



Universidad de
San Andrés

UNIVERSIDAD DE SAN ANDRÉS

ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN Y NEGOCIOS

MAGISTER EN FINANZAS

VALUACIÓN DE VISTA OIL & GAS

Suarez Ferullo Valentín

40869228

vsuarezferullo@udesa.edu.ar

Director de Tesis: Profesor Alejandro E Loizaga

Ciudad autónoma de Buenos Aires – abril 2022

Resumen ejecutivo

El presente trabajo tiene como objetivo realizar una valuación de la firma VISTA Oil & Gas S.A.B, en adelante Vista, un operador independiente de la industria de producción y exploración del petróleo y gas en América Latina. Nace en México en 2017 como una sociedad de propósito específico para la adquisición de empresas e inicia sus operaciones en abril de 2018. Su principal foco de negocios se encuentra en la venta de *shale oil* y *shale gas* en activos de Vaca Muerta, dentro de la cuenca neuquina de Argentina.

Para realizar la valuación de la firma se utilizó el “Método de valuación por partes” que consiste en determinar el valor de la empresa a partir de los ingresos futuros provenientes de la explotación de sus reservas o recursos hasta un tiempo determinado. Este método supone que no se incorporarán o adquirirán nuevas reservas durante toda la vida de la compañía. Si bien estos supuestos son debatibles, este es el enfoque más utilizado en la industria petrolera para realizar estos tipos de trabajos. Se suele considerar que la metodología tradicional de descuento de flujos no sería la más adecuada ya que supone un crecimiento a perpetuidad de la firma, lo cual es discutible para las empresas del sector dado que sus ingresos provienen de recursos no renovables o finitos. La valuación por parte permite a los inversores asumir una tasa de disminución de la producción y calcular los ingresos hasta que se agoten los stocks. Es así que, en este informe, se estimaron los flujos futuros de fondos hasta el fin de las concesiones de los activos de Vista y se descontarán a una tasa de descuento para encontrar el valor actual de la firma.

Para alcanzar este objetivo, se realizaron tres escenarios, de elaboración propia, donde se sensibilizó el precio del petróleo Brent. Se planteó un escenario de referencia con la cotización del barril a USD 80, un escenario de precios altos con el Brent a USD 110 y un caso de precios bajos con el petróleo a USD 50. Como resultado, se obtuvo un valor teórico para la acción de Vista de USD 32,8, USD 48,3 y USD 16,3 respectivamente. En todos los casos, se encontró que el valor técnico de la acción es superior al valor al cual cotiza la firma en el mercado, que, a la fecha de cierre de este trabajo, es de USD 5,3. Para todos los escenarios se consideró una inflación del 2% por año en dólares y se le sumó una prima del 11% a la tasa de descuento para reflejar el riesgo país argentino. No se utilizó la cotización

actual de 16,88% ya que se consideró que esta tasa es demasiado elevada y no es sostenible en el tiempo, lo que posiblemente refleje la gran incertidumbre que existe por el panorama económico y político del país.

Sumado a lo anterior, se utilizaron cinco escenarios realizados por *La Administración de Información Energética de Estados Unidos* donde la variación precio es consecuencia de diversos factores tales como la oferta, el avance de energías renovables y el crecimiento a nivel mundial, entre otros. Como resultado se obtuvo que, para todos los escenarios, la empresa, también, presenta un valor técnico superior al valor de mercado, debiendo cotizar cada acción dentro de un rango de USD 7,5 y USD 49,5, según cada caso en particular.

Por otro lado, se calcularon tres múltiplos de valuación: EV/EBIDTAX, EV/producción y EV/reservas, siendo estos últimos dos tradicionales de la industria petrolera y los que tratan de estimar el valor de la firma en relación a sus reservas o producción actual. Según estos múltiplos, la empresa debería cotizar a USD 9, USD 9,2 y USD 8,62 respectivamente. No obstante, es importante aclarar que no existen compañías similares a Vista en el mercado argentino por lo que se utilizaron empresas de otras partes del mundo con el objetivo de comparar a la firma con otras petroleras.

Índice

Glosario	7
1. Información de la compañía	11
1.1 Descripción del negocio	12
1.2 Principales subsidiarias operativas	16
1.3 Activos	18
1.3.1 Vaca Muerta	20
1.3.2 Principales concesiones en Argentina	23
1.3.3 Principales concesiones en México	25
1.4 Sensibilidad de precios y producción	26
2. Análisis de la industria petrolera global	28
2.1 Análisis de la economía mundial	30
2.2 Demanda y oferta de petróleo y gas global	37
3. Análisis financieros y operativos	39
3.1 Ratios de rentabilidad	40
3.2 Ratios endeudamiento y estructura de capital	44
3.2.1 Ratios de endeudamiento	46
3.2.2 Ratios de cobertura	46
3.3 Ratios de liquidez	47
3.4 Ratios de gestión	49

3.5 Ingresos y costos operativos	50
3.6 Eficiencia en gastos de capital	53
3.7 Flujo de fondos	55
3.8 Análisis comparativo	57
4. Valuación por partes	61
4.1 Metodología	62
4.3 Tasa de descuento	64
4.3 Precio y escenarios	70
4.4 Costos	76
4.5 Renta del Estado	79
4.6 Producción	80
4.6.1 Producción no convencional futura	82
4.6.2 Producción convencional futura	85
4.7 Resultados	86
4.8 Sensibilidad del riesgo país	89
5. Valuación por empresas comparables	93
6. Conclusión	97
7. Referencias	99
7.1 Libros y publicaciones	99
7.2 Reportes y fuentes de datos	100

8. Anexo	102
8.1 Producción neta promedio por activo 4T 2021	102
8.2 Matriz energética de Argentina y países del G20	102
8.3 Evolución préstamos Vista Oil & Gas	103
8.4 Deuda bancaria Vista Oil & Gas	103
8.5 Obligaciones negociables Vista Oil & Gas	104
8.6 Evolución del S&P 500	105
8.7 Correlogramas de los Retornos de empresas de petróleo y S&P500	105
8.8 Precios de Brent y el gas según los escenarios de elaboración propia	110
8.9 Precios de Brent y el gas según los escenarios de la EIA	111
8.10 escenarios	112
8.10.1 En base al precio del Brent	112
8.10.2 En base a los escenarios de la EIA	116

Glosario

Acre: es una medida de superficie usada en agricultura en varios países. Según el país y la época, equivale a varias superficies, generalmente entre 0,4 y 0,5 hectáreas

Acreage: superficie de acres

Activos convencionales: son las áreas geográficas que tienen petróleo convencional (esta es una categoría que incluye petróleo crudo y gas natural y sus condensados que son extraídos por las técnicas tradicionales)

Activos no convencionales (NOC): son las áreas geográficas que tienen petróleo no convencional, que es petróleo producido o extraído usando técnicas diferentes al método convencional.

BBL: Una abreviatura de barril de petróleo, un volumen de 42 galones estadounidenses (0,16 m³)

BBL/d: barriles de petróleo producidos por día

BOE: o barril de petróleo equivalente. Es una unidad de energía basada en la energía aproximada liberada al quemar un barril (42 galones estadounidenses o 158,9873 litros) de petróleo crudo. El BOE es utilizado por las empresas de petróleo y gas en sus estados financieros como una forma de combinar las reservas y la producción de petróleo y gas natural en una sola medida, aunque esta equivalencia energética no tiene en cuenta el menor valor financiero de la energía en forma de gas

BOE/d: barriles de petróleo equivalente producidos por día

BRENT: es un tipo de petróleo que se extrae principalmente del mar del Norte. Marca la referencia en los mercados europeos. Tiene una gravedad API de 38,06°.

BTU (British Thermal Unit): Unidad térmica británica. Es la cantidad de calor necesaria para aumentar en 1 grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en su máxima

densidad (aproximadamente 39° F). Un millón de BTU (MM BTU) equivale a 27,8 m³ de gas y a 0,048 m³ GNL

CF: costo fijo

CV: costos variables

DCF: método de descuento de flujos o mejor conocido en inglés como *discounted cash flow*

Deuda financiera: deuda de corto plazo más deuda de largo plazo.

Deuda neta: deuda financiera menos caja y equivalentes.

Downstream: se refiere a las tareas de refinamiento del petróleo crudo y al procesamiento y purificación del gas natural, así como también la comercialización y distribución de productos derivados del petróleo crudo y gas natural al por menor.

EBITDA: es un indicador contable de la rentabilidad de una empresa. Se calcula como ingresos menos gastos, excluyendo los gastos financieros (impuestos, intereses, depreciaciones y amortizaciones de la empresa)

EBITDAX: se calcula igual que el EBITDA pero incluye los gastos de exploración

Estimated Ultimate Recovery (EUR): La Recuperación Final Estimada es un término de producción comúnmente utilizado en la industria del petróleo y el gas. La Recuperación Final Estimada es una aproximación de la cantidad de petróleo o gas que es potencialmente recuperable o que ya se ha recuperado de una reserva o pozo.

Free Cash Flow (FCF): es la cantidad por la cual el flujo de efectivo operativo de una empresa excede sus necesidades de capital de trabajo y los gastos en activos fijos. Se calcula como EBITDA – variación del capital de trabajo – CAPEX – impuestos

La Administración de Información Energética de Estados Unidos (en inglés: Energy Information and Administration o EIA): es el organismo de estadística y de análisis en el Departamento de Energía de los Estados Unidos

La Agencia Internacional de la Energía (en inglés: International Energy Agency o IEA): es una organización internacional, creada por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) tras la crisis del petróleo de 1973, que busca coordinar las políticas energéticas de sus Estados miembros, con la finalidad de asegurar energía confiable, adquirible y limpia a sus respectivos habitantes

Lifting Cost (LC): se define como los costos operativos asociados a la producción de petróleo

M: abreviatura de mil

Midstream: sector de la industria petrolera que incluye el transporte, ya sea por tuberías, ferrocarril, barcaza o camión, el almacenamiento y la comercialización al por mayor de crudo y gas natural

MM: abreviatura de millones

Mmbbl/d: millones de barriles diarios

NGL (Líquidos de Gas Natural): son componentes del gas natural que se separan del estado gaseoso en forma de líquidos. Esta separación ocurre en una instalación de campo o una planta de procesamiento de gas mediante absorción, condensación u otros métodos. Hay varios tipos de líquidos de gas natural y muchas aplicaciones diferentes para los productos NGL.

Obligaciones negociables (ON): Son títulos de deuda emitidos por empresas privadas que necesitan financiarse y que se comprometen a cancelar esa deuda en el plazo pactado junto con el interés correspondiente.

Reservas Posibles (P3): son aquellos volúmenes que, adicionados a los anteriores, devolverá una probabilidad de ocurrencia de 10%. Dicho de otra manera, las probabilidades de que la realidad supere la suma de los volúmenes probados + probables + posibles es sólo del 10%

Reservas Probables (P2): son aquellos volúmenes que, adicionados a las reservas probadas, tienen al menos un 50% de probabilidades de producirse. Es decir que serán la diferencia entre el caso más conservador y el caso más real.

Reservas Probadas (P1): son aquellos volúmenes de hidrocarburos que tienen al menos un 90% de probabilidades de producirse. Es la categoría más conservadora ya que, en promedio, nueve de cada diez veces la realidad producirá más volumen que lo que las reservas probadas indican.

Shale oil o shale gas: es petróleo o gas de esquistos bituminosos, un petróleo no convencional. El shale o roca de esquisto es menos permeable y el gas y el petróleo que alberga bajo ella no se puede extraer con los métodos tradicionales

SEC: la Comisión de Bolsa y Valores de Estados Unidos (en inglés, *Securities and Exchange Commission*) es una agencia del Gobierno de Estados Unidos que tiene la responsabilidad principal de hacer cumplir las leyes federales y regular la industria de valores, los mercados financieros americanos, así como las bolsas de valores, de opciones y otros mercados de valores electrónicos.

Upstream: sector de la industria petrolera que incluye la exploración, desarrollo y producción de crudo y gas natural

USD: dólares estadounidenses

Valor terminal (VT): es el valor de un negocio o proyecto más allá del período de previsión en el que se pueden estimar las futuras corrientes de efectivo. El valor terminal supone que un negocio crecerá a una tasa de crecimiento establecida para siempre, después del período de previsión

VPN: valor presente neto

Warrant: es un título corporativo muy similar a una opción de compra. Ofrece al consumidor el derecho pero no la obligación de comprar acciones comunes directamente de una compañía a un precio fijo por un periodo determinado

1. Información de la compañía

Vista es un operador independiente líder en la industria del petróleo, con sus principales activos en Argentina, dentro de Vaca Muerta: es el área de *shale oil* y *shale gas* en desarrollo más grande fuera de América del Norte. La firma se constituyó el 22 de marzo de 2017 como una Sociedad Anónima Bursátil de Capital Variable o S.A.B. de C.V. conforme a las leyes de los Estados Unidos Mexicanos. Nace como una sociedad de propósito específico para la adquisición de empresas, creada con la finalidad de consumir una fusión, adquisición de activos, adquisición de acciones, participaciones o intereses, combinación, consolidación, reorganización o alguna otra combinación de negocios similar independientemente de su denominación.

Este operador comienza su funcionamiento adquiriendo de otras compañías activos convencionales de alta calidad, bajos costos de operación y altos márgenes de ganancia, tanto en Argentina como en México. El objetivo de la firma era, y continúa siendo, apalancarse en las ganancias del negocio convencional para desarrollar los recursos no convencionales en Vaca Muerta (Argentina). Actualmente, la empresa concentra todas sus inversiones en esta zona, principalmente en sus activos de Bajada del Palo y ya no realiza inversiones en recursos tradicionales, salvo que existan compromisos preexistentes con las provincias concesionarias.

La compañía fue listada en NYSE en 2019, luego de haber adquirido dos compañías con una plataforma operativa en Argentina en 2018. Para junio de 2021, la compañía había perforado y completado 32 nuevos pozos en Vaca Muerta, destacándose por una productividad de entre las mejores de la cuenca, demostrando así la calidad del Acreage y su potencial para crecer. La tesis de inversión de Vista apunta a desarrollar un inventario de hasta 700 pozos cubriendo unos 157.800 acres en Vaca Muerta, apalancándose el flujo de caja generado por sus activos convencionales y aprovechando la capacidad de la infraestructura existente para tratar y evacuar la producción incremental.

El equipo de administración se encuentra liderado por Miguel Galuccio, quien ocupó el cargo de presidente del Consejo de Administración y Gerente General de YPF y, actualmente, es miembro del consejo de Administración de Schlumberger. La empresa se

destaca por tener una organización ágil y horizontal, con alto conocimiento de la industria y proyección innovadora.

1.1 Descripción del negocio

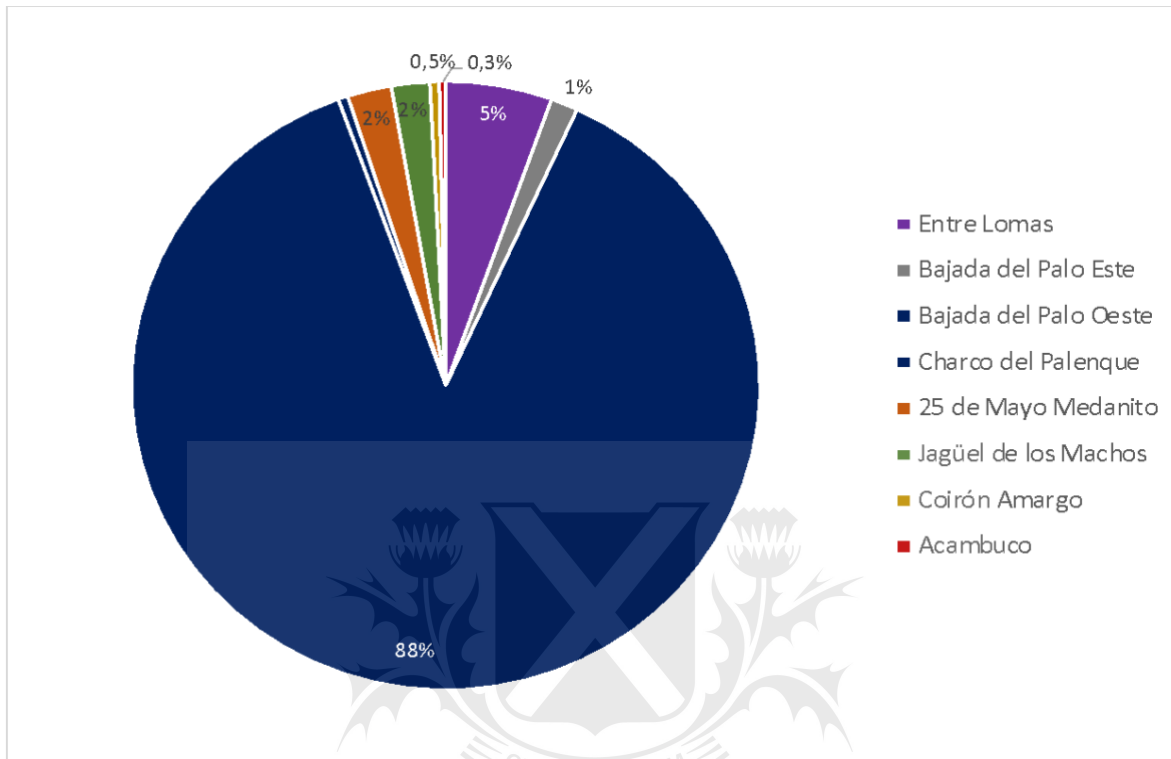
La cartera de activos de la compañía incluye participaciones en trece concesiones de hidrocarburos, doce de los cuales se encuentran ubicados en Argentina y uno solo se ubica en México. Aproximadamente once de ellas, representan el 98% de la producción neta. La compañía cuenta con aproximadamente 520.000 acres netos en Argentina y opera el 99% de dicha superficie. Al 31 de diciembre de 2021 Vista tiene 181,6 MMboe de reservas probadas, 70% de ellas ubicadas en yacimientos *shale* y 81% de las cuales consisten en petróleo.

Tabla 1: Resumen de concesiones

Concesiones de petróleo y gas	WI (%)	Operado/ No Operado	Objetivo	Cuenca	País
Entre Lomas Neuquén	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Entre Lomas Río Negro	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Bajada del Palo Oeste	100%	Operado	Shale / Convencional	Neuquina	Argentina
Bajada del Palo Este	100%	Operado	Shale / Convencional	Neuquina	Argentina
Agua Amarga	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
25 de Mayo Medanita	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Jagüel de los Machos	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Coirón Amargo Norte	100%	Operado	Convencional	Neuquina	Argentina
Águila Mora	100%	Operado	Shale	Neuquina	Argentina
Aguada Federal	100%	No operado	Shale	Neuquina	Argentina
Bandurria Norte	100%	No operado	Shale	Neuquina	Argentina
Acambuco	100%	No operado	Convencional	Noroeste	Argentina
CS-01	100%	Operado	Convencional	Del Sureste	México

Fuente: Elaboración propia en base al informe de resultados del 3º trimestre del 2021 de Vista Oil & Gas

Gráfico 1: Reservas netas 2021 P1 (MMboe)

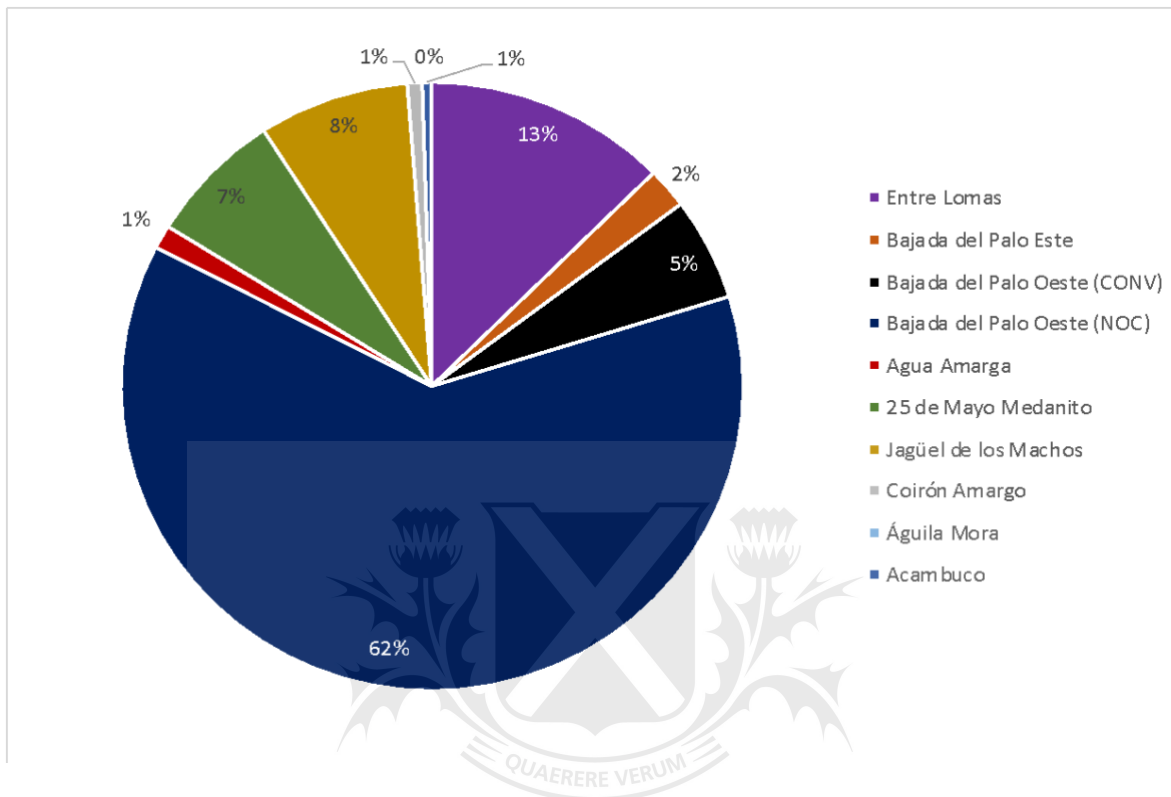


Fuente: Elaboración propia en base a datos del Reporte anual 2021 de Vista Oil & Gas

Durante el último trimestre de 2020, Vista fue el tercer productor más grande de petróleo *shale* de Argentina con 20 pozos en operación. Su producción diaria promedio fue 26,6 boe/d en 2020 y de 41,1 Mboe/d en 2021, esto es, un 55% superior y, para este último año, la producción estuvo compuesta por 32,4 bbl/d de petróleo y de 1.29 MMm3/d de gas natural. La producción *shale* total fue de 23,2 Mboe/d correspondientes en su totalidad a los pozos *shale* de Bajada del Palo Oeste (BDPO), mientras que en 2020 esta cifra era tan solo del 8,5 Mboe/d.

Durante el 4T de 2021, Bajada del Palo Oeste representó el 67% de la producción total trimestral, Entre Lomas el 13%, 25 de Mayo - Medanito el 6%, Jagüel de los Machos el 8%, Bajada del Palo Este el 2%, Agua Amarga el 1%, Coirón Amargo Norte el 1%, CS-01 (México) el 1% y el restante 1% estuvo representado por la producción no operada en Argentina de la concesión Acambuco y otras concesiones menores (para ampliar esta información, véase anexo 8.1)

Gráfico 2: Producción promedio diaria por activo argentinos 4T2021 (Mboe/d)



Fuente: Elaboración propia en base a datos del reporte del 2º trimestre del 2021 de Vista Oil & Gas

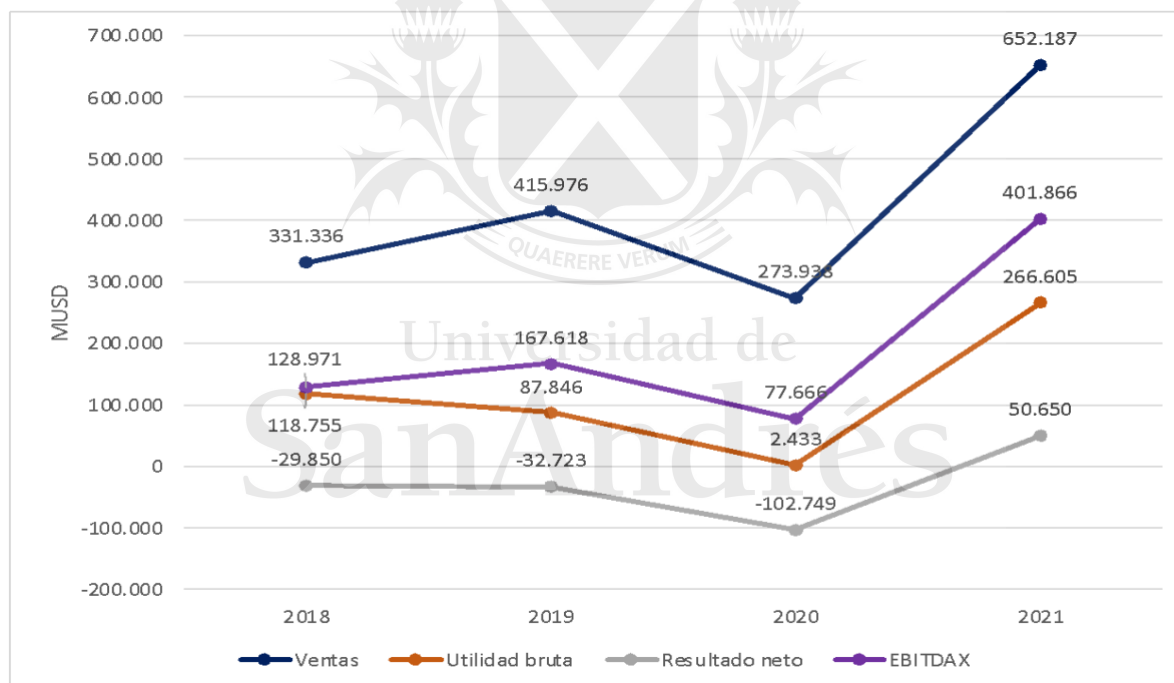
Los ingresos totales durante el 2020 fueron de USD 274 millones y la utilidad bruta fue de USD 2,4 millones. Durante este año, Vista se vio muy afectada por la baja en el precio del petróleo en el contexto de la crisis del COVID-19; como consecuencia esto contracción en la demanda de hidrocarburos a nivel mundial. El precio promedio realizado del crudo fue de USD 37,2 por barril, un 30% menor que durante 2019. Sin embargo, durante el 2021 los ingresos fueron de USD 652 millones y la utilidad bruta es de USD 267 millones, lo que representa un aumento del 67% y 7094% respectivamente, con respecto a todo el 2020. Esto muestra lo sensible que es la empresa al precio del petróleo.

