de los warrants emitidos por VISTA, para el enfoque alternativo se consideró el modelo Black-Scholes-Merton para la valuación de opciones, con un leve ajuste debido a que en su versión original el modelo considera que el ejercicio de las opciones no modifican el precio del subyacente, lo cual no ocurriría en el caso de los warrants, que de ejercitarse aumentan el número de acciones emitidas.

La adaptación por dilución del precio de las acciones es bastante simple en la fórmula de Black-Scholes-Merton, incorporando al precio del subyacente un ajuste por la dilución esperada del ejercicio de las opciones. En el caso de warrants, el ajuste se realizaría de la siguiente forma:

$$S_{\text{ajustado por dilución}} = (S n_s + W n_w) / (n_s + n_w)$$

Donde:

S = Valor actual de la acción

$n_s$  = número de acciones en circulación

W = Valor de los warrants en circulación

$n_w$  = número de warrants en circulación

El ajuste es simple pero tiene un problema de circularidad en el cálculo, ya que para poder estimar el valor actual de la acción ajustado por dilución es necesario el valor de los warrants y para el cálculo de los warrants se necesita el valor actual de la acción ajustada por dilución. El problema de circularidad se puede resolver asumiendo un valor inicial del warrant (precio de ejercicio o valor de mercado) e iterar el cálculo hasta converger a un valor (Damodaran 2012).

Es importante destacar que el modelo Black-Scholes-Merton incluye dentro de sus supuestos una volatilidad constante durante el periodo de vigencia de la opción. Para el presente ejercicio se utiliza la volatilidad histórica semanal anualizada de los retornos de la acción de VISTA como aproximación de la volatilidad implícita en el valor de los warrants, dicho valor podría cambiar en un futuro, modificando el valor intrínseco de los warrants.

Con los datos históricos del precio de la acción al 18 de mayo del 2021 se estimó la volatilidad y el precio actual. De los reportes anuales de VISTA se tomaron los datos sobre la cantidad de acciones, cantidad de warrants (equivalentes a 33,2 millones de acciones), su precio de ejercicio y su fecha de expiración (al 04 de abril de 2023). La tasa libre de riesgo corresponde al rendimiento semanal de un bono del tesoro americano a 10 años. A partir de los datos y supuestos mencionados, se estimó el valor de los warrants mediante las siguientes 4 iteraciones:

**Tabla N° 16: Valuación de los Warrants con modelo Black-Scholes-Merton**

Iteración	1	2	3	4
Valor de la acción	2,90	2,90	2,90	2,90
# de acciones	33,20	33,20	33,20	33,20
Valor del warrant	11,50	1,26	0,24	0,18
# de warrants	87,90	87,90	87,90	87,90
Valor de ejercicio	11,50	11,50	11,50	11,50
Tiempo (semanal)	2	2	2	2
Volatilidad	0,82	0,82	0,82	0,82
Libre de riesgo	1,64%	1,64%	1,64%	1,64%
Valor de la acción ajustado	5,26	2,45	2,17	2,15
<b>Valor del warrant</b>	<b>1,26</b>	<b>0,24</b>	<b>0,18</b>	<b>0,18</b>

Fuente: Elaboración propia en base a datos de yahoo finance al 18/05/2021.

Conociendo la cantidad de warrants y estimando su valor de mercado, podemos completar el enfoque alternativo para la dilución del capital accionario incorporando la multiplicación de dichos valores como un pasivo adicional en el patrimonio de la empresa.

**Tabla N° 17: Valuación por NAV con enfoque alternativo para la dilución del capital accionario**

Valuación Vista O&G	Escenario pesimista	Escenario base	Escenario optimista
Valor actual activos no convencionales	295	2.042	2.629
Valor actual activos convencionales	261	419	509
Valor actual activos NOC no operados	4	30	38
Caja	203	203	203
Deuda	563	563	563
Valor de los warrants	5,9	5,9	5,9
Valor capital accionario	194	2125	2811
Cantidad de acciones	87,9	87,9	87,9
<b>Valor de la acción sin dilución de capital</b>	<b>2,20</b>	<b>24,19</b>	<b>31,99</b>
Cantidad de acciones + acciones reservadas	95,5	95,5	95,5
<b>Valor de la acción con dilución de capital</b>	<b>2,03</b>	<b>22,27</b>	<b>29,45</b>

Fuente: Elaboración propia

Mediante el presente enfoque, en la valuación por NAV se presenta una diferencia negativa en el caso del escenario pesimista por considerar un pasivo no contemplado, pero una diferencia positiva para el escenario base y el optimista. Dada la distancia entre el precio de mercado de la acción y el precio de ejercicio de los warrants, su fecha de expiración y con el supuesto de que la volatilidad histórica se mantendría constante hasta la madurez de las opciones, el valor estimado de los warrants como pasivo es menor al potencial máximo de dilución de las opciones, generando así un mayor valor en la estimación del valor intrínseco de la acción.

De cumplirse los supuestos seleccionados en los diferentes escenarios, se puede pensar como una estrategia corporativa la recompra de los warrants por parte de VISTA aprovechando que el valor estimado de mercado es considerablemente inferior a la pérdida por dilución que podrían generar bajo escenarios favorables.

La misma lógica se repite en las estimaciones del valor intrínseco mediante una metodología de valuación por múltiplos a través de empresas comparables. Siendo el valor estimado de mercado inferior a la potencial pérdida por dilución, mediante el enfoque alternativo las estimaciones del valor intrínseco suben para los tres múltiplos seleccionados.

**Tabla N° 18: Valuación por múltiplos con enfoque alternativo para la dilución del capital accionario**

Múltiplo	EV/EBITDAX	EV/1P	EV/(boe/día)
Valor del Múltiplo (mediana)	5x	16x	43x
Valor del Múltiplo (promedio)	7x	15x	39x
Métrica de Vista O&G	233,20	128,20	34,07
Valor de la firma	1.203	1.992	1.452
Deuda neta	338,5	338,5	338,5
Valor de los warrants	5,9	5,9	5,9
Valor del capital accionario	859	1.648	1.108
Acciones (en millones)	87,85	87,85	87,85
<b>Valor de la acción</b>	<b>9,78</b>	<b>18,75</b>	<b>12,61</b>
Acciones + acciones reservadas	95,45	95,45	95,45
<b>Valor de la acción con enfoque alternativo</b>	<b>9,00</b>	<b>17,26</b>	<b>11,61</b>

Fuente: Elaboración propia