Los ingresos del 3T2021, estuvieron 6% por encima del trimestre anterior y 150% por encima del 3T2020. Los ingresos por ventas de petróleo representaron el 88% de los ingresos totales, 3% por encima de 2T2021 y 155% por encima comparado con 3T2020, impulsados principalmente por el aumento de la producción de petróleo *shale* de Bajada del Palo Oeste. Durante el 3T2021 se exportó el 18% del volumen total de petróleo vendido,

mientras que el 82% restante fue vendido a refinerías locales en Argentina. Los ingresos en el 4T2021 fueron de USD 196 millones, un 146% por encima de los USD 79,5 millones del 4T2020, impulsado principalmente por el aumento de producción y los precios promedio realizados.

El EBITDAX¹ durante el 2020 fue de USD 78 millones y de USD 402 millones en 2021, un 417% superior. Por otro lado, Vista ha logrado en 2021, por primera vez en su historia, tener un resultado neto positivo de USD 51 millones, como se observa en el gráfico 3. Esto podría demostrar que la compañía está en pleno crecimiento y todavía tiene un gran potencial para desarrollarse.

Gráfico 3: Evolución de; Ventas, Utilidad bruta, Resultado neto, EBITDAX



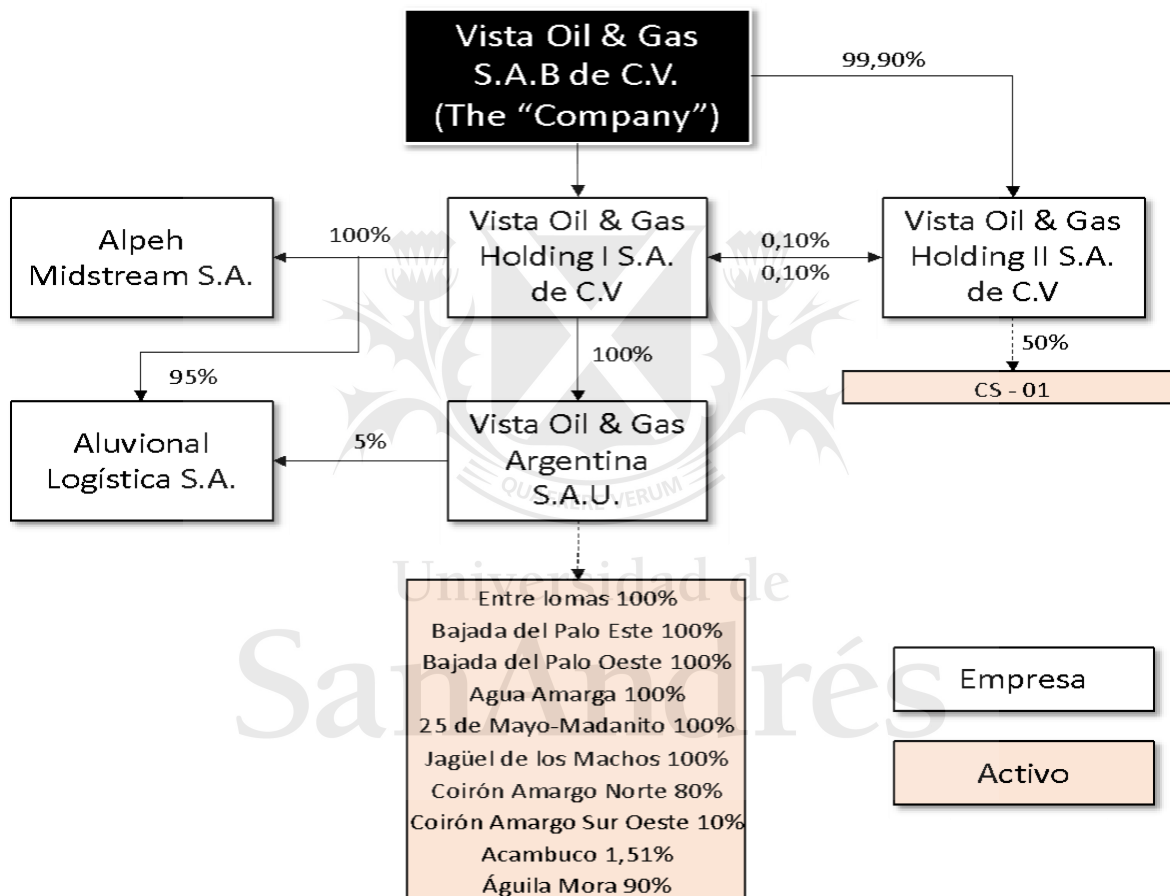
Fuente: Elaboración propia en base a datos de los estados financieros del 2018, 2019, 2020 y 2021 de Vista Oil & Gas

¹ Equivale a la ganancia antes de intereses, impuestos, depreciaciones, amortizaciones y gastos en materia de exploración.

1.2 Principales subsidiarias operativas

En el gráfico 4 se puede observar el esquema actual de Vista cuyas empresas y principales activos se describirán en esta sección y en la siguiente en base a la información del Form 20-F de Vista correspondiente al año 2020.

Gráfico 4: Esquema de la compañía



Fuente: Elaboración propia en base datos del Form 20-F 2020 de Vista Oil & Gas

Vista Argentina

Vista Argentina es una empresa instalada en ese país que se dedica a la exploración y producción de hidrocarburos y a la comercialización de petróleo, gas natural y NGL. La misma opera y es titular del 100% de los derechos de explotación de las concesiones Entre

Lomas, Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Agua Amarga, 25 de Mayo - Medanito y Jagüel de los Machos (todas ellas ubicadas en la cuenca neuquina). Tiene una participación operada del 84,62% en los derechos de explotación de la concesión Coirón Amargo Norte, en la provincia del Neuquén y una participación sin operación del 1,50% en los derechos de explotación de la concesión Acambuco, en la provincia de Salta, la cual está operada por Pan American Energy. Además, posee una participación operada del 90% en la concesión de explotación no convencional en el bloque Águila Mora, en la provincia de Neuquén y una participación no operada del 10% en concesión de explotación no convencional del bloque Coirón Amargo Sur Oeste (la misma está operada por Shell). En relación al personal activo, al 31 de diciembre de 2020, Vista Argentina tenía 286 empleados directos y aproximadamente 2.240 empleados subcontractados, de los cuales aproximadamente 420 de estos se dedican a la operación de sus concesiones en el día a día.

Vista Holding I

Vista Holding I es una sociedad mexicana con oficinas en la Ciudad de México que fue constituida con el objeto de participar como socio, accionista o inversionista en todo tipo de negocios o sociedades relacionadas con el rubro. A la par, es titular de una participación accionaria del 100% en Vista Argentina y una participación indirecta del 100% en Aleph Midstream.

Vista Holding II

Vista Holding II es una sociedad mexicana con oficinas en la Ciudad de México que fue constituida con el objetivo de explorar y extraer hidrocarburos en ese país. Es el titular del 100% de los derechos derivados de los convenios modificatorios de los contratos de licencia CS-01.

Aleph Midstream

Aleph Midstream es una compañía que comenzó a operar en agosto de 2019 y se convirtió en la primera empresa de *midstream* enfocada en proveer servicios de recolección, procesamiento y evacuación para la producción de petróleo y gas en la cuenca neuquina. Está pensada sobre el concepto de asociaciones a largo plazo con productores orientados

al *upstream*. El 31 de marzo de 2020, Vista completó la adquisición de Aleph Midstream, a un precio total de compra de USD 38 millones de dólares (cantidad equivalente a la totalidad del capital efectivamente aportado a Aleph Midstream por los socios). Como resultado de dichas operaciones, la empresa se transformó en una subsidiaria de propiedad exclusiva de Vista.

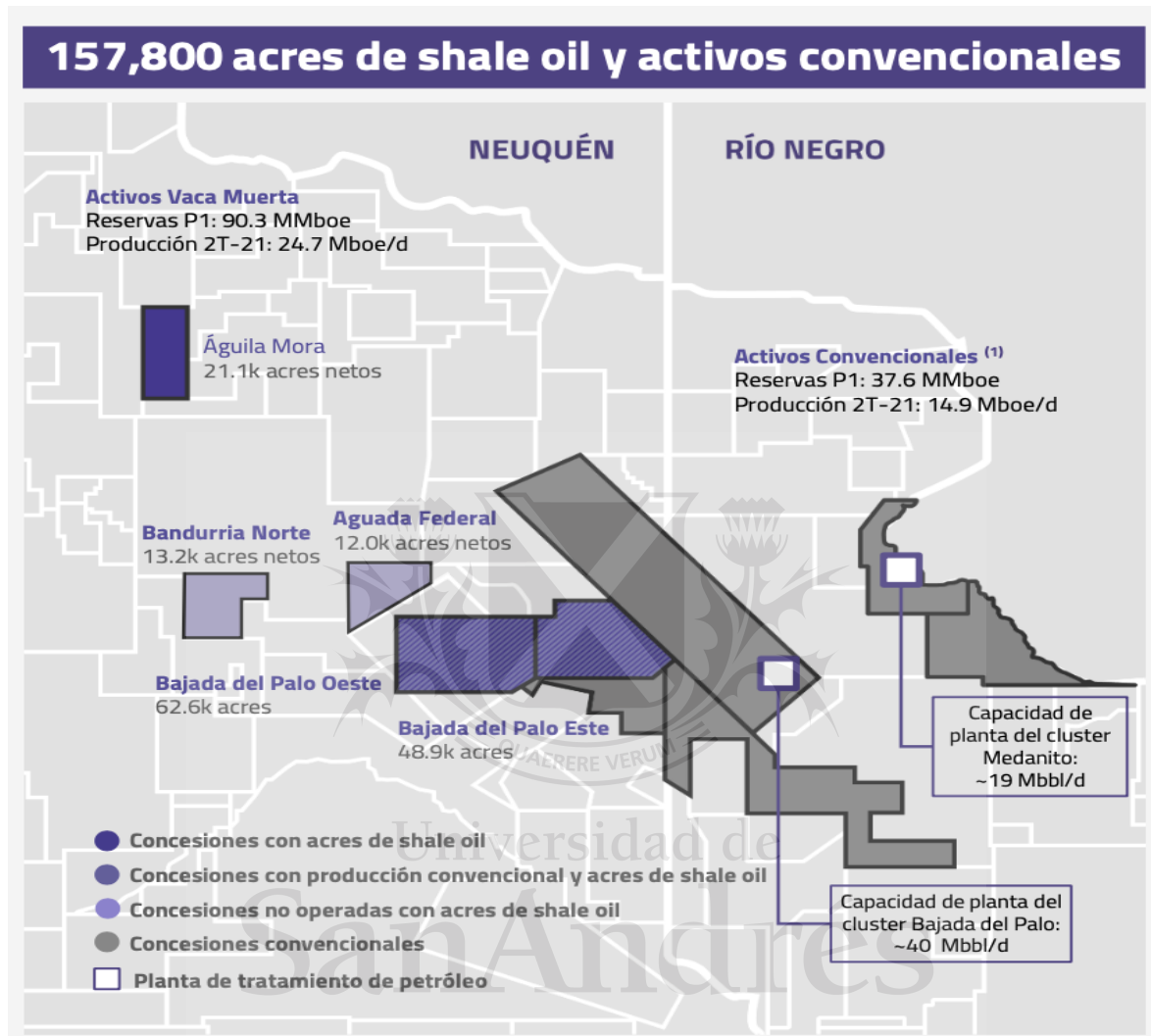
Aluvional Logística S.A.

Aluvional Logística S.A. es una empresa constituida en Argentina, dedicada a la extracción de arena, piedra, canto rodado, materiales graníticos y otros recursos naturales que se utilizan para la explotación de petróleo y gas no convencional en las provincias de Neuquén, Río Negro, Mendoza y La Pampa. Esta empresa es titular de concesiones por diez años de 15 canteras de arena silícea; todas ellas ubicadas en la provincia de Río Negro. Aluvional es considerada es de suma importancia para reducir los costos operativos que Vista tiene en la extracción del petróleo y gas no convencional dada las grandes cantidades de arena que se necesitan para este proceso. Incluso se puede afirmar que fue concedida para formar una sinergia con los otros activos de la compañía.

1.3 Activos

La compañía posee activos principalmente en Argentina y una pequeña proporción en México. Dentro de lo que corresponde a Argentina, sus activos se encuentran en las provincias de Neuquén y Río Negro y se pueden separar en concesiones con acres de *shale oil* (no convencionales), concesiones con producción convencional y acres de *shale oil* y concesiones convencionales.

Imagen 1: activos de Vista en Argentina



Fuente: Presentación a inversores, Vista Oil & Gas - septiembre 2021

Según la última presentación de inversores (diciembre 2021), Vista posee 181,6 MMboe de reservas probadas en Argentina (correspondiendo el 81% a petróleo); 37,6 MMboe se concentran en activos convencionales y 144 MMboe en activos no convencionales. Sus principales activos en el país se hallan en Entre Lomas, Medanita y Bajada del Palo. Este último posee producción de recursos convencionales y no convencionales siendo el principal activo para el desarrollo del *shale oil* que posee la compañía en Vaca Muerta. Por otra parte, la operación en México es mucho menor y solo se concentra en el activo CS-01

que cuentan con 0,2 MMboe de reservas probadas y su producción es tan solo de 0,2 Mboe/d.

1.3.1 Vaca Muerta

Vaca Muerta es una formación geológica de *shale* situado en la cuenca neuquina en las provincias de Neuquén, Río Negro, La Pampa y Mendoza en Argentina. La extensión del yacimiento es de 30.000 kilómetros cuadrados. La formación tiene entre 60 y 520 metros de espesor, lo que permite en algunos casos el uso de perforación vertical, con lo que se reduce significativamente los costos de extracción y mejora la viabilidad económica para la extracción de estos recursos. Según datos de Secretaría de Energía de la Nación, la producción diaria promedio para el mes de septiembre de 2021 fue de 27.673 m³/d de petróleo y 44.151.867 m³/d de gas².

La producción de crudo comenzó a planificarse en 2013 en Neuquén con inversiones, principalmente, de YPF. En ese año se firma un convenio entre Chevron e YPF para la exploración y explotación no convencional en Vaca Muerta y se comenzó un proyecto piloto, financiado por Chevron, que implicó una inversión de 1.240 millones de dólares y la perforación de 161 pozos. Unos meses después, se firma un convenio que dispuso la perforación de 170 pozos más y una inversión conjunta de más de 1.600 millones de dólares. Actualmente, y en relación a esta cuestión, son más de treinta las empresas locales e internacionales que invierten en la formación.

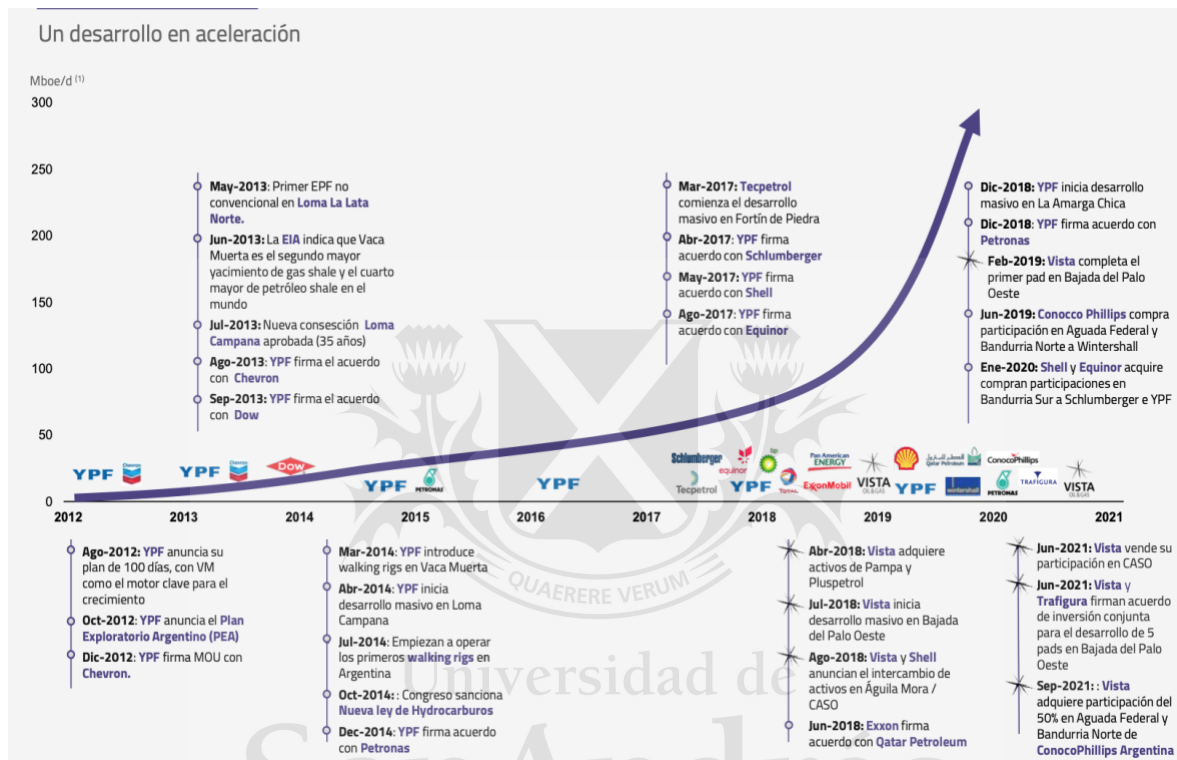
Vaca Muerta tiene un enorme potencial para la obtención de gas ya que, según el último informe de la Secretaría de Energía Internacional (EIA -siglas en inglés- 2013) cuenta con importantísimos recursos de petróleo que podrían alcanzar los 16,2 miles de millones de barriles (esto significa multiplicar por diez las actuales reservas de Argentina). Según el Instituto Argentino del Petróleo y Gas (IAPG)³ y la EIA, la Argentina se encuentra en el segundo puesto de la lista de países poseedores de los mayores recursos técnicamente

² https://gypnqn.com.ar/vaca_muerta.php y <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/vaca-muerta>

³ www.iapg.org.ar

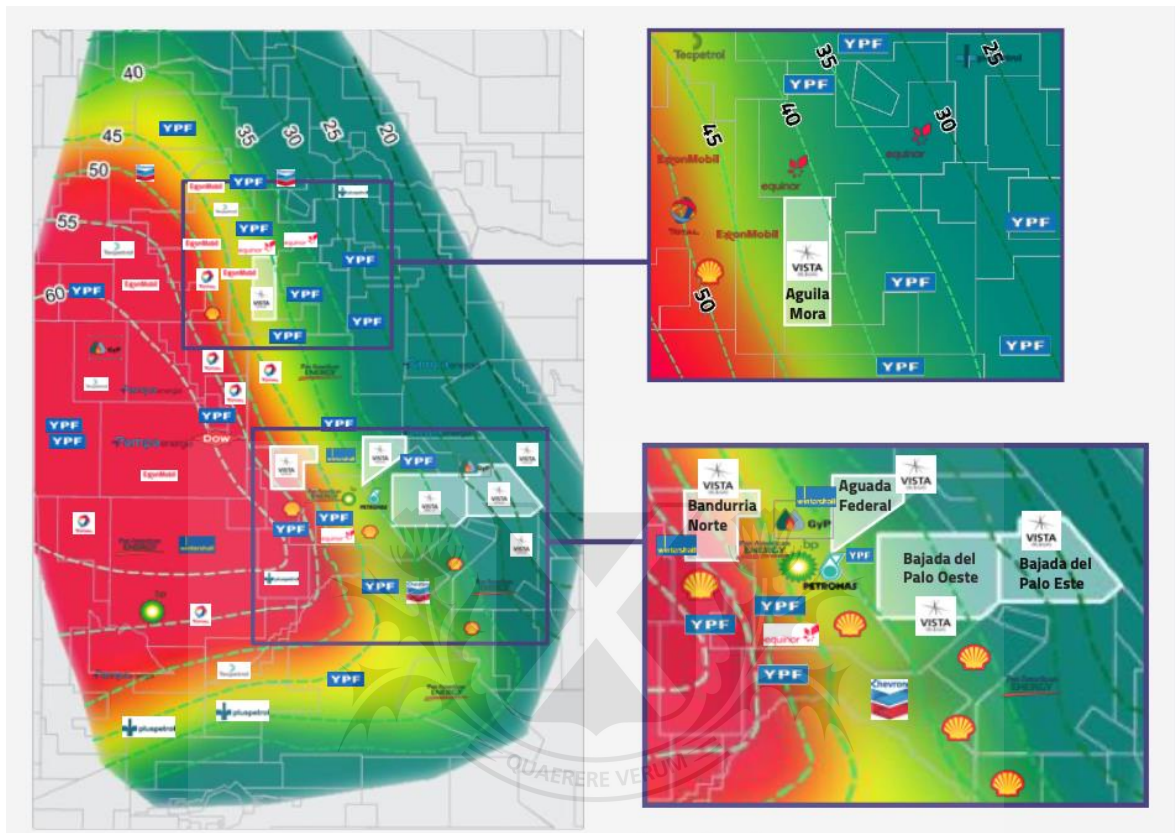
recuperables en lo que hace al gas almacenado en las rocas generadoras, también conocidas como *shale*, almacenadas en formaciones geológicas no convencionales (solo detrás de China) y, en el cuarto lugar, para el caso del petróleo.

Imagen 2: Historia de Vaca Muerta



Fuente: Presentación visual a inversores, Vista Oil & Gas - septiembre 2021

Imagen 3: Acreage en Vaca Muerta de Vista



Fuente: Presentación visual a inversores, Vista Oil & Gas - septiembre 2021

En la imagen 3 se puede ver la cantidad de operadores y su concentración en Vaca Muerta. La zona roja corresponde a gas natural, la zona naranja y amarilla corresponde a gas húmedo y la zona verde a petróleo. Entre los tonos más oscuros, el color verde es la calidad del petróleo allí producido, por lo que se observa que Vista concentra sus operaciones en las zonas de mejor calidad.

Como dijimos anteriormente, la compañía ha adquirido activos convencionales con los cuales busca generar flujo de caja para invertir en el desarrollo del *shale oil y gas* en Bajada del Palo debido a que es su activo con mayor rentabilidad. Recientemente, la empresa ha firmado un acuerdo de inversión conjunta con Trafigura para el desarrollo de 5 pads (de 4 pozos cada uno) en Bajada del Palo Oeste, en el cual Vista continúa siendo operadora y concesionaria del 100% del bloque. Vista y Trafigura tendrán participaciones de 80% y 20%,

respectivamente, de las inversiones y la producción total. En relación a esta operación, se realizará un pago inicial de USD 5 millones por pad, hasta alcanzar un total de USD 25 millones por pad, lo cual equivale a 55.000 USD/acre. Además, en septiembre del 2021 Vista ha adquirido de ConocoPhillips la participación del 50% en Aguada Federal y Bandurria Norte de Argentina, consolidado su posición en Vaca Muerta.

1.3.2 Principales concesiones en Argentina⁴

Entre Lomas Neuquén y Entre Lomas Río Negro (ELO)

Vista tiene una participación del 100% en los derechos de explotación de las concesiones en las dos zonas de Entre Lomas ubicadas en las provincias de Neuquén y Río Negro en la cuenca neuquina. La concesión de Entre Lomas Neuquén ampara un área de 99.665 acres brutos y la concesión de Entre Lomas Río Negro lo hace en un área de, aproximadamente, 83.349 acres brutos, produciendo ambas petróleo y gas de diversas formaciones (estos bloques tienen reservas probadas de 9,7 MMboe y producen 5,2 Mboe/d). Las concesiones de Entre Lomas Neuquén y Entre Lomas Río Negro vencen en el año 2026 lo que es de suponer que Vista la extienda hasta poder agotar sus reversas o hasta que no sea redituable económicamente. La empresa cuenta con derechos de exclusividad para negociar una extensión de la concesión por 10 años en esta área, en Medanito, Agua Amarga, Coirón Amargo y en Acambuco.

Bajada del Palo Oeste (BDPO)

Vista tiene una participación del 100% en los derechos de explotación de la concesión Bajada del Palo Oeste en la cuenca neuquina, en la provincia del Neuquén. Este bloque tiene reservas por 155 MMboe y reporta una producción de 27,4 Mboe/d. La concesión para la explotación no convencional vence en diciembre de 2053.

En el 4T2021, la producción *shale* fue de 25,3 boe/d, los cuales corresponden en su totalidad a los pozos *shale* de Bajada del Palo Oeste, donde se conectaron 16 pozos nuevos en 4 pads

⁴ Los datos de reservas probadas (P1) corresponden al año terminado el 31 de diciembre del 2021 y los la producción fueron tomados de la producción informada de los yacimientos en el 4 trimestre del 2021.

en los primeros tres trimestres del año. Durante el 1T del 2021, Vista aumentó el inventario a, aproximadamente 550 locaciones en BDPO. Es en esta zona donde se observa una mejora en el rendimiento y en los costos de los pozos que fueron impulsadas por un diseño de pozo mejorado de 2.800 metros de longitud lateral y 47 de las etapas de terminación. El nuevo diseño del pozo y el rendimiento de la producción, permitió actualizar la curva tipo a 1,52 MMboe. Además, combinado con el ahorro en perforación y terminación, se redujo el costo de desarrollo a aproximadamente 7,6 USD/boe y el costo de perforación de USD 17,4 millones en el pad #1 a USD 9,9 millones en el pad #6.

Bajada del Palo Este (BDPE)

Vista tiene una participación del 100% en los derechos de explotación de la concesión Bajada del Palo Este en la cuenca neuquina, en la provincia de Neuquén. Este bloque tiene reservas probadas por 2,5 MMboe y una producción de 1,1 Mboe/d. La concesión del bloque vence en diciembre de 2053. Bajada del Palo Este tiene una extensión de 48.853 acres brutos con exposición a la formación de petróleo de shale Vaca Muerta, aún no tiene locaciones identificadas para la instalación de pozos. La compañía se ha comprometido a invertir USD 52 millones antes de noviembre del 2022 en esta zona.

25 de Mayo - Medanito (MDT)

Vista es operador y titular de una participación del 100% en los derechos de explotación de la concesión 25 de Mayo - Medanito en la cuenca neuquina, en la provincia de Río Negro. El bloque cuenta con 4 MMboe de reservas probadas y reportó una producción de 2 Mboe/d. La concesión vence en octubre de 2026 y es de suponer que se extienda por lo mencionado anteriormente sobre la posesión de derechos plenos. .

Jagüel de los Machos (JDM)

Vista es operador y titular de una participación del 100% en los derechos de explotación de la concesión Jagüel de los Machos en la cuenca neuquina, en la provincia de Río Negro, que tiene una extensión de aproximadamente 48.359 acres brutos. Este bloque tiene reservas probadas por 3,5 MMboe y reportó una producción de 3,2 Mboe/d. La concesión vence en

septiembre de 2025 y, al igual que en 25 de Mayo – Medanito, se toma como supuesto que la compañía extenderá la concesión.

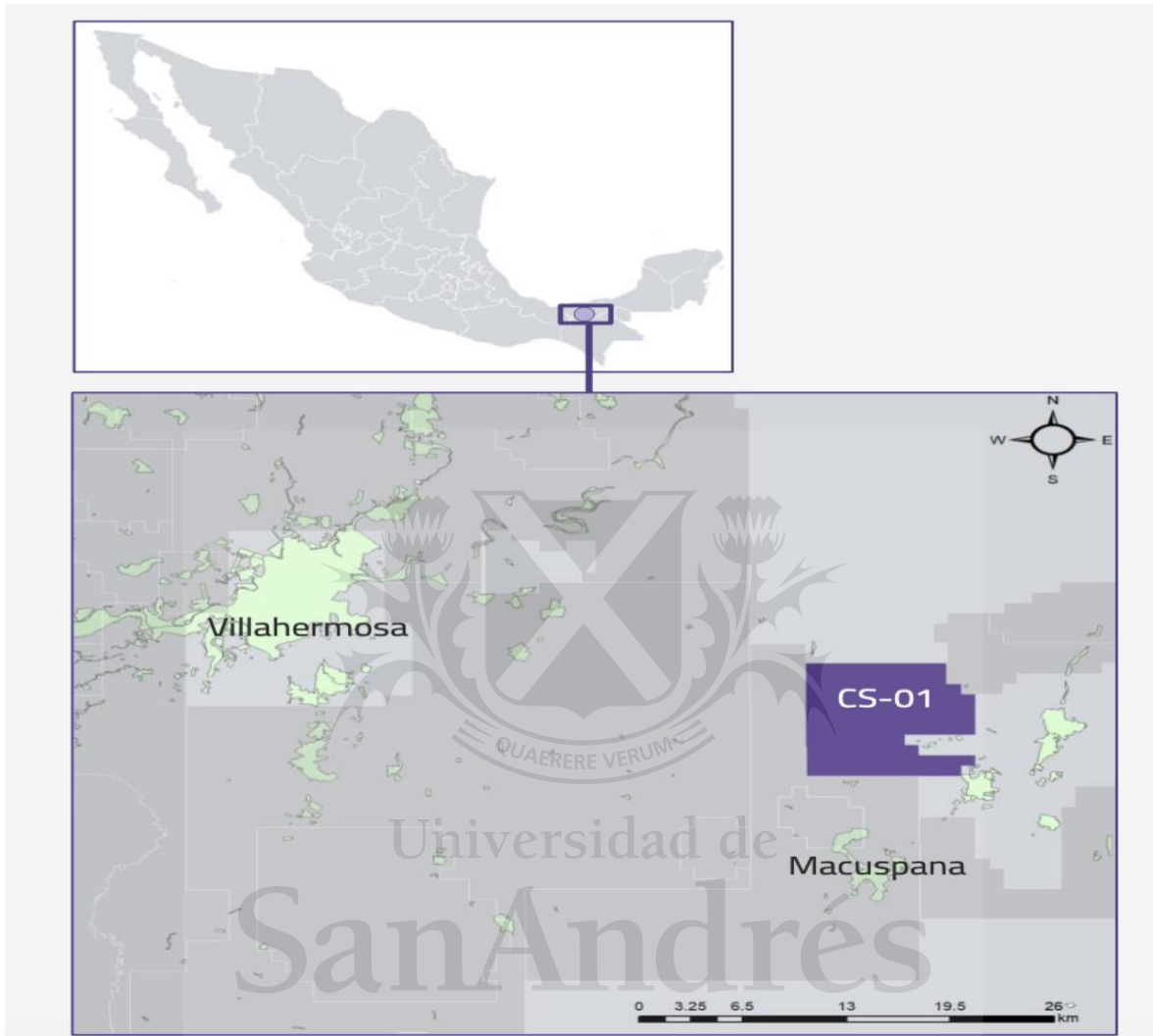
1.3.3 Principales concesiones en México

El 30 de octubre de 2018 se consumó, por parte de Vista, la adquisición del 50% de los derechos sobre tres bloques adjudicados a dos empresas de exploración y producción mexicanas, Jaguar y Pantera. Esto se logró a través de un convenio de cesión de derechos y un acuerdo de operación conjunta. Como resultado de esta transacción, Vista es titular del 50% de los derechos sobre el bloque CS-01 (23.517 acres brutos) que está actualmente siendo operado por *Vista*, el bloque A-10 (85.829 acres brutos) y TM-01 (17.889 acres brutos), que actualmente están siendo operados por Jaguar.

El 1 de diciembre de 2020, Vista llegó a un acuerdo con Jaguar y Pantera, para la cesión del 100% de los bloques A- 10 y TM-01, a favor de las empresas mexicanas a cambio del 100% del bloque CS-01 a favor de *Vista*. En consecuencia, esta última será propietaria del 100% de los intereses de participación del bloque CS-01 y transferirá, en su totalidad, su porción en los otros activos. Recientemente, el 16 de agosto de 2022 específicamente, *Vista* ha logrado completar esta operación quedándose solo con un activo en México, concentrando consecuentemente toda su operación en Argentina. El bloque CS-01 tiene 4,5 MMboe de reservas probadas y una producción de 0,5 Mboe/d.

San Andrés

Imagen 4: Activos de Vista en México



Fuente: Form 20F, Vista Oil & Gas - 2021

1.4 Sensibilidad de precios y producción

En general, las dos principales fuentes de variación de los resultados de las empresas petroleras son el precio del barril del petróleo y el nivel de producción. Como se observará más adelante, los ratios de Vista son muy sensibles a estas dos fuentes mencionadas. Por lo cual, en este apartado, se realizó un análisis de sensibilidad que muestra cómo varía el EBITDA de Vista si baja o sube USD 1 el barril de petróleo o si baja o sube 1 MMboe la producción del petróleo no convencional. Este estudio se basa en la proyección de

producción y precios en el escenario base del modelo que se desarrollará en el apartado 4: el mismo toma para el 2022 un precio de USD 80 el barril de Brent y una producción no convencional acumulada de 12,5 MMboe.

Por un lado, para el análisis de sensibilidad de precios, se distingue entre el precio del barril convencional de Brent y no convencional porque, en el primer caso, el petróleo de Vista tiene un descuento del 12% debido a su calidad. Por otro lado, para la sensibilidad de producción no se supone una baja en la producción de barriles convencionales porque la compañía no está realizando nuevas inversiones en este tipo de pozos, dado que su principal fuente de ingresos proviene de la venta de barriles no convencionales.

Como se puede observar en la tabla 2, una variación de USD 1 en el precio del barril hace que el EBITDA de Vista baje o suba un 1%. En el caso de una variación de la producción no convencional de 1 MMboe, que equivale a la explotación de 2 pozos en su primer año, el EBITDA varía un 7%.

Tabla 2: Sensibilidad de precio y producción

Precio USD		EBITDA MUSD	Δ	Δ%
CON	NOC			
69,52	79,00	803.403	-11.945	-1%
70,40	80,00	815.348	0	0%
71,28	81,00	827.293	11.945	1%

Producción		EBITDA MUSD	Δ	Δ%
CON MMboe	NOC MMboe			
3,79	11,51	757.248	-58.100	-7%
3,79	12,51	815.348	0	0%
3,79	13,51	873.448	58.100	7%

Fuente: Elaboración propia

2. Análisis de la industria petrolera global

El petróleo es el commodity de mayor comercio en los mercados del mundo. El hombre moderno acepta como natural la continua disponibilidad de petróleo y gas y los beneficios que de ellos resultan, sin estar al tanto de la complejidad política, económica e histórica de esta industria tan particular y diferente de las demás. Se caracteriza por ser la mayor industria extractiva, lo que implica la sustracción de elementos no renovables en una gran escala y por ser de capital intensiva, por las fuertes y continuas inversiones que exige. Además, la actividad tiene un gran riesgo debido a que los hidrocarburos, en general, solo se encuentran luego de varios y costosos intentos fallidos de exploración. Por otro lado, el petróleo es considerado un commodity estratégico para los países, lo que produce un alto grado de control y regulaciones estatales, sin considerar el riesgo de expropiación.

En el mundo, el petróleo, el gas natural y sus derivados contribuyen con el 55% de la energía utilizada en transporte, industrias, comercios y establecimientos residenciales. En la Argentina ese porcentaje es aún mayor, según el Global Electricity Review 2021 Perfil G20 (Tunbridge, 2021) y, pese al crecimiento de la energía eólica y solar, la participación de combustibles fósiles del país se sitúa en el medio dentro de los países miembros del G20. Tiene, asimismo, la segunda más alta participación de gas, con casi el triple del promedio mundial y ocupa el octavo lugar en la participación de combustibles fósiles dentro del G20 (ver anexo 8.2). Las otras importantes fuentes de energía hoy en uso son la nuclear, el hidrocarburo sólido (carbón) y la energía hidráulica, que suele clasificarse como “renovable”. Otras fuentes renovables de energía, como la biomasa, la eólica y la solar, aún son de aplicación comercial más o menos restringida. Sin embargo, es de suponer que, con el tiempo las fuentes de energía renovables reemplacen gradualmente a los hidrocarburos para lograr un mundo más sustentable y en línea con el Acuerdo de París.

La producción mundial de petróleo y de gas natural está a cargo de las compañías conocidas como “petroleras”, las cuales, producen uno o ambos tipos de hidrocarburos según las características de los yacimientos, aunque ambos surgen, en general, conjuntamente. Sin embargo, son cada vez más las empresas que están invirtiendo en otras fuentes de energías renovables. Según el IAPG, las petroleras se agrupan en diferentes categorías: (i) las

empresas estatales, (ii) las *mega*, (iii) las integradas, (iv) las grandes independientes, (v) las independientes de menor tamaño, (vi) las transportistas de gas y de petróleo y las de distribución, en especial, las de gas natural.

Las compañías estatales son las que tienen como accionista controlante al gobierno del país en que se encuentran y poseen gran parte de las reservas de petróleo y de gas del mundo. La mayoría tiene proyectos en conjunto con compañías privadas de otros países bajo variadas formas contractuales con el objeto de apoyarse mutuamente en el aprovechamiento de capitales y tecnologías. Algunas de ellas son PDVSA en Venezuela, Pemex en México e YPF en Argentina. Por otro lado, las tres *mega* son Exxon-Mobil, Rotal Dutch/Shell y British Petroleum-Amoco-Arco. Las integradas, que manejan toda la cadena de producción “del pozo al surtidor”, son, por ejemplo: Pan American Energy, Texaco, Chevron, etc. Tanto las *mega*, como gran parte de las empresas estatales, también, son petroleras integradas como YPF, Petrobras, entre otras. Las independientes, por su parte, se observan en varias dimensiones por su tamaño: Vista es una de ellas.

La industria trabaja comúnmente con contratos de más de 20 años por el grado de inversión que se requiere. Se suele dividir a la industria en 3 secciones: *upstream*, *midstream* y *downstream*. La primera de ellas -el *upstream*- incluye la exploración, desarrollo y producción de crudo y gas natural. El *midstream* incluye el transporte, ya sea por tuberías, ferrocarril, barcaza o camión, el almacenamiento y la comercialización al por mayor. Por último, el *downstream* se refiere comúnmente a las tareas de refinamiento del petróleo crudo y al procesamiento y purificación del gas natural, así como también la comercialización y distribución de productos derivados del petróleo crudo y gas natural al por menor. El sector *downstream* llega hasta los consumidores con productos tales como la gasolina, el querosén, los combustibles aeronáuticos, el gasóleo, el fueloil, lubricantes, ceras, asfalto, gas natural y el gas licuado del petróleo, así como cientos de petroquímicos.

Estas últimas dos clasificaciones están sometidas a regulaciones particulares, como el caso de la República Argentina donde la ley 24.046 del año 1992, establece el marco regulatorio para el transporte y la distribución del gas natural como servicio público nacional. Dado que se establecen como monopolios naturales y sus usuarios, según el lugar geográfico en que

se ubican, no tienen la opción de elegir otro proveedor. Como se dijo, las petroleras integradas manejan estas tres formas de negocio.

2.1 Análisis de la economía mundial

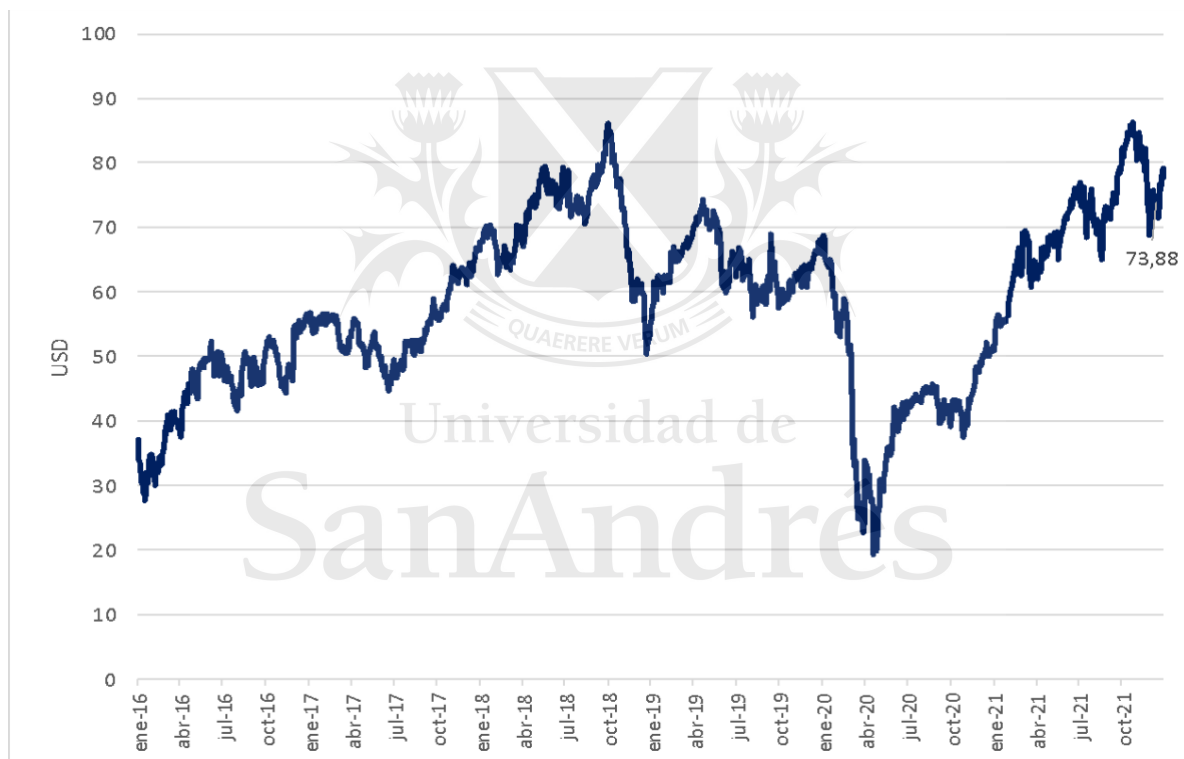
Durante el 2020, el mercado se ha transformado por las consecuencias causadas por la crisis sin precedentes de la pandemia de COVID-19. Lo que empezó al principio del 2020, como otra epidemia similar al SARS de 2003 a 2004 pronto se convirtió en una gran pandemia, que afectó a países de todo el mundo y condujo a la recesión económica más grave desde la Gran Depresión en la década de 1930. Según la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), la tasa de crecimiento se mantendrá en 0,7% anual en el período de 2019 a 2025 en comparación con el nivel de crecimiento proyectado antes de COVID-19, de 2,1% anual. Para los países que no pertenecen a la OCDE, se espera que el Producto Interno Bruto (PIB) crezca un 3,4% anual, en promedio durante el mismo período, que es más de 1 punto porcentual (pp) más bajo en comparación con las proyecciones pre pandemia.

El COVID-19 en todo el mundo provocó una fuerte caída de la demanda agregada debido a que la mayoría de los países anunciaron medidas de contención (cierres de fronteras, cancelaciones de vuelos, autoaislamiento y cuarentena, restricciones a las grandes reuniones y cierre de bares y restaurantes, entre otros). Lógicamente, al dejar de producir bienes, cayó la demanda de petróleo, lo que llevó al precio del barril a cotizar a mínimos históricos. El 8 de marzo de 2020, el crudo Brent cayó USD 10,9 (o 24,1%) a USD 34,4 dólares en la peor caída en un solo día desde 1991. Del 16 de marzo al 2 de abril de 2020, el precio del Brent estuvo por debajo de USD 30, con un precio mínimo de USD 22,72 el 30 de marzo de 2020. Sin embargo, el 9 de abril de 2020, la OPEP y OPEP+ acordaron una reducción de oferta de 9,7 MMBbl/d, con lo que empujaron al Brent sobre la marca de USD 30/bbl. Después de que la demanda comenzara a recuperarse, el Brent subió por encima de los USD 35 el 20 de mayo de 2020 y cotizó por encima de ese precio desde el 28 de mayo de 2020.

Actualmente, el Brent cotiza por encima de los USD 70/bbl, un valor que no había tocado desde 2019, lo que muestra una gran recuperación de la economía global alentada por grandes impulsos fiscales y monetarios de la mayoría de los países, principalmente Europa

y Estados Unidos (este último ha emitido cerca de 7 billones de dólares para mitigar los efectos de la crisis). En el 2008 el balance de la FED era de menos de 1 trillón de dólares y se estabilizó a partir del 2014 en 4,5 trillones. Hoy en día, desde marzo de 2022 hasta de elaboración de este trabajo, el aumento fue de 4,1 trillones a más de 8,5 trillones. Lo mismo hicieron los demás bancos centrales del mundo, comprando activos financieros a un ritmo nunca visto para inyectar liquidez en el mercado en medio de la crisis, lo cual provocó una ampliación histórica de sus hojas de balance. No obstante, estas políticas fueron claves para recuperar la economía y evitar que se cayera en una recesión.

Gráfico 5: Precio diario del barril Brent 2016-2021



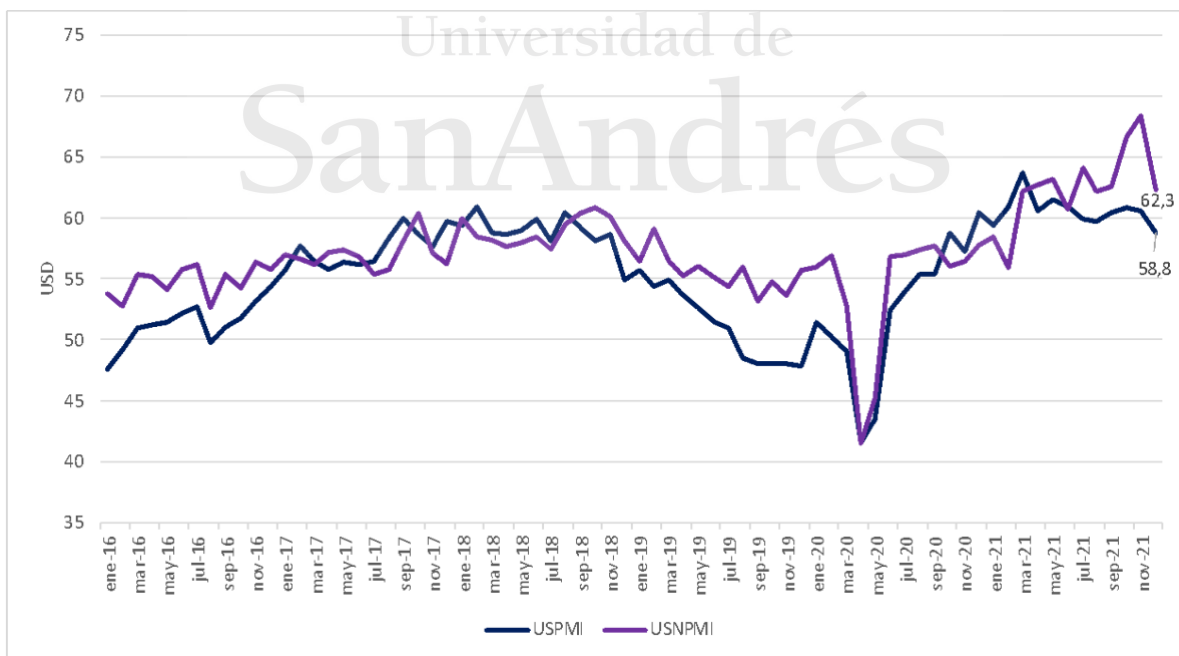
Fuente: Elaboración propia en base a datos de Refinitiv Elkon al 31 de diciembre del 2021

Desde el punto de vista de la economía real, el índice PMI manufacturero de ISM en los Estados Unidos se ubicó en 58,8 en diciembre de 2021, una disminución de 2,3 con respecto a noviembre cuando fue del 61,1. La expansión marginalmente más suave de diciembre fue impulsada predominantemente por una caída en los nuevos pedidos y el crecimiento de la producción en relación con el mes anterior. Dicho esto, los niveles de empleo aumentaron

a un ritmo más rápido en diciembre. Mientras tanto, las presiones sobre los precios disminuyeron notablemente en el mismo mes debido a los precios más bajos del crudo y el gas natural pero se mantuvieron elevados.

De la misma manera, existe un índice similar que refleja el aumento o disminución de la industria no manufacturera (NPMI, *ISM manufacturing*). En el pico máximo de la crisis del COVID-19 el PMI tocó un mínimo de 41,5 puntos y el NPMI de 41,8. Actualmente están estos puntos en 58,8 y 62,3, respectivamente. Sin embargo, en marzo ambos índices lograron superar los 64 puntos (gráfico 6). Si los índices tienen un valor por debajo de 50 puntos, como consecuencia de una disminución de la actividad, se tiende a pensar que pronostican una recesión económica, sobre todo si la tendencia se mantiene durante varios meses. Es de destacar que el sector de servicios representa dos tercios de la actividad económica de Estados Unidos. Por otro lado, en agosto de 2021, el crédito al consumo aumentó a una tasa anual ajustada estacionalmente del 4%. El crédito renovable aumentó a una tasa anual del 3% mientras que el crédito no renovable aumentó a una tasa anual del 4%. Estos datos muestran una clara recuperación económica de Estados Unidos.

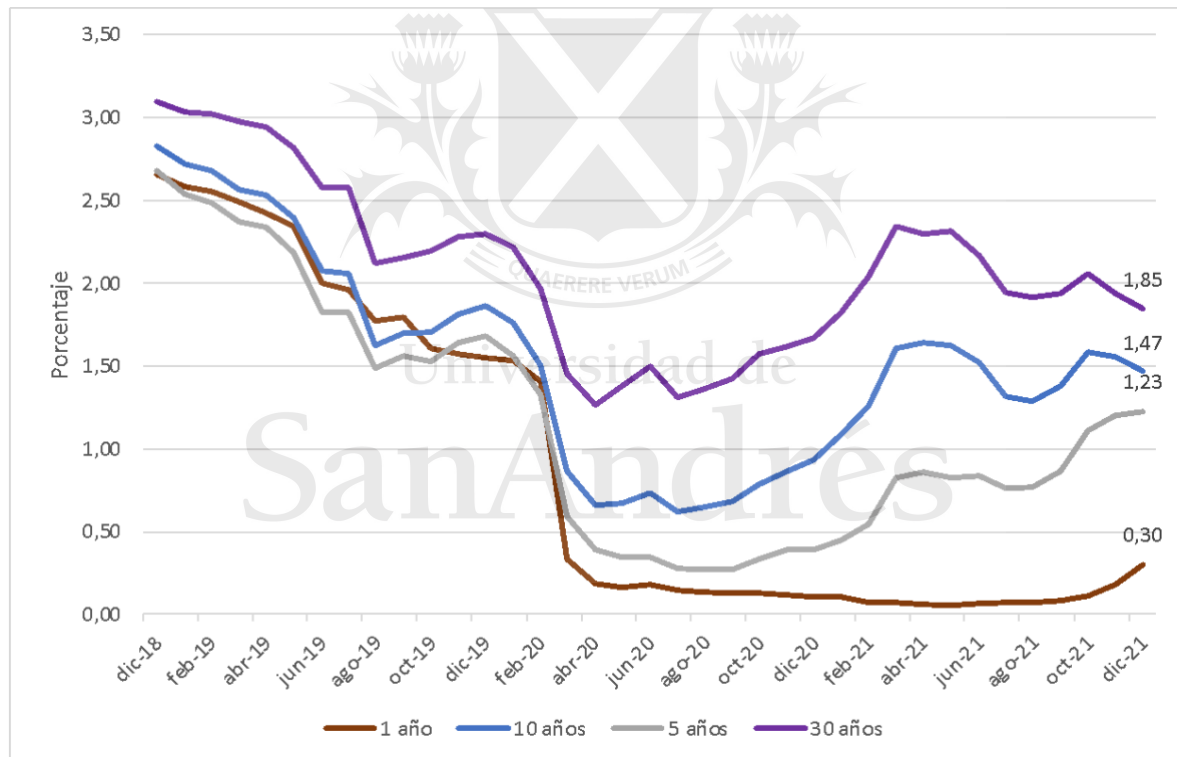
Gráfico 6: PMI y NPMI EEUU (mensual)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Refinitiv Elkon al 31 de diciembre del 2021

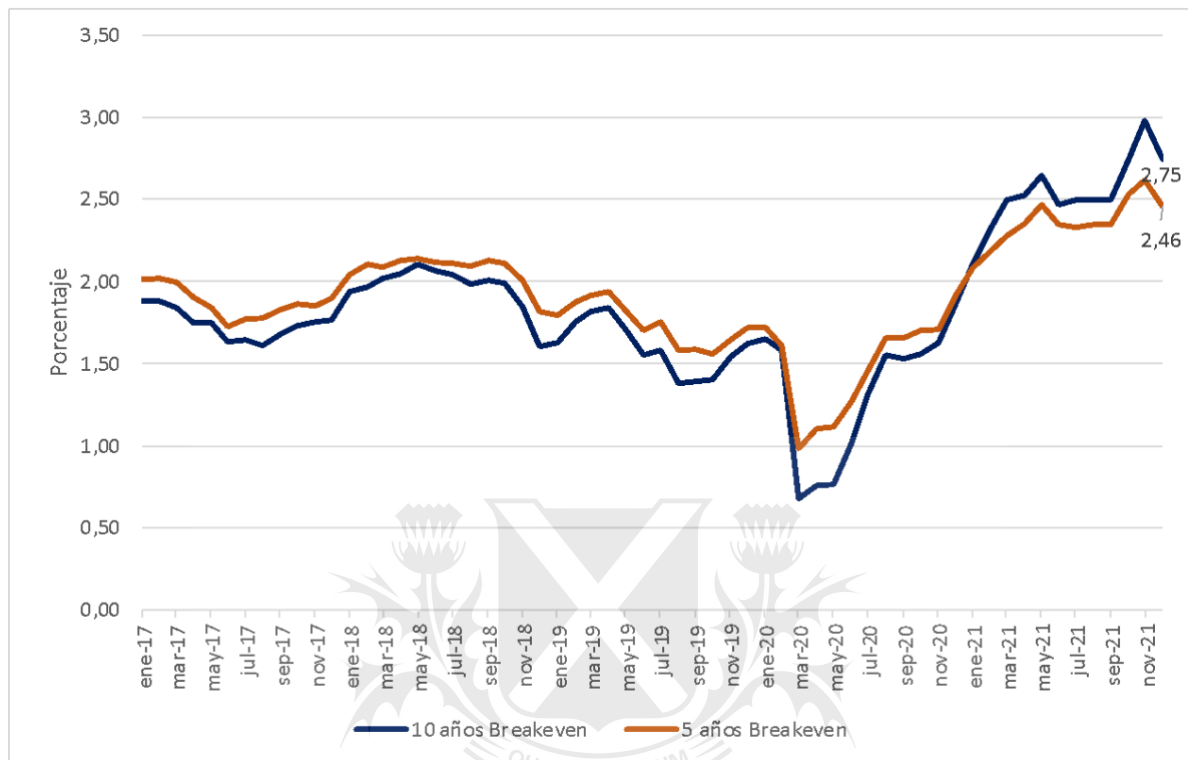
Las tasas del tesoro americano han aumentado desde el pico de la crisis en 2020 pero aún siguen a niveles muy por debajo del 2019. Al 31 de diciembre del 2021, la tasa a un año es de 0,39%, la de cinco años es de 1,26%, la de diez es de 1,52% y la de treinta es de 1,93%. Por debajo de la inflación esperada del mercado, si se observa el *breakeven* 5y la inflación esperada por el mercado es de 2,87% y, para el *breakeven* 10y, de 2,56%. Esto muestra la intención de la FED en mantener bajas las tasas, por debajo de la inflación, para seguir expandiendo la economía. Sin embargo, la emisión de la FED no ha sido gratis y ha repercutido en el aumento de la inflación en Estados Unidos y en el precio de los commodities, entre ellos el petróleo y gas.

Gráfico 7: Bonos del Tesoro EEUU a 1, 5, 10 y 30 años (promedio mensual)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Refinitiv Elkon y de la Federal Reserve Economic Data al 31 de diciembre del 2021

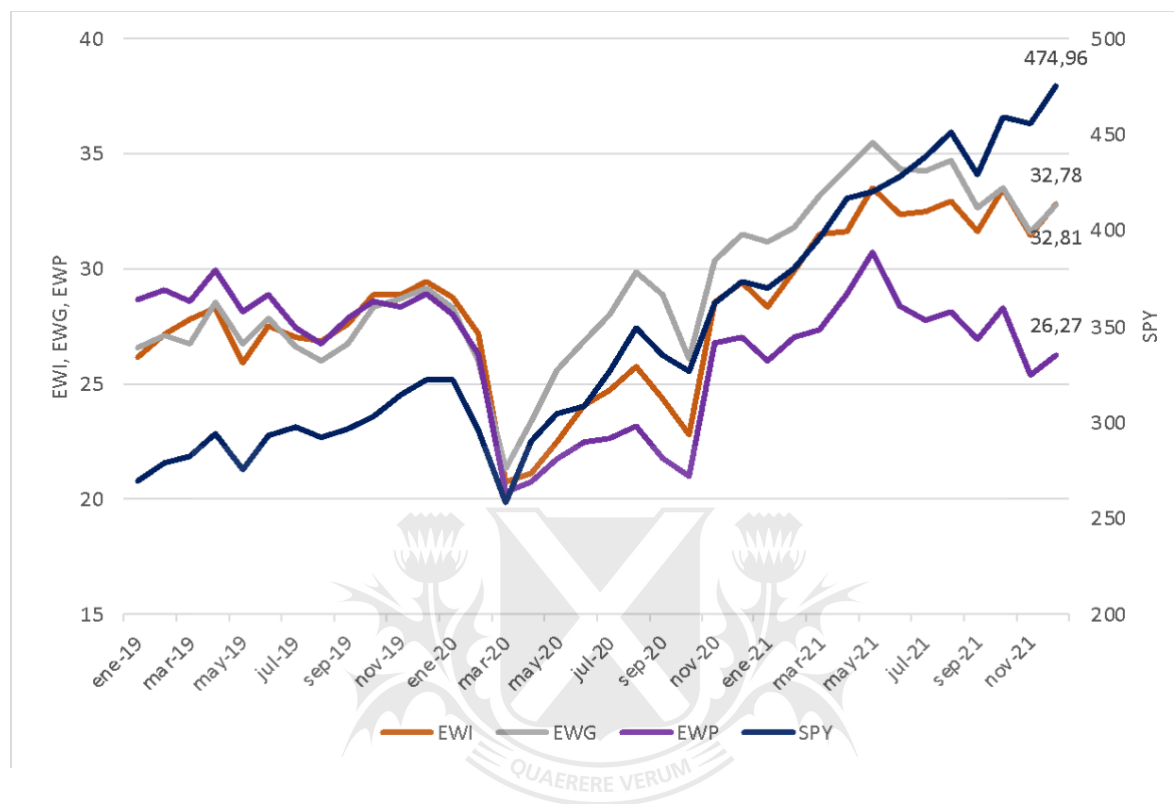
Gráfico 8: Evolución Breakeven 10 años y 5 años (promedio mensual)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Refinitiv Elkon de la Federal Reserve Economic Data al 31 de diciembre del 2021

Desde el punto de vista de los mercados, tanto el SPY (ETF que replica el S&P 500), como los principales ETF europeos, se encuentran por encima de sus precios del 2020. EWG (replica el capital accionario de las principales empresas de Alemania), el EWI (replica el capital accionario de las principales empresas de Italia) y el EWP (replica el capital accionario de las principales empresas de España), tocaron un mínimo en USD 17 en marzo, su máximo fue USD 36,48, USD 34,53 y USD 36,80 respectivamente, en los últimos 3 años. En cuanto al SPY, su mínimo, en los últimos 3 años, fue el 2 de marzo del 2020 cuando tocó los USD 218,16 y su máximo histórico fue USD 479 en diciembre del 2021.

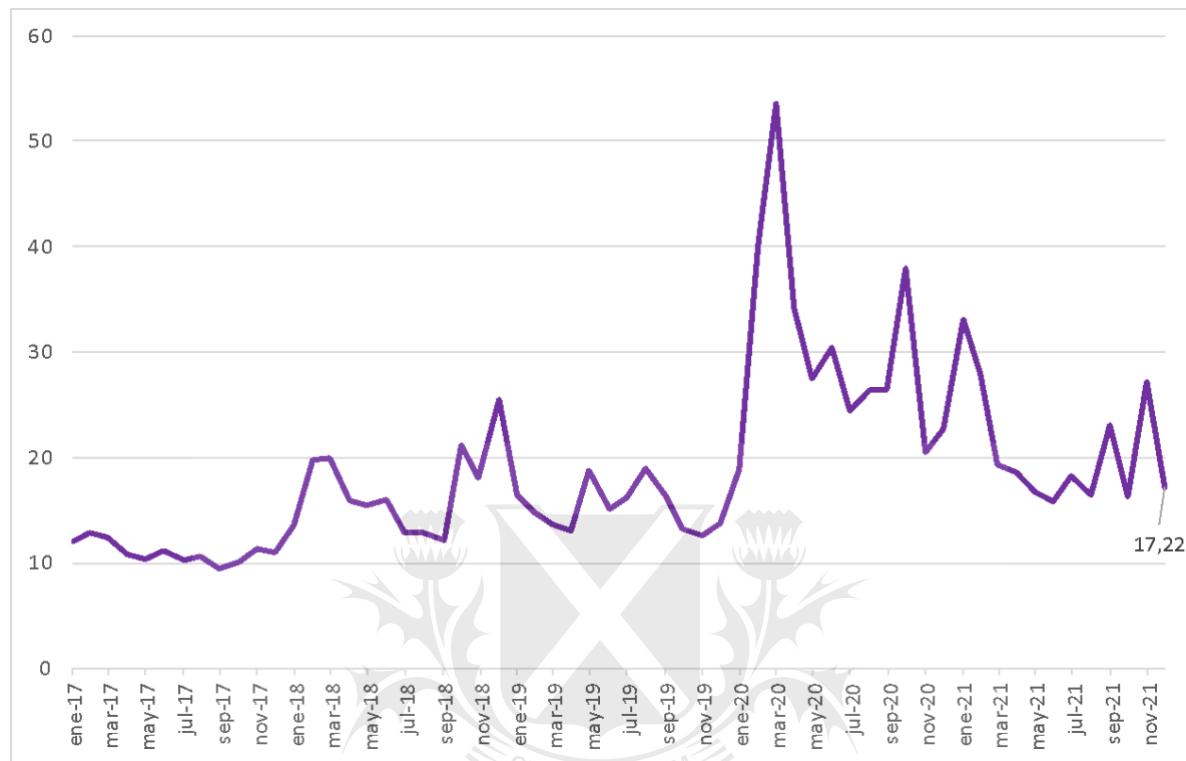
Gráfico 9: SPY, EWI, EWG, EWP (mensual)



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Refinitiv Elkon al 31 de diciembre del 2021

Por otro lado, el VIX (*Chicago Board Options Exchange Market Volatility Index*) se encuentra en 17,22 puntos, niveles similares al 2019 cuando se ubicaba en promedio en 15 puntos. Durante la crisis pandémica, su pico fue de 85 (18 de marzo del 2020). El pico histórico fue durante la crisis del 2008 y la quiebra de Lehman Brothers, cuando alcanzó los 89 puntos. El 2010 y 2011 también fue un año de pánico cuando el VIX llegó a estar en niveles cercanos a 45 puntos. Este índice, también denominado el índice del miedo, aumenta en los momentos en que hay alta volatilidad. Cuando el VIX alcanza una cifra elevada, en general, se correlaciona con caídas del S&P 500. El nivel actual del índice nos indica que hay una cierta tranquilidad en los mercados y no se prevé una nueva crisis y/o caída de la actividad.

Gráfico 10: Evolución del VIX



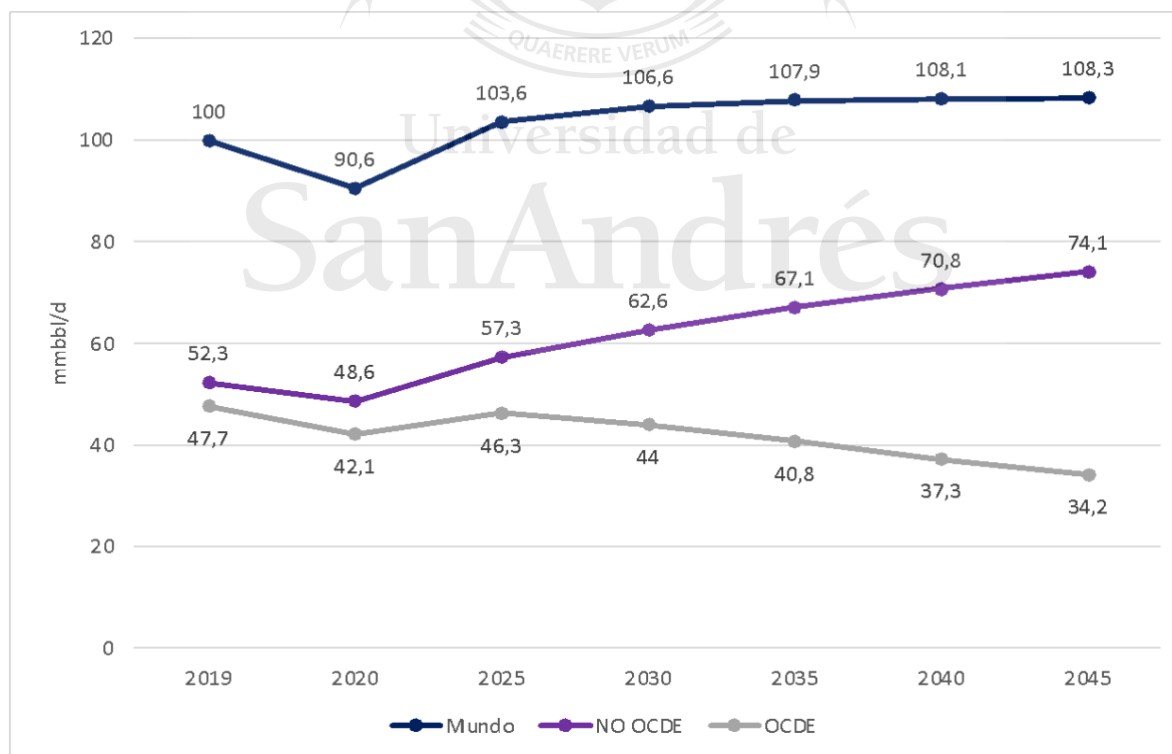
Fuente: Elaboración propia en base a datos de Refinitiv Elkon al 31 de diciembre del 2021

En suma, todos los índices tanto financieros como de la economía real muestran que la crisis habría pasado y la economía se ha podido recuperar, incluso ha podido crecer. Por lo que la demanda de combustible, que es procíclica al nivel de actividad, va a aumentar, lo que producirá, en consecuencia, un aumento de su precio como se está viendo actualmente. No obstante, es de prever que en los años siguientes, la economía se normalice a sus niveles previos a la pandemia y las medidas de estímulo económico paren. Por lo que es probable que el precio del Brent se mantenga en los valores actuales, por lo menos, en el mediano plazo. No se estima que baje su cotización debido a la reflación de activos, que es un fenómeno que se produce cuando la expansión monetaria hace que aumente el precio de los activos financieros o commodities a nivel mundial. No obstante, no es el objetivo de este trabajo pronosticar el precio del Brent.

2.2 Demanda y oferta de petróleo y gas global

Según el World Oil Outlook 2045 (2021) que elabora la EIA, a pesar de la enorme caída en 2020, se pronostica que la demanda mundial de energía primaria continuará creciendo a mediano y largo plazo. El aumento de la demanda mundial de petróleo durante el período de mediano plazo (2020-2026) se estima en 13,8 millones de barriles por día (MMbbl/d). Sin embargo, casi el 80% de esta demanda incremental se materializará dentro de los primeros tres años (2021-2023), principalmente como parte del proceso de recuperación de la crisis del COVID-19. Se espera que la demanda de petróleo de la OCDE aumente en casi 4 MMbbl/d en el período hasta 2026. Sin embargo, todo este aumento no será suficiente para volver a los niveles de demanda anteriores al COVID-19. Se prevé que la demanda no perteneciente a la OCDE aumente en casi 10 MMbbl/d a mediano plazo y, alrededor de la mitad de este aumento, se necesitará para compensar la disminución de la demanda en 2020.

Gráfico 11: Demanda global de petróleo



Fuente: Elaboración propia en base a datos del World Oil Outlook 2045

Se pronostica que la demanda mundial de petróleo aumentará en 17,7 MMbbl/d entre 2020 y 2045, pasando de 90,6 MMbbl/d en 2020 a 108,3 MMbbl/d en 2045. Las proyecciones a largo plazo resaltan un panorama de demanda contrastante entre la demanda creciente y continua en los países que están fuera de la OCDE y la demanda en declive en la OCDE, debido a la adopción de energías renovables. Se prevé que esta tendencia comience ya a medio plazo, antes de intensificarse a largo plazo. Asimismo, se proyecta que la demanda de petróleo de la OCDE alcance un pico en niveles de alrededor de 46,6 MMbbl/d en 2023 antes de que comience una disminución hacia un nivel de 34 MMbbl/d en 2045.

Por el contrario, la demanda de petróleo seguirá creciendo en la región no perteneciente a la OCDE impulsada por una clase media en expansión, altas tasas de crecimiento de la población y un mayor potencial de crecimiento económico. Se espera que la demanda de petróleo en este grupo de países aumente en 25,5 MMbbl/d entre 2020 y 2045, alcanzando un nivel de 74,1 MMbbl/d en 2045. En este sentido, India, China y otros países en desarrollo con poblaciones en aumento y alto crecimiento económico juegan un papel clave en el aumento de la demanda de energía mientras que las naciones desarrolladas de la OCDE están haciendo más esfuerzos en la eficiencia energética y el desarrollo de tecnologías bajas en carbono. En consecuencia, se espera que casi la mitad del crecimiento total de la demanda de energía provenga de India y China.

En cuanto a la oferta, nuestra mirada es que no bajará en el corto o mediano plazo. Ni siquiera en lo peor de la crisis de la COVID-19, cuando el Brent cotizaba a mínimos históricos, los miembros de la OPEP se pudieron poner de acuerdo para bajar la producción. Incluso, Arabia Saudita, el mayor exportador de petróleo del mundo, a través de su empresa estatal Saudí Aramco, decidió bajar el OSP (precio oficial de venta) de su crudo árabe ligero en unos USD 8 por barril, la mayor disminución mensual en 20 años. Al mismo tiempo, anunció planes para incrementar su producción por, al menos 10 millones de barriles diarios en abril del 2020. No obstante, no hay que descartar un escenario de cartelización de la OPEP que restrinja la oferta de hidrocarburos. Además, el descubrimiento de nuevos yacimientos o tecnologías que mejoren la extracción de los pozos podrían producir un aumento de la oferta y una caída en los precios.

Con lo que respecta a la demanda, tampoco se observa que se produzca una caída en el corto o mediano plazo ya que hay señales de que la economía global está creciendo, superando los niveles previos de la crisis del COVID-19, lo que potenciaría el consumo de energía. Sin embargo, una rápida adopción de las energías renovables por parte los países que no pertenecen a la OCDE, debido, por ejemplo, a una caída en los precios de la infraestructura necesaria para su producción, podría disminuir la demanda de hidrocarburos y producir, en consecuencia, una baja en el precio.

3. Análisis financieros y operativos

En este apartado se analizarán los principales ratios financieros y operativos de Vista y los comparará con compañías similares. Para realizar se necesitará identificar compañías que cotizan en bolsa, realizan actividades de negocios similares, en este caso *upstream*, y poseen características similares en términos de retorno/riesgo. Este análisis es útil para comparar a Vista con empresas similares del mismo sector.

Los ratios son herramientas que cualquier director financiero utiliza para analizar la situación de su empresa. Matemáticamente, *ratio financiero o razón* es la relación entre dos variables. En las empresas se los utiliza relacionando dos variables del balance o estado de resultado con el fin de obtener información financiera de la firma, poner de manifiesto una buena o mala gestión y hacer una comparación con la competencia. Además, este análisis permite visualizar tendencias, anticipar problemas y buscar soluciones adecuadas a tiempo.

Existen muchos tipos de ratios financieros pero los más utilizados pueden clasificarse en cuatro grandes grupos: ratios de rentabilidad, ratios de endeudamiento o apalancamiento, ratios de liquidez y ratios de gestión o actividad. En primer lugar, los de rentabilidad son los que miden el rendimiento de una empresa en relación con sus ventas, activos o capital. En segundo lugar, los de endeudamiento informan acerca del nivel de endeudamiento de una empresa en relación a su patrimonio neto. En tercer lugar, los ratios de liquidez se utilizan para medir el grado de solvencia que tiene una empresa, es decir, si va a ser capaz de pagar sus deudas al vencimiento. Aunque estos ratios se suelen utilizar más para medir la

solvencia a corto plazo, también sirven para anticipar problemas de *cash flow* en el mediano o largo plazo.

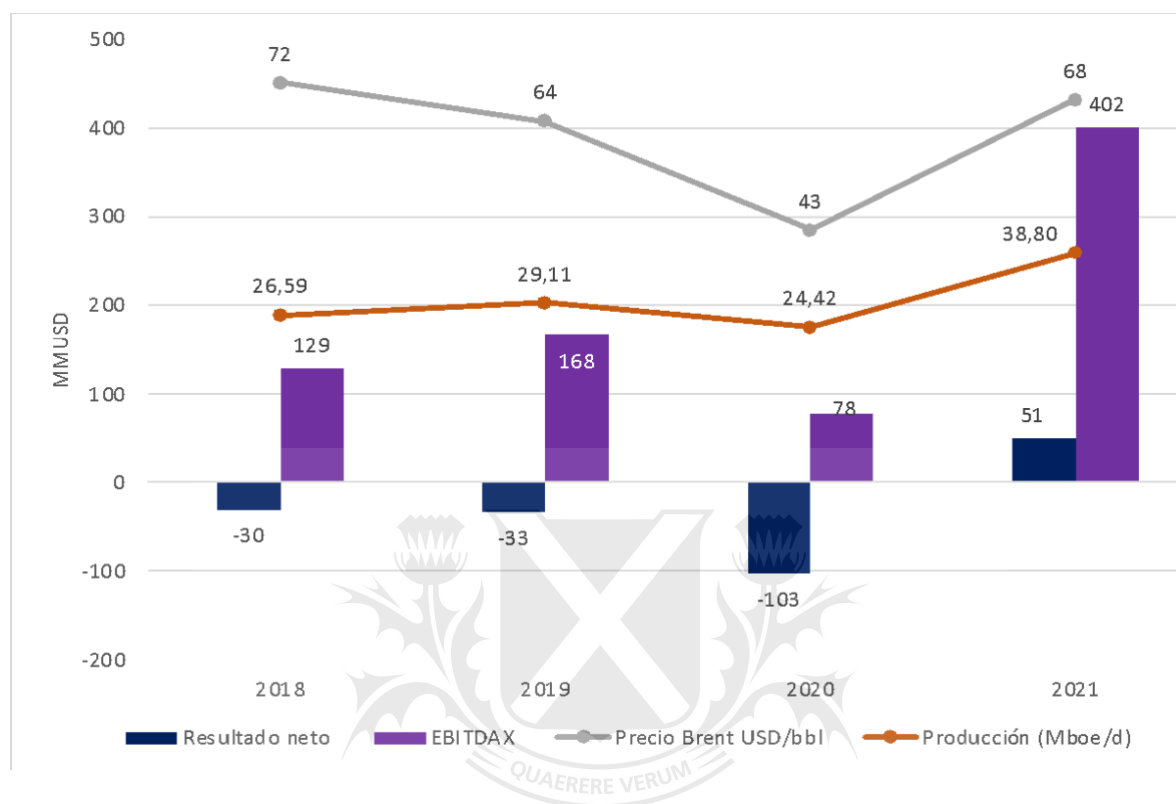
En último lugar, los ratios financieros de gestión sirven para detectar la efectividad y la eficiencia en la gestión de la firma. Es decir, cómo funcionaron las políticas de gestión de la compañía relativas a las ventas al contado, las ventas totales, los cobros y la gestión de inventarios. En los siguientes apartados se analizarán estos tipos de ratios poniendo foco en los que son propios de la industria y, luego, se los comparará con otras empresas similares. La información para el presente análisis corresponde a los estados consolidados e informes anuales de las compañías y a su última presentación trimestral (3º trimestre 2021). Cuando se menciona al año 2021, nos referimos al período que va desde enero hasta septiembre.

3.1 Ratios de rentabilidad

Como se ha mencionado, Vista inicia su actividad en el 2018 con un EBITDAX positivo de USD 129 millones, que crece a USD 168 millones en 2019, se desploma a USD 78 millones en 2020 (por causa del COVID-19 que paralizó la industria e hizo caer el precio del Brent a mínimos históricos) y se recupera y crece a USD 402 millones en 2021. No obstante, en su corta vida, siempre ha logrado tener un EBITDAX con valores mayores a cero. Esto no se repite cuando se mira el resultado neto que ha sido negativo entre 2018 y 2020.

La pérdida neta para el año 2020 fue de -USD 102,7 millones triplicando la de 2019, que fue de -USD 32,7 millones. Además, de la abrupta caída del precio del Brent de USD 64 a USD 43 en barril, la pérdida fue impulsada principalmente, según el informe anual 2020 de la compañía, por (i) la variación en el impuesto a la renta, el cual alcanzó una ganancia de USD 10,1 millones durante el 2020 en comparación a la pérdida de -USD 16,2 millones del año anterior; (ii) una pérdida por los resultados financieros de -USD 42,9 millones, comparada con una pérdida de -USD 31,1 millones durante 2019; (iii) depreciaciones, agotamiento y amortizaciones de -USD 147,7 millones durante 2020 comparado con -USD 153,0 millones durante 2019 y (iv) una pérdida por el deterioro de activos de larga duración de -USD 14,4 millones, la cual no estuvo presente el año anterior (Informe Anual 2020 Vista).

Gráfico 12: Evolución EBITDAX y Resultados Netos - Vista Oil & Gas

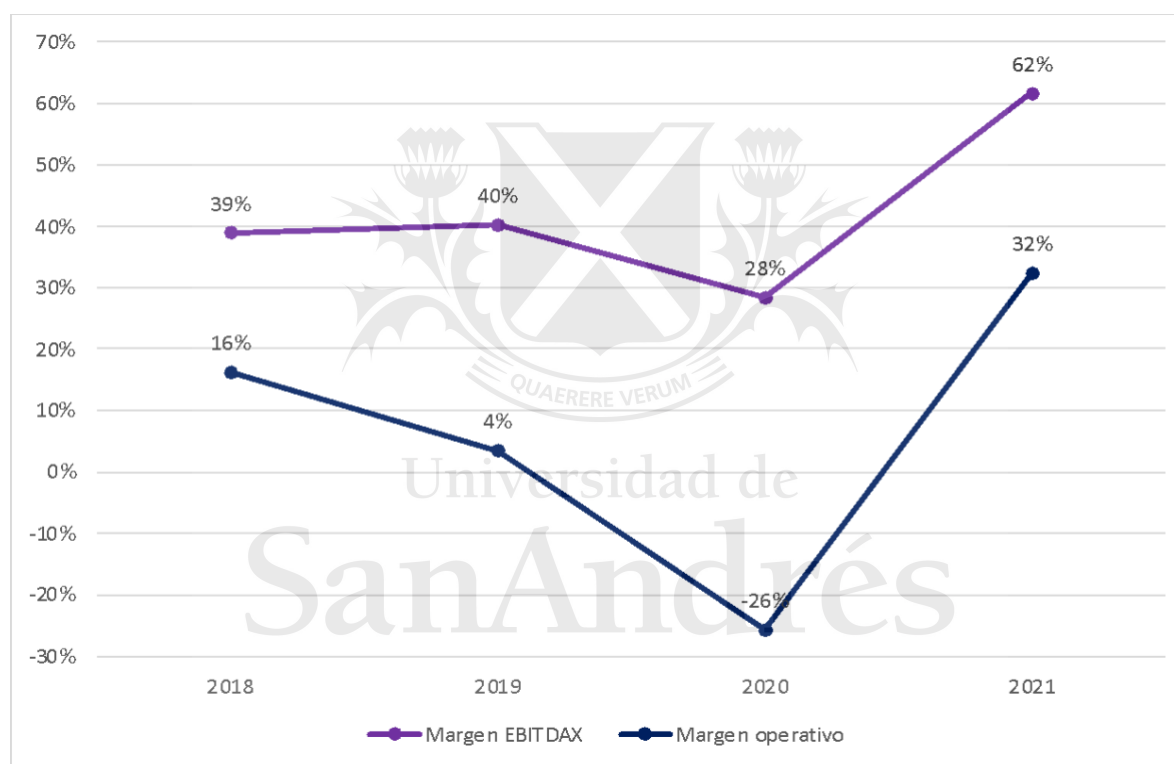


Fuente: Elaboración propia en base a datos del informe Anual 2020 y a los estados financieros intermedios 2021 de Vista Oil & Gas

El 2021 es el primer año en que Vista tiene un resultado neto positivo promovido por el aumento de la producción y el aumento de los precios del petróleo. En ese año, el precio promedio realizado del crudo fue de 54,9 USD/bbl, un 48% mayor que durante 2020. Los ingresos totales fueron de USD 652 millones, un aumento del 138% comparado con USD 274 millones en 2020. Los ingresos en el 4T2021 fueron de USD 196 millones, un 146% por encima de los USD 79,5 millones del 4T2020, impulsado principalmente por el aumento de producción y los precios promedio realizados. En el último trimestre del 2021 la producción total fue de 41,1 boe/d, un aumento del 34% en comparación con la producción total del 4T2020, impulsado principalmente por el crecimiento en Bajada del Palo Oeste. La producción de petróleo aumentó 41% año a año a 32,436 bbl/d. Esto demuestra que los resultados de Vista son extremadamente sensibles al precio del petróleo y al nivel de producción.

Al comparar los márgenes de rentabilidad se observa que el margen de EBITDAX (EBITDAX/ventas) ha tenido una tendencia creciente que se rompe en el 2020 a causa de la crisis del COVID 19, cuando toca su mínimo del 28% y se logra recuperar en 2021 al 62%. Algo similar ocurre en el margen operativo (ingreso operativo/ventas) ya que se observa una gran caída en el 2020, tocando valores negativos del -26% y una recuperación en 2021 llegando al 32%. Como se puede ver en el gráfico 13, ambos márgenes están en niveles máximos en 2021.

Gráfico 13: Evolución margen operativo y EBITDAX de Vista Oil & Gas



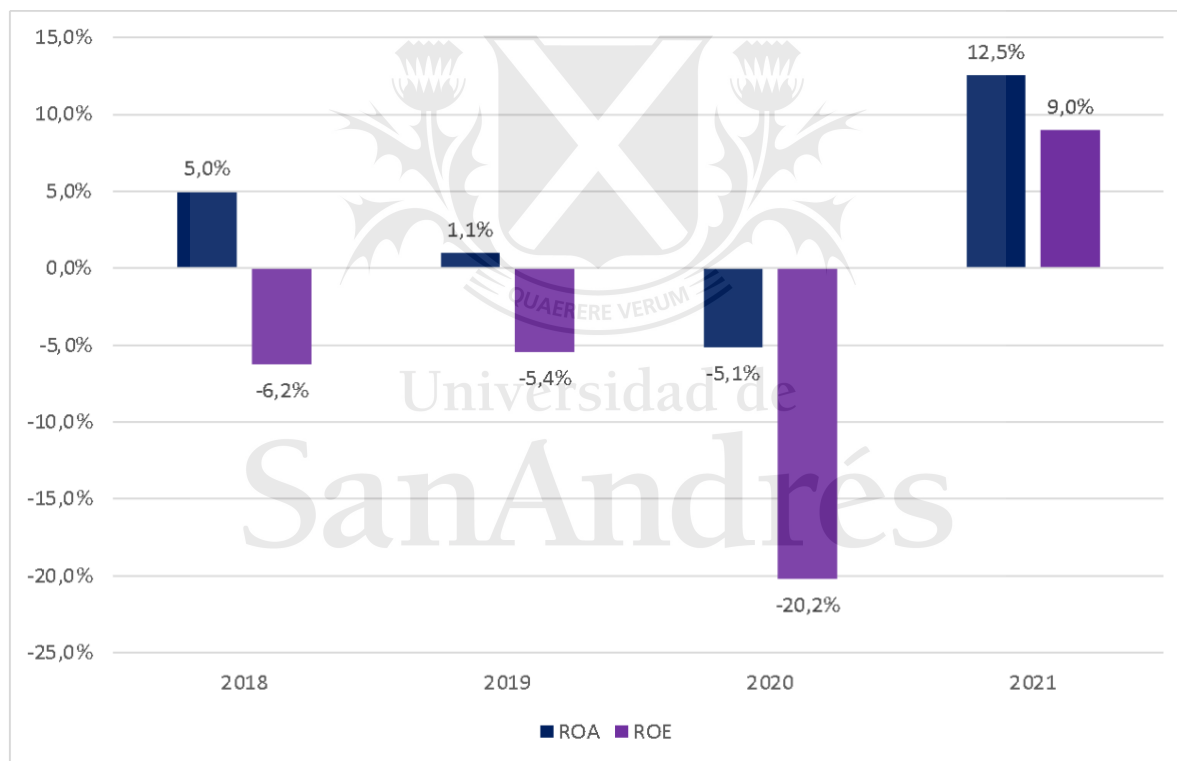
Fuente: Elaboración propia en base a datos de los estados financieros intermedios del 2018, 2019, 2020 y 2021 de Vista Oil & Gas

Si se observa el ROA (resultado operativo/activo) que es un indicador económico para medir el grado de productividad de los activos de una empresa con independencia de factores externos como la fiscalidad o los costes financieros, en el 2021, es de 12,5%, su nivel más alto desde el comienzo de Vista. La utilidad de este indicador está en que permite saber si la empresa está usando eficientemente sus activos: si el indicador ha venido subiendo en el

tiempo, es una buena señal. En el caso de Vista, se observa que ha tenido una tendencia decreciente, la cual se rompe en el año 2021.

El ROE (resultado neto/capital) es tradicionalmente el indicador más utilizado para determinar el nivel de rentabilidad de una empresa. Cuanto mayor sea el ROE, mayor será la rentabilidad que una compañía puede generar en relación con los recursos propios que emplea para financiarse. Este indicador es seguido muy de cerca por los inversores, ya que determina la capacidad que una empresa tiene de generar valor para sus accionistas, especialmente cuando se pone en relación a su coste de capital.

Gráfico 14: Evolución del ROA y ROE de Vista Oil & Gas



Fuente: Elaboración propia en base a datos de los estados financieros intermedios del 2018, 2019, 2020 y 2021 de Vista Oil & Gas

En suma, hoy en día la empresa parecería rentable con un EBITDAX siempre positivo y unos resultados netos que muestran una mejora en el tiempo. Sin embargo, estos resultados se encuentran atados al riesgo argentino y al precio del barril de crudo. La compañía todavía

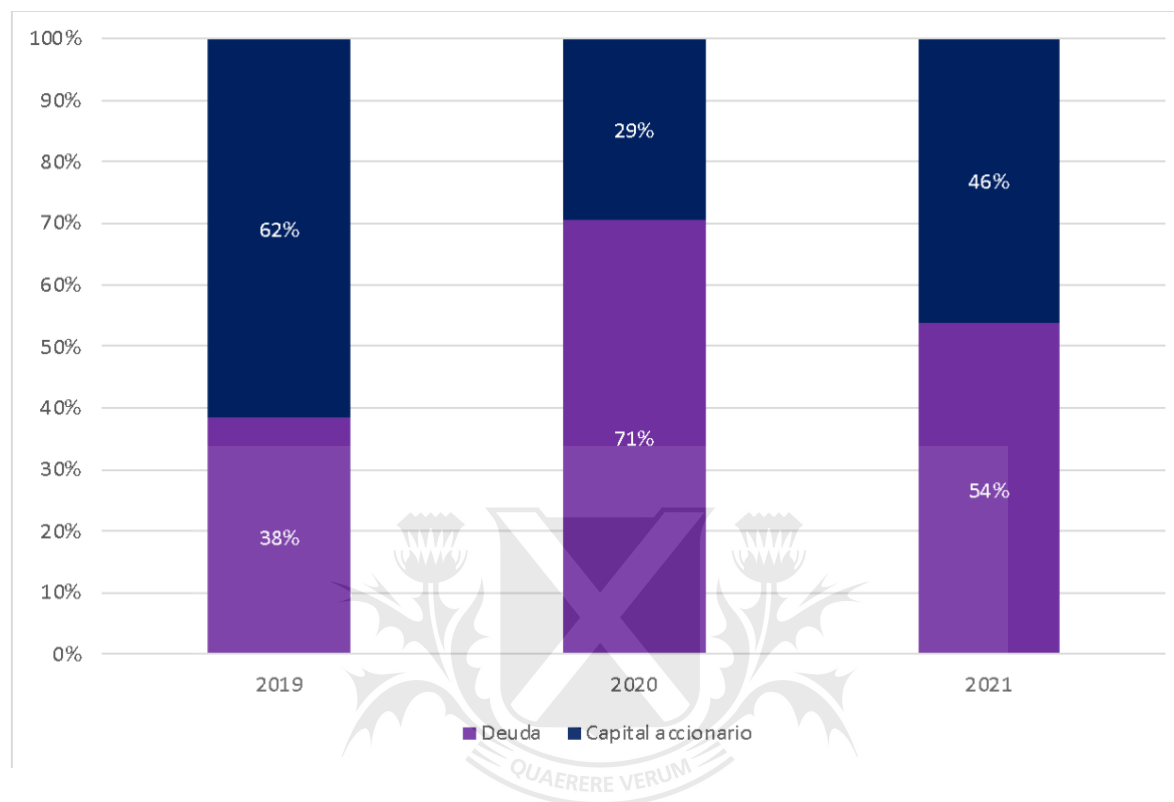
no ha logrado generar valor genuino y afianzarse como una empresa líder en términos de ganancias. En los dos indicadores vistos (ROA y ROE), se puede observar grandes desviaciones año contra año y no se observan tendencias claras.

3.2 Ratios endeudamiento y estructura de capital

En 2019 la compañía tenía un saldo de caja de USD 260 millones y USD 62 millones de deuda a corto plazo, es decir, que su caja le alcanzaba para pagar más de 4 veces su deuda de corto plazo. Si se le suma la deuda de largo plazo, en 2019, la deuda financiera de Vista ascendía a USD 451 millones. En 2020 se observa un empeoramiento de esta situación dado que el saldo de caja disminuyó a USD 203 millones y la deuda de corto plazo aumentó a USD 190 millones. Sin embargo, su caja aún le permite cancelar el total de la misma. Al sumar la deuda de largo plazo, la deuda financiera en 2020 asciende a USD 540 millones, casi MUSD 100 más que el año anterior.

En el 2021, el saldo en caja de la compañía aumentó a USD 315 millones, la deuda a corto plazo disminuyó a USD 163 millones y la deuda a largo plazo aumentó a USD 448 millones. El saldo en caja de Vista todavía permite cubrir la totalidad de la deuda a corto plazo. Como se puede observar en la Gráfico 18, la deuda financiera ha ido creciendo a lo largo del tiempo pasando de representar un 38% de la estructura de capital de la firma en 2019, a un 71% en 2020 y un 54% en tiempos actuales, lo que significa un aumento de 16pp del 2019 al 2021.

Gráfico 15: Evolución de la estructura de capital de Vista Oil & Gas⁵



Fuente: Elaboración propia en base a datos de los estados financieros intermedios del 2018, 2019, 2020 y 2021 de Vista Oil & Gas

El 84% de la deuda está sujeta a interés fijo y el 16% restante a interés variable. Comparado con el año 2020, el 65% estaba en interés fijo y el 35% en variable (ver anexo 8.4 y 8.5). El endeudamiento a tasas variables expone a la compañía al riesgo de tasa de interés en sus flujos de efectivo debido a la posible volatilidad que pueden experimentar. El endeudamiento a tasas fijas expone a la compañía al riesgo de tasa de interés sobre el valor razonable de sus pasivos, ya que podrían ser considerablemente más elevadas que las tasas variables.

⁵ Se utiliza el patrimonio neto a valor de mercado, calculado a partir del precio de cierre de la acción en el último día hábil de cada año correspondiente.

3.2.1 Ratios de endeudamiento

Como se puede ver en la tabla 3, todos los indicadores muestran un gran deterioro en 2020; no obstante, hay que recordar que se trata de una compañía en pleno crecimiento que necesita una elevada inyección de capital en los primeros años para poder explotar sus pozos. Además, durante 2020, hubo una crisis generalizada de la industria que obligó a las compañías a re financiarse. El indicador deuda financiera/flujo de caja operativa pasó de 5,76x en 2020 a 2,33x en 2021; el indicador deuda financiera/EBITDAX pasó de 6,95x a 1,52x y la deuda neta/EBITDAX pasó de 4,34x a 0,74x. Nuevamente, se observa una mejora en 2021.

Tabla 3: Evaluación ratios de endeudamiento Vista Oil & Gas

Ratios de endeudamiento					
	2018	2019	2020	2021	TENDENCIA 2021 vs 2020
Deuda financiera/Flujo de caja operativo	2,49x	3,36x	5,76x	2,33x	BAJA
Deuda financiera/EBITDAX	2,36x	2,69x	6,95x	1,52x	BAJA
Deuda neta/EBITDAX	1,74x	1,14x	4,34x	0,74x	BAJA
Deuda financiera/Reservas probadas	5,29x	4,43x	4,21x	3,36x	BAJA

Fuente: Elaboración propia en base a datos de los estados financieros intermedios del 2018, 2019, 2020 y 2021 de Vista Oil & Gas

3.2.2 Ratios de cobertura

Al igual que en los ratios de endeudamiento, los ratios de cobertura también han empeorado en 2020 y mejorado en 2021. El EBITDAX/interés financieros bruto pasó de 1,62x en 2020 a 7,92x en 2021, flujo de caja operativa/interés de 1,96x a 5,18x y EBITDAX/servicios de la deuda⁶ pasa de 0,33x. a 1,88x. Al ser mayor a 1x significa que el EBITDAX llega a compensar los pagos de la deuda y la compañía no debería recurrir a la refinanciación de su deuda.

⁶ Servicios de la deuda = intereses financieros brutos + deuda a corto plazo

Tabla 4: Evolución ratios de cobertura Vista Oil & Gas

Ratios de cobertura					
	2018	2019	2020	2021	TENDENCIA 2021 vs 2020
EBITDAX/Intereses financieros brutos	8,19x	4,91x	1,62x	7,94x	ALZA
Flujo de caja operativo/Intereses financieros brutos	7,77x	3,93x	1,96x	5,18x	ALZA
EBITDAX/Servicios de la deuda	4,94x	1,74x	0,33x	1,88x	ALZA

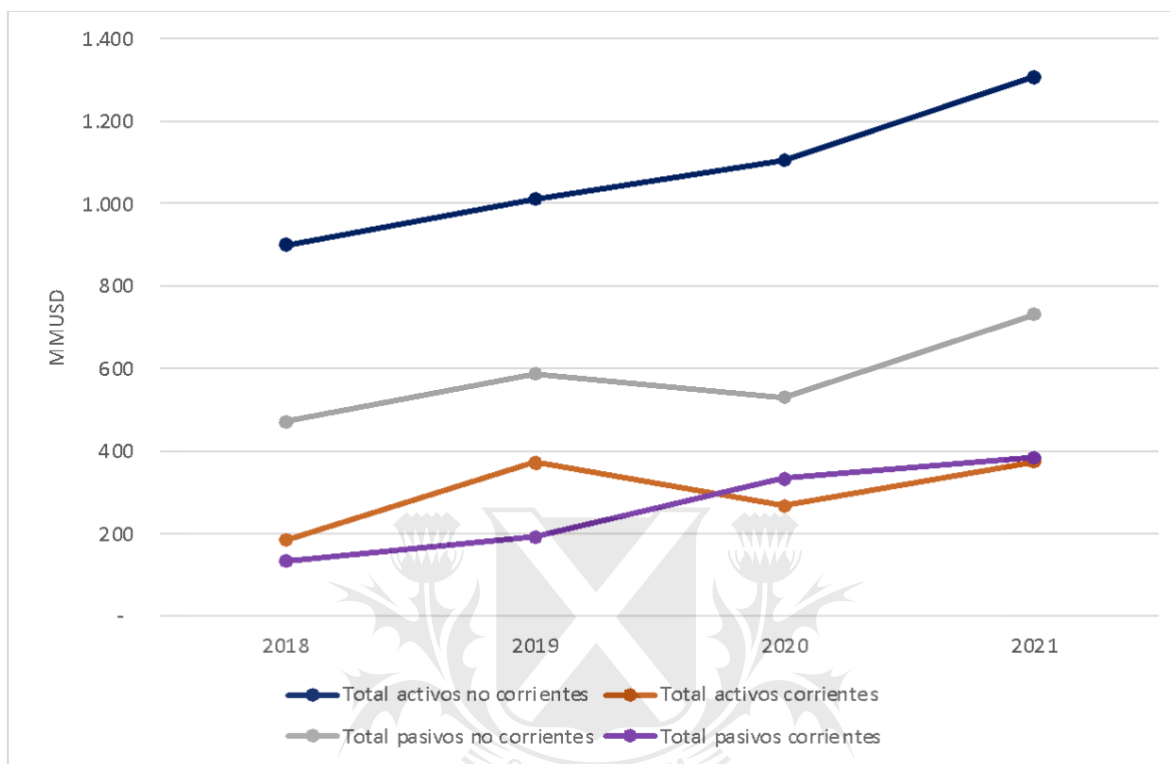
Fuente: Elaboración propia en base a datos de los estados financieros intermedios del 2018, 2019, 2020 y 2021 de Vista Oil & Gas

3.3 Ratios de liquidez

Como variables fundamentales de este tipo de ratios se encuentran el activo y el pasivo, tanto corriente como no corriente. Es de destacar que, durante el 2020, Vista ha sufrido un gran aumento de su pasivo corriente que pasó de USD 193 millones en 2019 a USD 334 millones en 2020 (un 73% más) y, actualmente, es de USD 386 millones en 2021. Debido principalmente al aumento de su deuda de corto plazo para hacer frente a la crisis del COVID-19. Por su lado, el activo corriente disminuyó un 28% en 2020 y aumentó un 40% en 2021, superando los niveles del 2019: estos dos hechos han afectado particularmente a los ratios de liquidez de la firma en 2020.

Universidad de
San Andrés

Gráfico 16: Evolución activo y pasivo Vista Oil & Gas



Fuente: Elaboración propia en base a datos de los estados financieros intermedios del 2018, 2019, 2020 y 2021 de Vista Oil & Gas

Como se observa en la tabla 5, Vista ha mantenido una gran cantidad de efectivo en relación a su activo corriente, mostrando un aumento todos los años del 44% en 2018 al 84% en 2021. No obstante, se ve un empeoramiento en 2020 de los otros indicadores; el indicador capital de trabajo/activos totales pasó del 12,96% en 2019 al -4,80% en 2020, el ratio corriente de 1,93x a 0,80x y el test ácido de 1,83x a 0,76x. Un test ácido menor a 1 indica que la compañía tiene dificultades en hacer frente a su deuda de corto plazo y necesariamente deberá buscar financiamiento o extender los pagos. En 2021 estos últimos índices mencionados han logrado recuperarse de la crisis del 2020 pero sin alcanzar los niveles previos de 2019, debido, principalmente, al incremento del pasivo corriente.

Tabla 5: Evolución ratios de liquidez Vista Oil & Gas

Ratios de liquidez					
	2018	2019	2020	2021	TENDENCIA 2021 vs 2020
Capital de trabajo/Activos total	4,70%	12,96%	-4,80%	-0,63%	ALZA
Test ácido (AC-inventario)/PC	1,24x	1,83x	0,76x	0,94x	ALZA
Ratio corriente (AC/PC)	1,38x	1,93x	0,80x	0,97x	ALZA
Ratio efectivo (caja/AC)	44%	70%	76%	84%	ALZA

Fuente: Elaboración propia en base a datos de los estados financieros intermedios del 2018, 2019, 2020 y 2021 de Vista Oil & Gas

3.4 Ratios de gestión

Los ratios financieros de gestión o actividad sirven para detectar la efectividad y la eficiencia en la gestión de la empresa, es decir, cómo funcionaron las políticas de gestión de la firma relativas a las ventas al contado, las ventas totales, los cobros y la gestión de inventarios. Para el caso de Vista hemos seleccionado tres ratios a tener en cuenta. En primer lugar, el *ratio de rotación de cartera* que mide en promedio cuánto tarda la empresa en cobrar por sus ventas. Se observa que la relación cuentas por cobrar/ventas es, en promedio, del 25% y es inferior a las ventas en todos los períodos. Por lo cual, vista no tiene una gran acumulación de deudores por ventas. Actualmente, está en el mínimo histórico como se puede ver en la tabla 5.

En segundo lugar, el *ratio de rotación de caja* nos permitirá tener una idea del efectivo que hay en caja de cara a cubrir los días de venta. Como se ha mencionado anteriormente, el flujo de efectivo de la compañía es sólido y el índice se ha mantenido en niveles elevados, con excepción del 2018 cuando la compañía recién empezaba sus operaciones. En 2020 la crisis del COVID-19 hizo que Vista bajara su nivel de ventas de USD 416 millones en 2019 a USD 274 millones (-34%) y, en 2021, se recuperó en USD 652 millones (+138%). No obstante, la compañía pudo mantener un alto nivel de caja, pasando de USD 260 millones en 2019 a USD 202,9 millones en 2020 y USD 315 millones en 2021.

En último lugar, el *índice de rotación de activos totales* permite medir cuántas ventas genera la empresa por cada dólar invertido. En este caso, la compañía ha mantenido este número

alrededor del 30%, con excepción del 2020 donde las ventas cayeron como ya se ha mencionado.

Tabla 6: Evolución de ratios de endeudamiento - Vista Oil & Gas

Ratios de gestión						
Ratio	Fórmula	2018	2019	2020	2021	TENDENCIA 2021 vs 2020
Rotación de cartera	Cuentas por cobrar/Ventas	32%	26%	30%	10%	BAJA
Rotación de Caja y Bancos	Caja/Ventas	0,24x	0,63x	0,74x	0,48x	BAJA
Rotación de Activos Totales	Ventas/activos totales	31%	30%	20%	39%	ALZA

Fuente: Elaboración propia en base a datos de los estados financieros intermedios del 2018, 2019, 2020 y 2021 de Vista Oil & Gas

3.5 Ingresos y costos operativos

Como se sostuvo previamente, uno de los principales componentes que afectan la rentabilidad de Vista es el precio del petróleo y el gas. El petróleo es un bien transable, es decir, que se puede consumir dentro de la economía que los produce y se puede exportar e importar. Por lo tanto, su precio dentro de un país tiende a asimilarse al precio internacional. No obstante, hay ciertos costos de transacción y/o regulaciones que pueden hacer que su valor de un país a otro sea variable, además, de la calidad del petróleo en sí misma. En el caso de Vista, el barril de crudo convencional de su producción tiene un descuento de 12% por su peor calidad.

Los precios internacionales del petróleo y el gas han fluctuado significativamente en los últimos años y lo más probable es que sigan fluctuando en el futuro. Por ejemplo, durante período 2016 a 2020 el precio de referencia del índice Brent por barril ha fluctuado significativamente, con precios promedio de USD 45,13, USD 54,75, USD 71,69, USD 64,16 y USD 43.21 para cada uno de esos años respectivamente.

Además, el precio real del petróleo de Vista depende de varios factores, como los precios internacionales del barril de crudo, los diferenciales de refinación internacionales, los costos de procesamiento y distribución, los precios de los biocombustibles, las monedas de cambio, la oferta y la demanda locales, los márgenes de refinación nacionales, la competencia, las existencias, los impuestos locales, los normativas y márgenes internos de

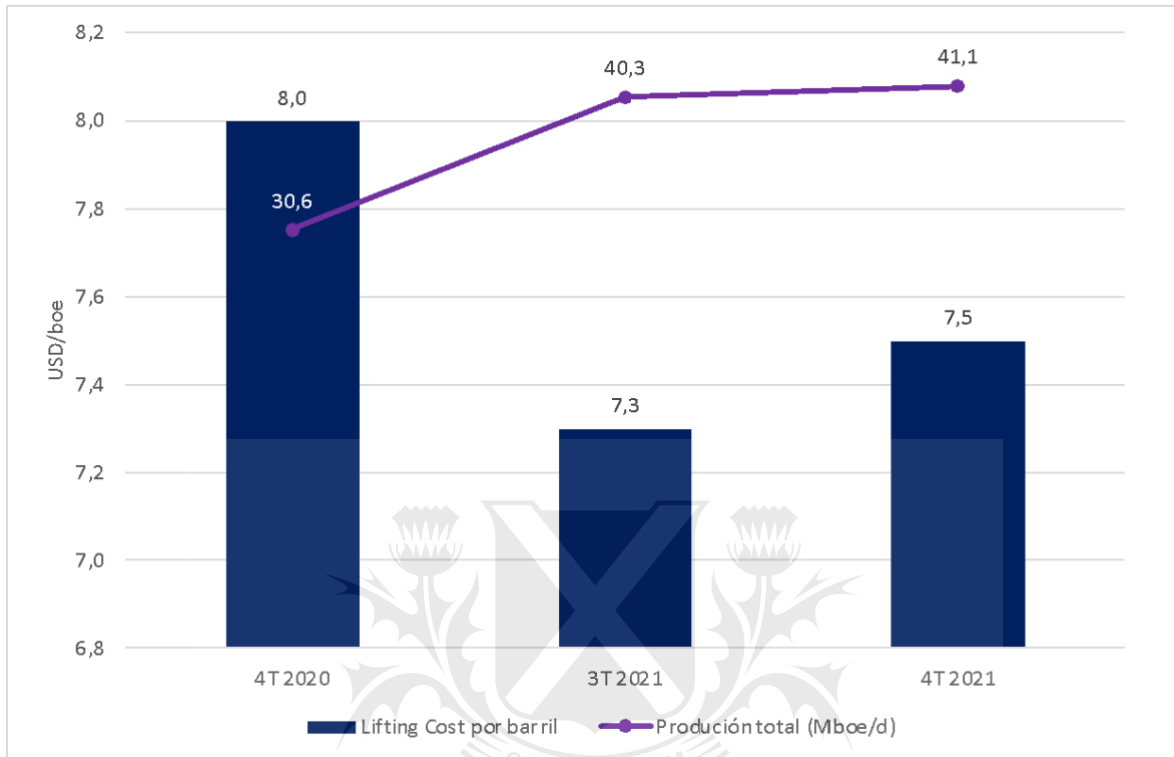
los productos, entre otros. Por ejemplo, en el mes de mayo de 2020, en el marco de la emergencia pública y la crisis internacional del COVID-19, el Poder Ejecutivo Nacional Argentino publicó el Decreto No. 488/2020, mediante el cual estableció un precio de referencia para las entregas de petróleo crudo en el mercado argentino equivalente a USD 45 el barril de petróleo. Este decreto ya no se encuentra vigente, pero es un ejemplo de la incertidumbre que tiene Vista en operar en el mercado argentino.

Por su parte, el gas no es un bien 100% transable en Argentina debido a las dificultades en su exportación e importación. Para hacerlo es necesario contar con gasoductos en los países limítrofes o bien tener una planta que permita licuar el gas para que se pueda almacenar para su comercio. El precio realizado del gas natural para el 4T2021 fue de 2,7 USD/MMBTU, resultando en un aumento de 70% año a año, principalmente impactado por el precio de invierno del Plan Gas de 4,1 USD/MMBTU, aplicable a aproximadamente 60% del volumen de ventas de gas natural comenzando desde mayo 2021.

La utilidad bruta de Vista en el 2021 fue de USD 267 millones, un 203% superior al 2019 (año sin pandemia), impulsado principalmente por el aumento de producción de petróleo y por un aumento de los precios promedio realizados de petróleo. En el 4T2021, se exportó el 33% del volumen de petróleo. El precio realizado del petróleo para este período fue USD 60,6 por barril, un incremento de 51% comparado con el precio realizado de petróleo de 4T2020.

En cuanto a los costos operativos, la medida que se suele usar en la industria es el *lifting cost* que se define como los costos operativos dividido la producción (USD/boe). El *lifting cost* fue 7,5 USD/boe en 4T2021, un 7% por debajo del *lifting cost* por boe del 4T2020, mayormente impactado por el incremento en la producción total que continúa absorbiendo la base de costos fijos.

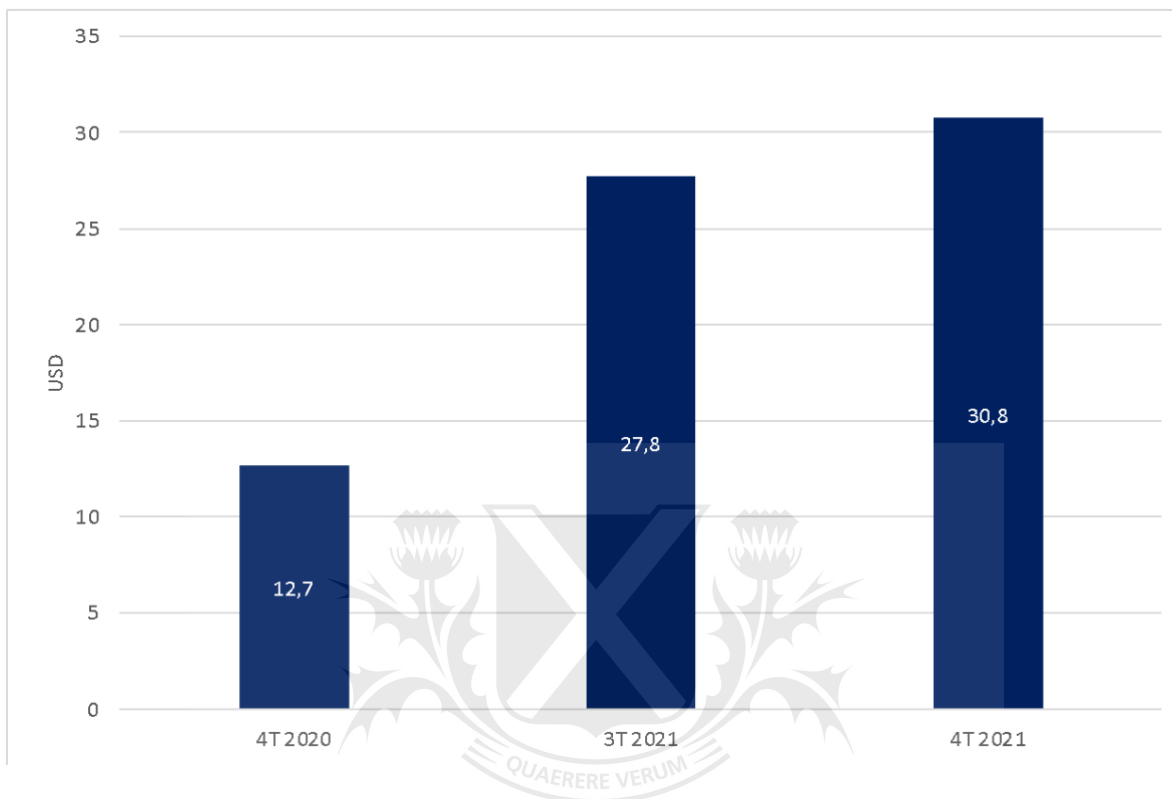
Gráfico 17: Evolución Lifting Cost per boe – Vista Oil & Gas



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la presentación a inversores 4T2021 de Vista Oil & Gas

Para resumir todos los costos asociados con llevar un barril del petróleo al mercado y los ingresos de la venta de todos los productos generados a partir de esa misma unidad se suele usar el *Netback* que se expresa como beneficio bruto por barril. El *Netback* se calcula tomando los ingresos del petróleo, menos todos los costos asociados con llevar el petróleo a un mercado, incluidos los costos de transporte, regalías y producción. En el 4T2021 el *Netback* mejoró un 11% en relación al trimestre anterior y un 242% en relación al mismo trimestre del 2020, debido principalmente al aumento del precio del barril.

Gráfico 18: Evolución Netback – Vista Oil & Gas



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la presentación a inversores 4T2021 de Vista Oil & Gas

En suma, nuevamente se observa que los ingresos de Vista son muy sensibles al precio del petróleo, a la producción y a las regulaciones argentinas. No obstante, la compañía ha logrado una mejora importante en sus costos operativos y en el *Netback*, lo que muestra que hay un claro compromiso del management en mejorar la eficiencia de la compañía, como se señala en los informes anuales de la empresa. Con esto se cree que en un corto período de tiempo Vista logrará tener un *lifting cost* similar al de la competencia, que actualmente es de aproximadamente un 5 USD/boe, impulsado por el aumento de la producción y los costos fijos estables.

3.6 Eficiencia en gastos de capital

El índice de reservas de reemplazo (RRR) es la cantidad de petróleo que se agrega a las reservas de una empresa dividida por la cantidad extraída para la producción. Este cálculo

es una métrica utilizada por los inversores para estimar el desempeño operativo de una empresa petrolera.

Las reservas probadas totales (P1) al 31 de diciembre de 2021 alcanzaron 181,6 Mboe, un incremento del 42% comparado con el mismo período del 2020 donde las reservas eran de 128,1 millones de boe. El índice de reemplazo de reservas probadas fue de 477% mientras que el índice de reemplazo de reservas de petróleo fue de 519%. El incremento fue impulsado por la incorporación de treinta nuevas locaciones de pozos, una mejora en la producción acumulada esperada (EUR, por sus siglas en inglés; *Estimated Ultimate Recovery*) de los pozos de Bajada del Palo Oeste y la reducción de los costos operativos por boe que extendió el límite económico de los pozos. Por lo cual, se ve que Vista aún tiene un potencial enorme en la búsqueda de reservas en Vaca Muerta y los 181,6 Mboe no son un número que refleje la realidad dada la gran productividad del yacimiento y la cantidad de locaciones identificadas por la empresa.

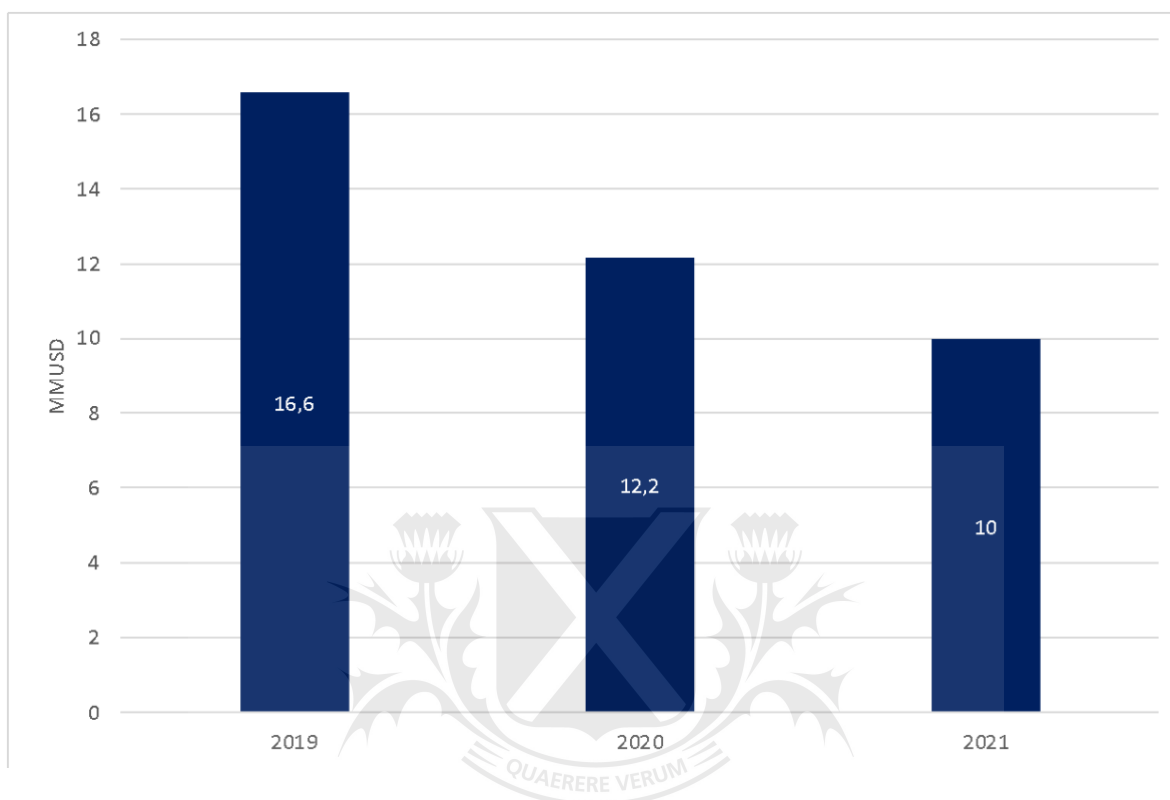
Tabla 7: Evolución de las reservas probadas - Vista Oil & Gas

Reservas probadas (P1)	2018	2019	2020	2021
Reservas al inicio del año MMboe	52,2	57,6	101,8	128,1
Nuevas reservas Mmboe	14,3	54,8	36,1	67,6
Producción MMboe	-8,9	-10,6	-9,7	-14,2
Reservas al inicio del año MMboe	57,6	101,8	128,1	181,6
Índice de reemplazo	161%	517%	372%	477%
Índice de vida	6,5	9,6	13,2	12,8

Fuente: Elaboración propia en base a datos de los estados financieros intermedios del 2018, 2019, 2020 y 2021 de Vista Oil & Gas

Por otro lado, el costo de desarrollo de nuevos pozos bajó de USD 16,6 millones en 2019 a USD 10 millones en 2021, consolidando una reducción de costos del 40% desde la campaña de pozos de 2019. Lo que muestra el aumento de la eficiencia de Vista en lo que se refiere a gastos de capital y una gran curva de aprendizaje de la compañía.

Gráfico 19: costo de investigación y desarrollo por pozo



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la presentación a inversores 4T2021 de Vista Oil & Gas

3.7 Flujo de fondos

Como ya dijimos, Vista lleva apenas cuatro años operando y ha realizado desde el inicio de sus operaciones un ambicioso plan de inversiones, principalmente en el negocio no convencional, ya que este tipo de industrias requieren grandes inversiones en bienes de capital. Gran parte de estas inversiones están relacionadas con proyectos de desarrollo y adquisición, con el fin de mantener o incrementar el monto de reservas de hidrocarburos, incurriendo en importantes costos de mantenimiento.

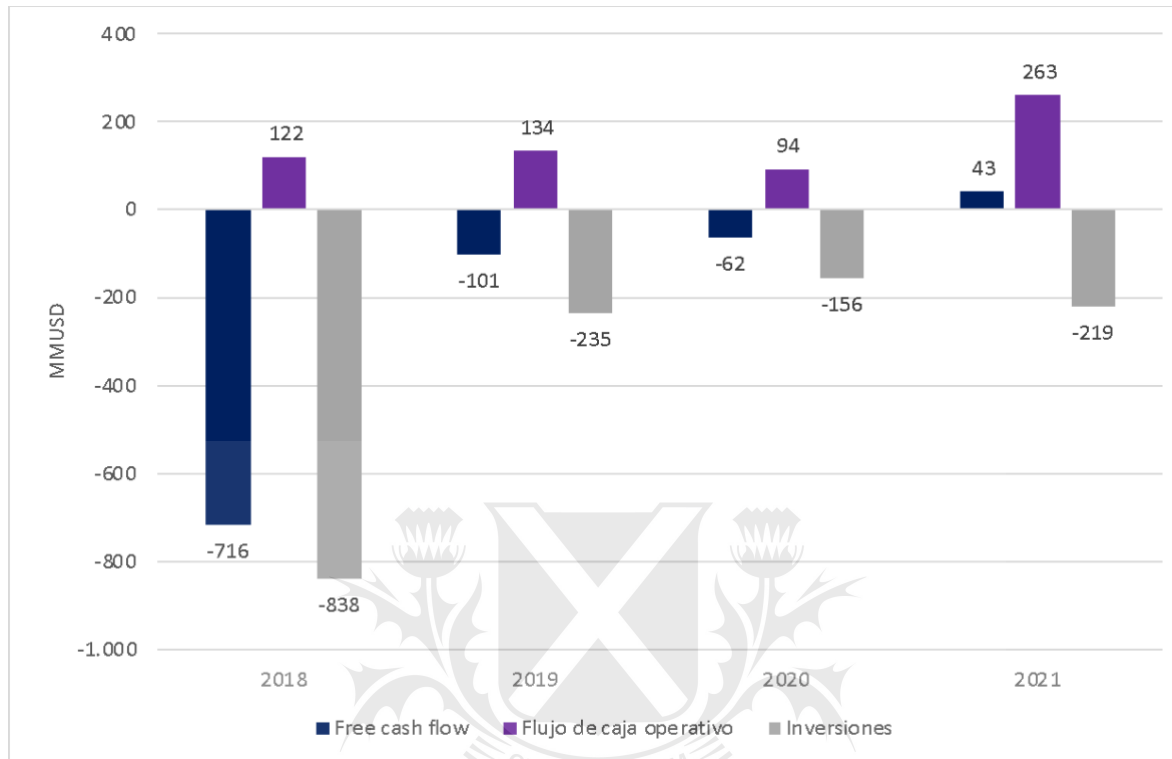
Recientemente, Vista ha cerrado un acuerdo de USD 250 millones con Trafigura para inversiones en Vaca Muerta, de los cuales MUSD 75 invertirá Trafigura y el resto Vista, y la adquisición del 50% de la participación no operada en las concesiones Aguada Federal y Bandurria Norte, ubicadas en Vaca Muerta, de ConocoPhillips. Vista no realizó pagos adelantados para esta operación y asumió un *carry* de USD 77 millones. Se adquirieron

25.231 acres netos, aumentando el acreage total en Vaca Muerta a 157.853 acres y agregando 150 nuevas locaciones al portfolio de Vaca Muerta, para un total de hasta 700 locaciones identificadas.

Los gastos de capital se han financiado con efectivo generado por las operaciones existentes, deuda y efectivo existente. Sin embargo, la compañía señala en el informe del segundo trimestre del 2021 que no puede garantizar que, en los niveles actuales de producción, se genere suficiente flujo de caja o tener suficientes préstamos u otras alternativas de financiamiento para continuar con las actividades de exploración, explotación y producción en los niveles actuales o superiores. Esto podría implicar el aumento en el nivel de capitalización mediante la emisión de títulos de deuda o de capital o la venta de activos. La contratación de deuda adicional requeriría que una porción del flujo de caja proveniente de las operaciones sea utilizada para el pago de intereses y capital, reduciendo así la capacidad de utilizar este flujo para financiar capital de trabajo, gastos de capital y adquisiciones. El monto real y el calendario de los futuros gastos de capital dependen de los precios del petróleo y del gas natural, los resultados reales de las perforaciones, la disponibilidad de las plataformas de perforación y los desarrollos regulatorios, tecnológicos y competitivos.

Se observa que la compañía en 2021 ha superado el total de inversiones del 2020 y casi igualado las de 2019. Por otro lado, la compañía ha tenido un flujo de caja operativo positivo durante toda su vida, incluso en 2020 cuando parte de su producción se vio paralizada y los precios del petróleo cayeron. Actualmente, está en niveles récord, duplicando el monto de 2019. Por otro lado, el 2021 es el primer año en que Vista tiene un *free cash flow* positivo. Nuevamente, se observa un gran potencial de la compañía y una gran curva de aprendizaje en estos pocos años de vida.

Gráfico 20: Evolución inversiones, flujo de caja operativo y FCF Vista Oil & Gas



Fuente: Elaboración propia en base a datos de los estados financieros intermedios del 2018, 2019, 2020 y 2021 de Vista Oil & Gas

3.8 Análisis comparativo

El análisis de ratios se vuelve relevante cuando se puede comparar distintas empresas de la misma industria entre sí. Para esto es importante que estas compañías tengan características similares en cuanto al perfil de riesgo, sector, tamaño, mercado, etc. En este caso se seleccionaron compañías que operen con foco *upstream*, no sean integradas ni cuenten participación estatal, su producción sea inferior a 100 Mboe/d y que coticen en bolsa. Las firmas seleccionadas que tienen características similares a Vista son: Geopark, Matador Resources Company, Earthstone Energy, Callon Petroleum Company, Oasis Petroleum, Whiting Petroleum Corporation y Laredo Petroleum.

Earthstone Energy es una compañía de energía independiente orientada al desarrollo y operación de petróleo y gas. Los principales activos de la compañía se encuentran en

Midland Basin del oeste de Texas y en la Eagle Ford (no convencional) al sur de Texas. Earthstone se cotiza en NYSE con el símbolo "ESTE".

Geopark es un explorador y operador de petróleo y gas independiente, líder en América Latina con activos y plataformas de crecimiento en Colombia, Ecuador, Chile, Brasil y Argentina. Está rankeada actualmente como la tercera compañía operadora de petróleo más grande de Colombia y la primera productora privada de petróleo y gas en Chile. Además, cuenta con una participación no operada en uno de los mayores yacimientos de gas en Brasil. Geopark cotiza bajo el ticket "GPRK" en el NYSE.

Matador Resources Company es una compañía de energía independiente dedicada a la exploración, desarrollo, producción y adquisición de recursos de petróleo y gas natural en los Estados Unidos, con énfasis en el *shale oil y gas*. Sus operaciones actuales se centran principalmente en los campos Wolfcamp y Bone Spring en la Cuenca de Delaware en el sureste de Nuevo México y el oeste de Texas. También opera en el yacimiento Eagle Ford y en el yacimiento de esquisto de Haynesville y Cotton Valley en el noroeste de Louisiana y el este de Texas. Cotiza bajo el ticket "MTDR" en el NASDAQ.

Callon se dedica a la exploración, desarrollo, adquisición y producción de petróleo y gas natural. Sus actividades se llevan a cabo principalmente en la región de la Cuenca Pérmica del oeste de Texas y el sureste de Nuevo México. La firma depende en gran medida de las últimas técnicas de producción horizontal para extraer productos de hidrocarburos de sus activos y el petróleo crudo representa más de la mitad de la producción. Sus activos se adquieren mediante la perforación de zonas emergentes en la superficie existente pero también mediante la adquisición de ubicaciones adicionales a través de compras de arrendamiento, programas de arrendamiento, empresas conjuntas y permutas de activos. Cotiza en NYSE con el símbolo "CPE".

Oasis Petroleum es una empresa independiente dedicada a la exploración de hidrocarburos y la fracturación hidráulica (*shale*) en la cuenca Williston y en la cuenca Delaware de la cuenca Pérmica en el oeste de Texas. Está organizado en Delaware y tiene su sede en Houston, Texas, con una oficina en Williston, Dakota del Norte. Cotiza bajo el ticket "OAS" en el NASDAQ.

Whiting Petroleum Corporation es una compañía independiente de gas y petróleo, que se dedica a actividades de desarrollo, producción, adquisición y exploración principalmente en la región de las Montañas Rocosas de los Estados Unidos. Se ocupa de la producción y exploración de petróleo crudo, gas natural líquido (GNL) y gas natural. Sus operaciones en las Montañas Rocosas del Norte incluyeron propiedades a la cuenca Williston de Dakota del Norte y Montana dirigidas a las formaciones Bakken y Three. Cotiza en NYSE con el símbolo "WLL".

Laredo Petroleum, Inc. es una empresa de energía independiente con sede en Tulsa, Oklahoma. La estrategia comercial de Laredo se centra en la adquisición, exploración y desarrollo de propiedades de petróleo y gas natural y la recolección de gas natural rico en petróleo y líquidos de dichas propiedades, principalmente en la Cuenca Pérmica del Oeste de Texas. Cotiza en NYSE con el símbolo "LPI".

Como se puede observar en la tabla 8, el mayor Margen EBITDAX lo ha tenido Earthstone y el menor Geopark, Vista tiene un 62% ubicándose por encima de la mediana de las empresas comparables. En cuanto al margen operativo, la de mejor performance ha sido Laredo con un 52% y la de peor Geopark con un 27%, Vista se encuentra por debajo de la mediana con un 32%. En cuanto al ROE hay resultados bastantes heterogéneos; Vista se ubica muy por debajo de la mediana con un 9%, la mejor firma es Laredo con un 28% y la peor Geopark que ha tenido un patrimonio neto negativo en su ejercicio 2021. En el caso del ROA, la mejor es Laredo con 28% y la peor el Earthstone con 12,2%, Vista tiene un 12,5%.

En cuanto a los ratios de endeudamiento, Vista tiene un bajo nivel de deuda financiera o neta en relación al EBITDAX, por debajo de la mediana de las empresas comparables. Si se observa la liquidez, solo Geopark y Oasis poseen un test ácido mayor a 1,0x, lo cual indica que la compañía no tiene dificultades en hacer frente a su deuda de corto plazo y no deberá buscar financiamiento o extender los pagos, Vista está en límite con 0,94x.

Vista se destaca en el ratio de efectivo con 84% dado la gran cantidad de efectivo que tiene en relación a su activo corriente, seguida por Geopark con el 43%. Para los ratios de gestión, Oasis es la que presenta mayor rotación de cartera con 24%, es decir, que es la empresa que mayores deudores por ventas tiene en relación a sus ventas. Vista es la que tiene mayor

rotación de caja y bancos con 0,48x, por lo tanto, es la que mayor cantidad de efectivo tiene en relación a sus ventas. En cuanto a la rotación de activos reales, hay más heterogeneidad: la que presenta el menor índice es Earthstone con 27% y la que presenta el mayor es Geopark con 77%.

Tabla 8: análisis comparativo de ratios

Clasificación	Ratio	Vista	Earthstone Energy (ESTE)		Matador Resources Company (MTDR)		Callon Petroleum Company (CPE)		Oasis Petroleum Inc. (OAS)		Whiting Petroleum Corporation (WLL)		Laredo Petroleum, Inc. (LPI)		Mediana de empresas comparables
			Argentina	USA	Argentina	USA	USA	USA	USA	USA	USA				
Datos	País de origen		Argentina	USA	Argentina	USA	USA	USA	USA	USA	USA	USA	USA		
	Producción Mboe/d		38,8	24,8	38,1	86,2	95,6	58,0	92,8	85,2				85,2	
	Reservas P1 Mmboe		181,6	329,0	109,3	323,4	484,6	250,8	262,0	318,6				318,6	
	EBITDAX MMUSD		401,9	296,4	274,8	1138,0	1391,5	935,9	648,1	935,7				935,7	
Rentabilidad	Ventas MMUSD		652,2	419,6	688,5	1862,1	2045,0	1579,9	1533,5	1394,1				1533,5	
	Margen EBITDAX		61,6%	70,6%	39,9%	61,1%	68,0%	59,2%	42,3%	67,1%				61,1%	
	Margen operativo		32,3%	45,3%	27,0%	42,6%	50,6%	51,2%	28,8%	51,7%				45,3%	
	ROE		9,0%	5,9%	-	27%	19,6%	5,9%	26%	28,2%				22,6%	
Endeudamiento y cobertura	ROA		12,5%	12,2%	20,7%	18,61%	18,7%	27%	18,0%	28,2%				18,7%	
	Deuda financiera /FN		1,08	0,3	-	0,9	1,7	0,3	0,1	2,9				0,6	
	Deuda financiera/Reservas (P1)		3,36x	1,07x	6,19x	6,03x	6,74x	1,61x	0,42x	4,70x				4,70x	
	Deuda financiera /EBITDAX		1,52x	1,19x	2,46x	1,71x	2,35x	0,43x	0,17x	1,60x				1,60x	
Liquidez	Deuda Neta/EBITDAX		0,74x	1,17x	2,10x	1,64x	2,34x	0,25x	0,11x	1,54x				1,54x	
	Test ácido (AC-Inventario)/PC		0,94x	0,41x	1,09x	0,80x	0,34x	1,29x	0,53x	0,45x				0,53x	
	Ratio corriente (AC/PC)		0,97x	0,41x	1,14x	0,80x	0,34x	1,32x	0,53x	0,45x				0,53x	
	Ratio efectivo (caja/AC)		84,0%	6,5%	43,3%	23,4%	3,3%	10,7%	12,2%	24%				12%	
Gestión	Capital de trabajo/Activos total		-0,63%	-5,7%	3,2%	-2,2%	-10,4%	12,9%	-12,2%	-11,4%				-5,7%	
	Rotación de cartera		10,2%	1,2%	10%	9%	11%	24%	18%	11%				11%	
	Rotación de Caja y Bancos		0,48x	0,01x	0,15x	0,05x	0,00x	0,11x	0,03x	0,04x				0,04x	
Métricas Operativas	Rotación de Activos Totales		38,7%	27,0%	76,9%	43,7%	36,9%	52,2%	62,4%	54,6%				52,2%	
	Índice de vida de reservas		12,8	36,9	8,0	10,4	14,1	12,0	7,8	10,4				10,4	

Fuente: Elaboración propia en base a los datos de la SEC a diciembre del año 2021

Como se puede observar, Vista no presenta grandes diferencias, en general, en la relación con la mediana de las empresas comparables. No obstante, es de destacar la posición de caja que tiene en relación a las otras empresas y su baja deuda en relación al EBITDAX. La principal diferencia que puede tener la compañía, en comparación con las demás firmas, es su alta concentración de activos en Argentina que podría causar que sea menos atractiva para los inversores por el alto nivel de incertidumbre y problemas económicos que actualmente tiene el país.

4. Valuación por partes

La valuación es la estimación del valor de un activo en función de las variables que se perciben como relacionadas con los rendimientos futuros de la inversión o en base a comparaciones con activos muy similares. El proceso de valoración tiene cinco pasos:

1. Comprensión del negocio.
2. Pronóstico del desempeño de la empresa.
3. Seleccionar el modelo de valoración adecuado.
4. Conversión de pronósticos en evaluación.
5. Toma de la decisión de inversión (recomendación).

Las tareas dentro de “comprender el negocio” incluyen la evaluación de las perspectivas de la industria, la posición competitiva y las estrategias corporativas. Dado que factores económicos y tecnológicos suelen afectar a todas las empresas de una industria y que las empresas compiten entre sí por las ventas, tanto el conocimiento del negocio como el análisis competitivo ayudan a comprender la economía de una empresa y su entorno.

Por lo general, los negocios se valúan en dos pasos. Primero, se proyecta el flujo libre de efectivo hasta un horizonte de valuación y se descuenta a una tasa para encontrar el valor presente; luego, se le suma un valor horizonte o terminal descontado. Este valor supone que un negocio crecerá a una tasa de crecimiento establecida para siempre después del período de previsión. Se lo suele estimar usando la fórmula de crecimiento perpetuo o multiplicando las proyecciones de EBIT y EBITDA por múltiplos observados en empresas similares.

Los enfoques de valor presente descontado utilizan los fundamentos de la empresa para tratar de determinar su valor intrínseco, en el que el valor es la suma de los flujos de efectivo futuros esperados descontados. El modelo más utilizado es el de flujo de caja descontado (DCF por sus siglas en inglés), el cual intenta calcular el valor de una inversión hoy basándose en proyecciones de cuánto dinero generará en el futuro. Para esto, se establece que el valor de un activo es igual al valor presente de los flujos futuros de caja generados por este. Sin

embargo, uno de los supuestos fundamentales de este método es que las empresas tienen un valor terminal, es decir, que su vida es infinita.

En el caso de las empresas de petróleo, el método de DCF no suele utilizarse ya que al tratarse de empresas con recursos no renovables se cree que no vivirán a perpetuidad. Por lo que, en la industria, en general, se suele utilizar el enfoque de valuación por partes; esto determina lo que valdrían las divisiones agregadas de una empresa si se liquidara, fuera adquirida por otra compañía o explotara todos sus recursos. La cantidad de reservas que tiene actualmente una empresa de petróleo o gas, por ejemplo, puede afectar significativamente su valor. Este método permite a los inversores asumir una tasa de disminución de la producción y calcular los ingresos hasta que se agoten los stocks. Como consecuencia, se asume que la firma no vivirá para siempre.

En la industria petrolera lo que se suele hacer es estimar la producción de los activos de la compañía hasta que se venza la concesión o se agoten las reservas. Luego, se determina el valor actual de la compañía a partir de su flujo de fondos futuro descontados a una tasa de descuento. El supuesto fuerte de este modelo es que asume que la compañía no incorpora nuevas reservas, comprará nuevos activos o se reconvertirá. No obstante, para este trabajo se utilizará este enfoque dado que es el más utilizado en la industria y es muy difícil que una compañía de petróleo y gas pueda mantener a perpetuidad un determinado nivel de producción dada la escasez de pozos y la declinación de los mismos.

4.1 Metodología

Como se viene mencionando en este trabajo, se utilizará la metodología de valuación por partes. A diferencia de la manera tradicional de DCF, no se estimará una proyección por una determinada cantidad de años y, luego, se calculará un valor terminal. En cambio, lo que se hará es determinar el valor actual de los activos hasta el fin de las concesiones a través del flujo de fondos futuro que estos generarán y se descontarán a una tasa "r". La esencia de este método es determinar cuánto vale cada una de las reservas (activos) de Vista para lo cual se utilizará la siguiente fórmula:

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

Donde:

- FF_t = flujo de fondos futuros
- R = tasa de descuento
- N = final de la concesión o agotamiento de reservas

El flujo de fondo se calculará como:

$$FF = \text{producción} * \text{precio} - \text{costos operativos (Opex)} - \text{costos de desarrollo (Capex)} - \text{carga impositiva}$$

Dentro de la carga impositiva encontramos las regalías que cobran las provincias (12%), ingresos brutos (3%), retenciones y el impuesto a las ganancias (35%). Para el último período de la valuación se considerará el costo de abandono de pozos exigido por la normativa ambiental.

El flujo de fondos se descuenta a una tasa de descuento (r), que se calculará con la fórmula del costo promedio del capital (WACC por sus siglas en inglés) de la compañía:

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

Donde;

- K_e = costo del capital de la firma
- K_d = costo de la deuda de la firma
- E =valor de mercado del capital accionario
- D =valor de mercado de la deuda
- T =tasa del impuesto a las ganancias

Siendo:

$$K_e = E(R_e) = r_f + \beta[E(R_m) - r_f]$$

Donde:

- $E(R_e)$ = retorno esperado del rendimiento del activo financiero
- $E(R_m)$ = retorno esperado del mercado
- R_f = tasa libre de riesgo
- β =riesgo específico de la compañía. $\beta = \frac{Cov(R_m;R_e)}{Var(R_m)}$

Los factores claves a determinar para realizar la valuación serán:

1. WACC (tasas de descuento)
2. Precio de venta futuro
3. Costos:
 - a. *Lifting cost*
 - b. Costos de desarrollo
 - c. Costos de abandono
4. Nivel de producción futuro
 - a. Cantidad de pozos incorporados por año
 - b. Curva de declinación de pozos
 - c. Producción actual proyectada
5. Renta del Estado
6. Amortizaciones y depreciaciones

El modelo no contempla nuevas medidas regulatorias que podrían influir al rendimiento de la compañía, supone que Vista puede exportar el total de su producción de petróleo y que renovará las concesiones de los activos convencionales. Se utilizará como fecha de cierre el 31/12/2021.

4.3 Tasa de descuento

Como se sostuvo anteriormente, se utilizará la metodología del WACC para calcular la tasa de descuento de Vista. Brealy y Myers (2018), definen al WACC como “el rendimiento esperado de un portafolio que contiene todos los títulos existentes de la empresa”. Habitualmente, ese portafolio incluye deuda y capital propio, por ende, el costo de capital

se calcula como una “mezcla” del costo de la deuda (la tasa de interés) y el costo de capital propio (la tasa de rendimiento esperada exigida por los inversionistas en el capital ordinario de la empresa). Para el cálculo se desarrollará la siguiente fórmula:

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

Donde;

- K_e = costo del capital de la firma
- K_d = costo de la deuda de la firma
- E =valor de mercado del capital accionario
- D =valor de mercado de la deuda
- T =tasa del impuesto a las ganancias

En primer lugar, se debe calcular el valor de la deuda y el capital a valores de mercado. En lo que respecta al capital accionario Vista posee 88.035.902 acciones, según el último informe del 4T2021 y su valor de mercado al 31/12/2021 es de USD 5,33 cada una. Al multiplicar estos valores se llega a la conclusión que el valor del capital de la compañía de mercado es de USD 469,2 millones.

En cuanto al valor de la deuda a mercado, gran parte de ella no cotiza públicamente, por lo que se supone que es igual al valor de libros al no disponer de información pública. Actualmente, el valor de libros de la deuda de Vista es de USD 611 millones, de los cuales el 32% corresponde a préstamos con entidades bancarias y el restante 68% corresponde a obligaciones negociables (anexo 8.4 y 8.5). Aproximadamente el 31% de la deuda es a tasa variable, la cual corresponde principalmente a una emisión de julio del 2018 a tasa LIBOR 4,5% con un valor de libros de USD 181,4 millones. Por otro lado, el 16% de la deuda es en pesos argentinos y el 84% en dólares.

En suma, obtenemos las siguientes variables detalladas, en la tabla 9

Tabla 9: variables claves para el cálculo del WACC

Variables	
E	USD 469.231.358
D	USD 610.973.000
E+D	USD 1.080.204.358
E/E+D	0,434
D/E+D	0,566

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la SEC y Yahoo Finance al 31 de diciembre del año 2021

En segundo lugar, para encontrar el costo de la deuda, K_d , se usará la emisión de obligaciones negociables (ON) más reciente de Vista, en dólares, que fue en agosto del 2021 a una tasa fija del 3,48% para ON con vencimiento en agosto 2025 y de 5,85% con vencimiento en agosto 2031 (anexo 8.5). Para el K_d se utilizará esta última tasa porque es la que tiene el mayor plazo y se toma como supuesto que la compañía se puede volver a endeudar a esta tasa en el futuro. Por lo tanto, el costo de la deuda de Vista antes de impuestos es de 3,6%. No se ve prudente usar el costo promedio de la deuda porque, por un lado, gran parte fue tomada durante la crisis del COVID-19, cuando el perfil de riesgo de la firma aumentó debido a la caída de los precios del petróleo. Además, por el otro lado, mucha de la deuda fue adquirida cuando la empresa recién estaba comenzando su actividad y no tenían ninguna reputación ganada. Según la calificadora Fix Scr, actualmente el rating de la deuda de Vista es AA-(arg).

Finalmente, para calcular el valor del costo de capital propio, K_e , se recurrirá al modelo CAPM desarrollado por William Sharpe, John Lintner y Jack Treynor (1964). La idea fundamental detrás del CAPM es que la contribución marginal de una acción al riesgo del portafolio se mide por su sensibilidad a los cambios en el valor del portafolio. Esta contribución marginal de una acción al riesgo del portafolio del mercado se mide por la beta (Brealy y Myers, 2018). La fórmula es la siguiente:

$$K_e = E(R_e) = r_f + \beta[E(R_m) - r_f]$$

La *tasa de rendimiento libre de riesgo* (r_f) hace referencia a una tasa teórica de una inversión con riesgo cero. Representa el interés que un inversionista esperaría de una inversión absolutamente libre de riesgo durante un período de tiempo específico. En la práctica, esta tasa no existe realmente ya que cada inversión conlleva al menos una pequeña cantidad de incertidumbre. Sin embargo, lo que se suele usar es la tasa a 10 años de un bono del tesoro americano que, al día de este informe, es de 1,52%.

El R_m , que es el *rendimiento esperado del portfolio eficiente*, se calculó como promedio de los retornos anuales del S&P 500 de los últimos 40 años, que es de 9,02%. Luego, se le resta la tasa libre de riesgo para encontrar el valor de la prima de riesgo de 7,5%. Se usa el S&P 500 dado que se lo considera como uno de los más representativos del mercado. El índice se basa en la capitalización bursátil de 500 grandes empresas que poseen acciones que cotizan en las bolsas NYSE o NASDAQ, y captura aproximadamente el 80% de toda la capitalización de mercado en Estados Unidos. Se diferencia de otros índices de mercados financieros de Estados Unidos, tales como el Dow Jones o el NASDAQ, en la diversidad de los rubros que lo conforman y en su metodología de ponderación.

Como último paso, antes de calcular el WACC, se debe encontrar el valor de beta. En general, se suele calcular como el costo de incorporar un activo financiero a un portfolio diversificado (S&P 500) con la siguiente fórmula:

$$\beta = \frac{Cov(R_m; R_e)}{Var(R_m)}$$

Si se hace este análisis a partir del rendimiento de los retornos semanales de Vista y del S&P 500 da como resultado un beta de 1,80. Sin embargo, la firma cotiza en el mercado desde julio del 2019, menos de cuatro años, y el R^2 de la regresión es de 0,22 (anexo 8.7). Por lo cual, como el período de tiempo es muy chico y el R^2 no es significativo, se ha optado por calcular el beta de Vista como el promedio de betas de empresas similares, es decir, petroleras independientes con foco en el *upstream*.

Por lo tanto, el beta se calculó a partir del rendimiento de los retornos semanales de los últimos cinco años de estas empresas contra el S&P. Se aplicó un procedimiento de tres pasos: primero se obtuvo el beta de la industria promedio; segundo se ajustó el beta de la

industria por la estructura de capital promedio de la industria para obtener el beta desapalancado del sector y tercero, finalmente, se utilizó la estructura de capital de la compañía para calcular el beta apalancado de Vista. La fórmula de beta apalancado es:

$$B_L = B_U * [1 + (1 - t) * (D/E)]$$

Donde:

- B_U = beta desapalancado
- B_L = beta apalancado
- T = tasa del impuesto a las ganancias

Como resultado se obtuvo que el beta de Vista es de 1,99. Dado el nivel de endeudamiento, los altos riesgos que tienen las firmas petroleras y que Vista es una empresa en pleno crecimiento se visualiza congruente que el beta sea superior a 1.

Tabla 10: Cálculo del Beta para Vista Oil & Gas

Compañía	Beta apalancado	Deuda/Capital accionario	Beta desapalancado
Callon Petroleum Company (CPE)	2,00	1,32	1,08
Oasis Petroleum Inc. (OAS)	0,58	0,16	0,52
Whiting Petroleum Corporation (WLL)	1,33	0,04	1,29
Laredo Petroleum, Inc. (LPI)	1,76	1,55	0,88
Geopark (GPRK)	1,65	0,97	1,01
Earthstone Energy (ESTE)	1,54	0,40	1,22
Matador Resources Company (MTDR)	2,34	0,45	1,81
Mediana	1,65	0,45	1,08
Vista	1,99	1,30	1,08

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la SEC y Yahoo Finance al 31 de diciembre del 2021

Dado el beta, el costo del capital se determina desde el modelo CAPM. Sin embargo, a la fórmula original se le debe sumar una prima por el riesgo que implica que Vista tenga casi la totalidad de sus operaciones concentradas en Argentina ya que es un país emergente e inestable económicamente. Para esto se usó la tasa de riesgo país elaborada por el JP Morgan a partir del el EMBI (Indicador de Bonos de Mercados Emergentes o Emerging

Markets Bonds Index, por sus siglas en inglés) que se calcula como la diferencia de tasa de interés que pagan los bonos denominados en dólares, emitidos por países subdesarrollados y los Bonos del Tesoro de Estados Unidos, que se consideran libres de riesgo.

A la fecha de este trabajo, la tasa de riesgo país argentino es de 16,88%. No obstante, se considera que esta tasa es demasiado elevada y no es sostenible en el tiempo. Posiblemente, refleje la gran incertidumbre que actualmente existe por el panorama económico y político actual del país. Por ende, se consideró más representativo para el modelo usar la tasa de riesgo país que tenía Argentina luego de la restructuración de su deuda en septiembre del 2020 que era del 11%. En el apartado 4.8 se realizó una sensibilidad para ver cómo cambia el valor de la empresa mediante distintas tasas de riesgo país.

Bajo las estimaciones realizadas el costo de capital propio de *Vista* es de 27,47%. Si se considerara el riesgo país actual sería de 33,35%. En resumen, se observa:

Tabla 11: Ke de Vista Oil & Gas

Costo de capital propio (Ke)	
Rendimiento del S&P 500	9,02%
Tasa libre de riesgo	1,52%
Beta	1,99
Prima de riesgo de mercado	7,50%
Prima de riesgo país	11,00%
Ke	27,47%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de Yahoo Finance al 31 de diciembre del 2021

Teniendo ya calculado la estructura de capital, el costo de la deuda y el costo de capital propio se obtuvo un WACC en 13,27% para Vista Oil & Gas.

Tabla 12: Cálculo del WACC para Vista Oil & Gas

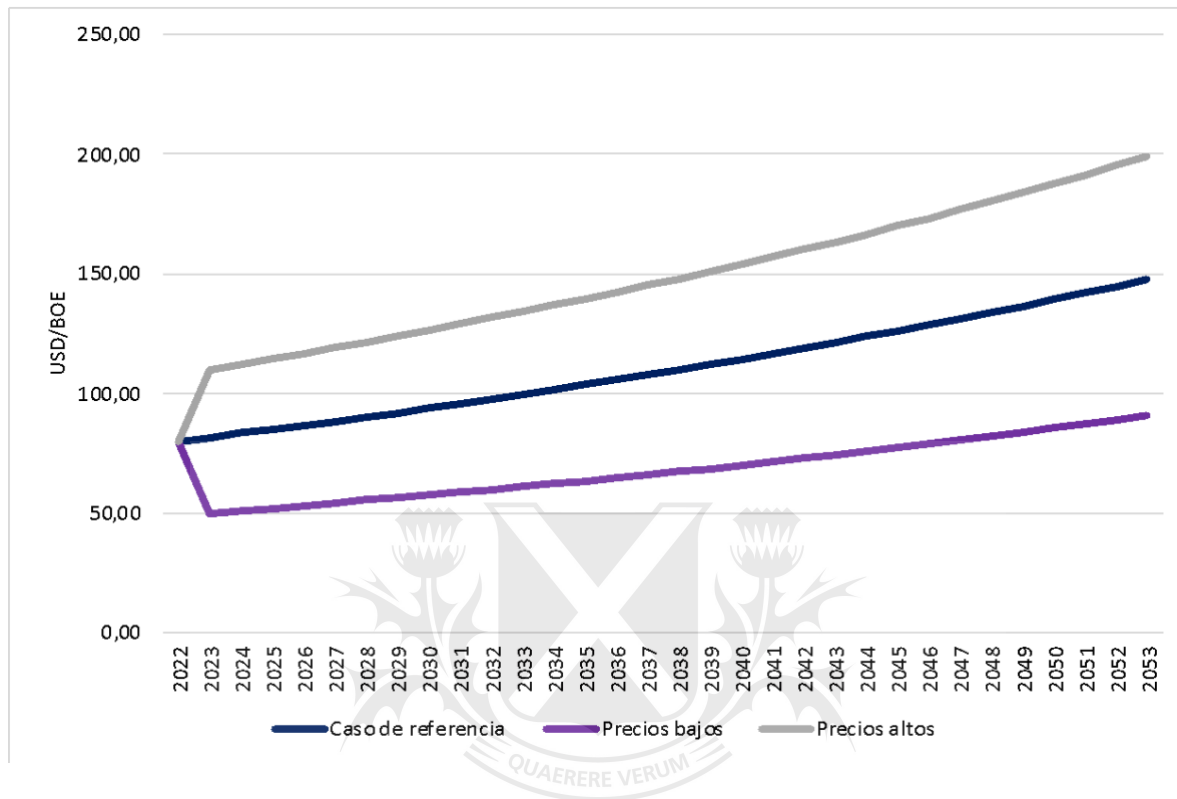
WACC	
Ke	27,47%
Kd	3,63%
Impuesto a las ganancias	35,00%
E/E+D	43,44%
D/E+D	56,56%
WACC	13,27%

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la SEC y Yahoo Finance al 31 de diciembre del 2021

4.3 Precio y escenarios

Un aspecto fundamental del modelo a desarrollar son los precios del petróleo y gas a futuro. Como se ha mencionado, es el factor principal que mueve las ganancias y el nivel de inversiones de Vista o cualquier otra compañía del rubro petrolero. Para estimarlos, por un lado, se plantearon tres escenarios que sensibilizan la cotización actual del Brent: un escenario base, uno optimista y otro pesimista. El primer escenario toma un valor de USD 80 el barril de Brent para el primer año; esta estimación se hace con el objetivo de valuar a la compañía a la cotización actual del petróleo. El escenario optimista utiliza un valor de USD 110 el precio del Brent y el pesimista de USD 50. A todos se les agrega un 2% de inflación por año y para el 2021 se utiliza una cotización del Brent de USD 80 por barril.

Gráfico 21: Proyección de precios del Brent



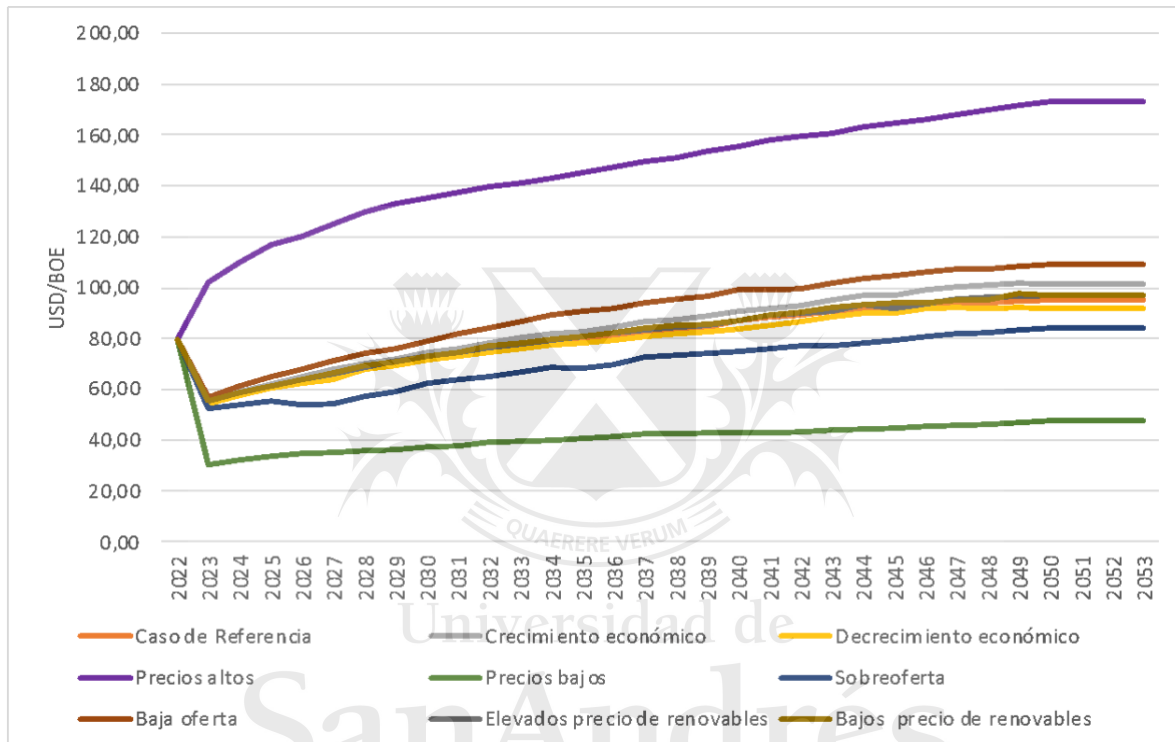
Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, también se agregarán al modelo algunos de los casos descritos por la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés) que presenta nueve escenarios a futuro. Factores como el crecimiento económico, los precios futuros del petróleo, el tamaño final de los recursos energéticos nacionales y el cambio tecnológico, a menudo, son inciertos. Para ilustrar algunas de estas incertidumbres, la EIA ejecuta casos secundarios para mostrar cómo responde el modelo de referencia a los cambios en las variables de entrada claves. El *Annual Energy Outlook 2021* (EIA) tiene nueve casos:

- Referencia
- Alto crecimiento económico
- Bajo crecimiento económico
- Alto precio del petróleo
- Precio del petróleo bajo

- Alto suministro de petróleo y gas
- Bajo suministro de petróleo y gas
- Alto costo de energías renovables
- Bajo costo de energías renovables

Gráfico 22: Proyección de precios del Brent EIA



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la EIA 2020

Los casos de bajo o alto crecimiento económico reflejan la incertidumbre en las proyecciones de crecimiento a nivel mundial. Se muestran los efectos de supuestos de crecimiento económico alternativos que son superiores e inferiores a las proyecciones del mercado energético del caso de referencia. En los casos de crecimiento económico, los supuestos de crecimiento de la productividad de la población y del trabajo no agrícola se modifican, lo que produce cambios en el crecimiento del empleo no agrícola, el ingreso real disponible y el producto interno bruto (PIB) real, entre otros efectos macroeconómicos.

Los casos de bajo o alto precio del petróleo o gas se basan en las estimaciones que hace la Organización de Estados Americanos (OEA) de tres escenarios (base, optimista y pesimista) sobre el precio a futuro del barril. En el caso de referencia, el consumo mundial de petróleo y otros combustibles líquidos aumenta de manera constante, debido principalmente a un aumento en la cantidad de vehículos a nivel mundial, que se compensa con las mejoras en el combustible para vehículos ligeros y vehículos pesados y un mayor consumo de gas natural para el transporte en la mayoría de las regiones.

Los casos de precios bajos y altos del petróleo abarcan una amplia gama de posibles trayectorias de precios que ilustran la variación potencial en la demanda y oferta mundial de petróleo y otros combustibles líquidos. El caso de precios bajos asume condiciones bajo las cuales la demanda de combustibles líquidos extranjeros es menor y la oferta es mayor que en el caso de referencia; el caso del precio alto asume lo contrario.

En el caso del precio bajo del petróleo o gas, la demanda externa relativamente baja se produce como resultado de varios supuestos (Annual Energy Outlook 2021: Case Descriptions, 2021) que pueden enumerarse a continuación:

- 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 reducción de la demanda de viajes y el aumento del consumo de gas natural o electricidad.
- Mejoras de la eficiencia en las industrias no manufactureras en los países no pertenecientes a la OCDE
- Cambio de combustible industrial de combustibles líquidos a materias primas de gas natural para metanol y amoníaco producción

En el caso de los altos precios de la EIA del petróleo, estos supuestos se invierten en gran medida. La demanda de combustible líquido es mayor como resultado de un mayor crecimiento económico, particularmente en los países que no pertenecen a la OCDE cuyos consumidores demandarán una mayor movilidad personal y consumirán más bienes. Se

producen menos ganancias de eficiencia en el sector industrial y la demanda de combustible en el sector no manufacturero continúa satisfaciéndose con combustibles líquidos. La oferta de combustibles líquidos disminuye como resultado de la falta de inversión global en el sector petrolero, lo que eventualmente conduce a una mayor producción en países fuera de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en relación con el caso de referencia. Los precios más altos estimulan una mayor producción de recursos más costosos, incluidos el petróleo no convencional y conducen a aumentos significativos en la producción de combustibles líquidos renovables.

En los casos de sobreoferta o baja oferta, se utilizan dos escenarios para describir un posible aumento o disminución de las reservas petroleras. Por un lado, en el caso de baja oferta de petróleo y gas, supone que la recuperación final estimada por pozo es un 50% menor que en el caso de referencia. Las tasas de mejora tecnológica que reducen los costos y aumentan la productividad en los Estados Unidos también son un 50% más bajas que en el caso de referencia. Por el otro lado, en el caso de sobreoferta supone que la recuperación final estimada por pozo es 50% mayor. Las tasas de mejora tecnológica son un 50% más altas que en el caso de referencia.

Las estimaciones de recursos técnicamente recuperables de petróleo no convencional y gas natural son particularmente inciertas y cambian con el tiempo a medida que se obtiene nueva información a través de la perforación, la producción y la experimentación tecnológica. Durante la última década, a medida que se han puesto en producción más formaciones de petróleo no convencional, las estimaciones de reservas han aumentado en general. Sin embargo, estos aumentos en los recursos, técnicamente se basan en muchos supuestos que podrían no aplicarse a largo plazo o para todas las formaciones no convencionales. Por ejemplo, algunas estimaciones de recursos pueden suponer que las tasas de producción de petróleo y gas natural alcanzadas en una parte de la formación representan la formación completa aunque las tasas de producción de los pozos vecinos pueden variar mucho. Las mejoras e innovaciones tecnológicas también pueden resultar en el desarrollo de recursos de petróleo crudo y gas natural que aún no han sido identificados y, por lo tanto, no están incluidos en el caso de referencia.

Para abordar los casos de altos o bajos costos de energía renovable, la EAI proporciona dos escenarios: uno, asumiendo costos de renovables que son más altos que los del caso de referencia y otro, asumiendo costos de renovables que son más bajos. En el caso de altos costos, el costo de capital se mantiene constante al nivel de 2020 durante todo el período de proyección para todas las tecnologías renovables, incluida la energía hidroeléctrica convencional, el sector de la energía eléctrica y para las pequeñas tecnologías eólicas y solares en los sectores de uso final. En el caso del bajo costo de las energías renovables se supone que los costos de capital, los costos de operación y mantenimiento y los precios del combustible, cuando corresponda, disminuirán más rápidamente que en el caso de referencia, alcanzando niveles un 40% más bajos que sus equivalentes del caso de referencia para 2050, para todas las tecnologías de generación renovable del sector energético.

En este trabajo se utilizarán los tres escenarios de nuestra elaboración y cinco escenarios elaborados por la EIA. A saber: el escenario base, los del precio del petróleo y gas y los de oferta. Se descartó el caso de los costos de energía renovables y el caso de crecimiento económico porque, por un lado, como se puede ver en la gráfico 22, la diferencia de precios en los escenarios altos y bajos, para ambos casos, es poco significativa, especialmente en el de energías renovables (menos de 1 USD). Además, por el otro lado, estas variables ya están contempladas en el caso de precios altos o bajos (anexo 8.8). Para todos los escenarios se aplica un descuento del 12% al precio del Brent en el petróleo convencional debido a la calidad del petróleo de Vista.

En lo que respecta al precio del gas, para los escenarios de elaboración propia se hace lo mismo que en el caso del petróleo. Se toma como escenario base el precio actual (3,29 USD/MMbtu) y se aplica un 2% de inflación anual. Para el escenario pesimista se supone un aumento del 37,5% en el precio (4,52 USD/MMbtu) y para el pesimista una disminución de 37,5% (2,05 USD/MMbtu). No obstante, se estima la continuidad del Plan Gas hasta 2024 por lo que el precio del Gas para estos años es de 3,29 USD/MMbtu para todos los casos (anexo 8.8).

En el caso de los escenarios propuestos por la EIA, también, se considera la continuidad del Plan Gas hasta 2024 y, luego, se tomarán los precios dados por los escenarios seleccionados

anteriormente. Si bien es cierto que el gas no es un bien transable al 100% debido a los altos costos de transacción que tiene, se supone que en el largo plazo tenderán a correlacionar con los precios internacionales (anexo 8.9).

4.4 Costos

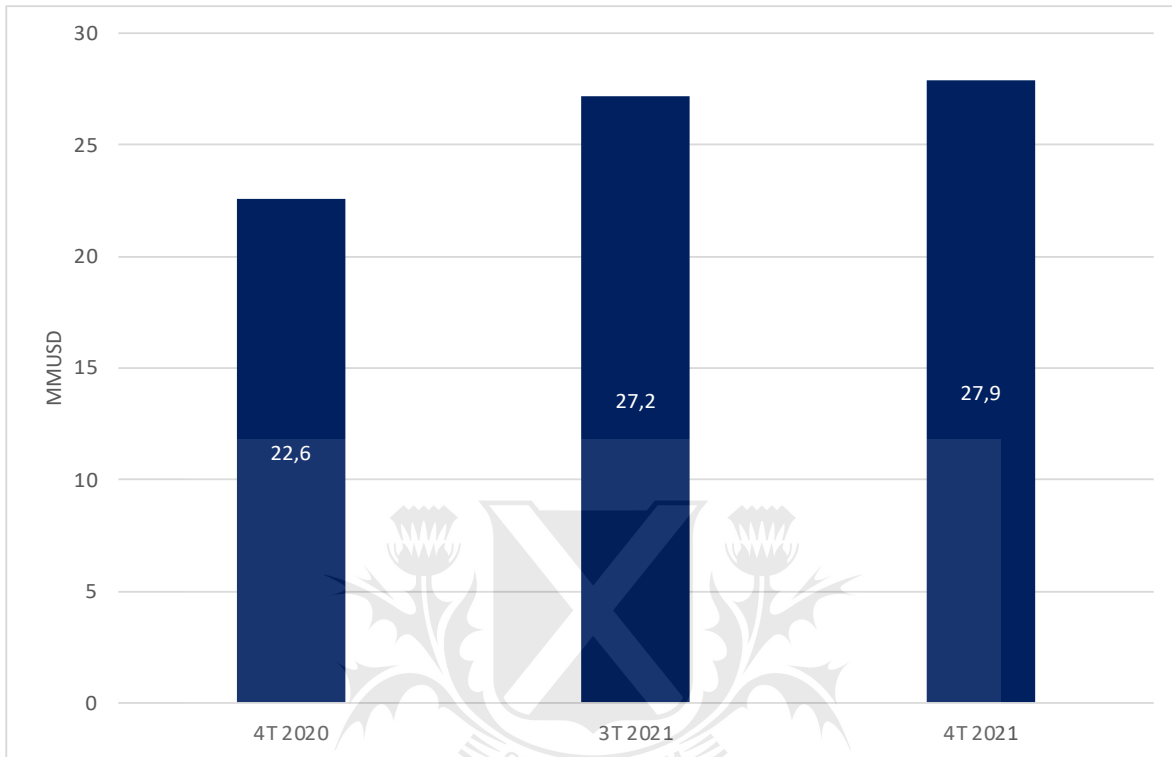
En cuanto a los costos en la industria petrolera se tienen que diferenciar en dos tipos: los costos operativos, llamados *lifting cost* y los costos de investigación y desarrollo de pozos (CAPEX). A estos últimos, hay que sumarles una parte de costos de nuevas instalaciones que están relacionados con infraestructura adicional que se requiere para poder operar nuevos pads.

El *lifting cost* se define como “son los costos de operación y mantenimiento de pozos y equipos e instalaciones relacionados por barril de petróleo equivalente (boe) de petróleo y gas producido por esas instalaciones después de que se hayan encontrado, adquirido y desarrollado los hidrocarburos para la producción”⁷. Según el informe del 4T2021, el *lifting cost* de Vista es de USD 7,5 por boe, lo que representa una disminución del 7% con respecto al 4T2020. Estos costos tienen un componente de costos fijos y costos variables.

Universidad de
San Andrés

⁷ https://www.eia.gov/finance/performanceprofiles/oil_gas.php

Gráfico 23: Lifting cost Vista Oil & Gas



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la presentación a inversores del 4T2021 de Vista Oil & Gas

Los informes financieros de Vista y, en general, de las compañías petroleras no informan los costos fijos o variables sino que se habla del *lifting cost*. Por las características del negocio, la gran mayoría de los costos son fijos dado que el costo de las máquinas y/o equipos extractivos, de transporte, de tratamiento y apoyo de campo no varían significativamente por la producción. No obstante, para encontrar una aproximación que permita separar entre costos fijos y variables se usará el desglose de los costos operativos informados en el informe a inversores 2021.

Tabla 13: Desglose de costos operativos Vista Oil & Gas

Descripción	MUSD	Tipo
Honorarios y compensaciones por servicios	53.024	CF
Salarios y contribuciones sociales	16.591	CF
Consumo de materiales y reparaciones	15.912	CV
Servidumbre y canones	9.572	CV
Beneficios a empleados	4.877	CF
Transporte	3.274	CV
Otros	3.873	CV
TOTAL	107.123	

Fuente: Elaboración propia en base a datos de los estados financieros intermedios del 2021 de Vista Oil & Gas

Es así que se considerarán los honorarios y compensaciones por servicios, los salarios y contribuciones sociales y los beneficios a empleados como costos fijos. Esto quiere decir que, aproximadamente el 70% de los costos de Vista son fijos y el 30% variables. Al aumentar la producción, el *lifting cost* se irá reduciendo dado que se absorberán progresivamente los costos fijos hasta alcanzar el nivel de otras compañías petroleras que operan en Loma Campana, en la cuenca neuquina, que es de alrededor del USD 5 por boe (según datos de la agencia argentina de inversiones⁸).

A fines de junio de 2021, Vista conectó el pad #8 de cuatro pozos en Bajada del Palo Oeste. Dicho pad fue completado con un total de 214 etapas y una longitud lateral promedio de 2,611 mts. El costo de perforación y competición del pad fue de USD 9,3 millones por pozo, resultando en un ahorro del 45% comparado con USD 17,4 millones en el pad #1 (en ambos casos normalizado a un pozo de 2,800 metros de longitud lateral y 47 etapas). Se tomará este costo para el costo de capital del modelo y se le sumará un 20% adicional en conceptos de infraestructura y mejoras tecnológicas, según señala el informe de FIX Src. Como consecuencia, se obtiene un total de USD 11,16 millones por pozo en concepto de CAPEX.

El último costo asociado a los pozos de petróleo y gas es el de abandono y taponamiento al final de la vida de la concesión. Estos costos están relacionados con la remoción de

⁸ <https://www.inversionycomercio.ar/en/investments-sectors-oil-and-gas>

equipamiento, taponamiento de pozos y recuperación y restauración del ambiente. Según datos de la Secretaría de Energía⁹, a la fecha Vista registra 112 pozos abandonados acumulados a septiembre del 2021. Según los estados contables de la empresa, entre enero y junio del 2021, se descontaron USD 1,174 millones en concepto de abandono y taponamiento de pozos, en 2020 USD 2,584 millones, USD 1,723 millones en 2019. Por lo que se obtiene un total de USD 5,481 millones, es decir, USD 48.938 por pozo. Al final de la concesión se asume que Vista debe pagar estos costos por todos sus pozos no productivos, es decir, sus pozos actuales más los incorporados en 2022 y 2023. Según la Secretaría de Energía de Argentina, Vista tiene actualmente 1172 pozos en extracción efectiva más 419 inactivos, a estos se sumaron 32 pozos que, se supone, que se incorporarán entre 2022 y 2023 (ver apartado 4.6) y ya no serán productivos o rentables para fin de la concesión. Por lo tanto, Vista tiene 1623 pozos que están o estarán en estado de abandono y deberá pagar por ello USD 79,426 millones al final de la concesión.

4.5 Renta del Estado

Otro aspecto a tener en cuenta es la renta del estado; actualmente las empresas petroleras y mineras deben pagar 12% a las provincias en concepto de regalías por la explotación de recursos naturales sobre las ventas realizadas. Adicionalmente, se deben pagar 1,2% de sellos, 0,4% de impuestos a los créditos y débitos y 3% de ingresos brutos¹⁰ (en total 4,6% de impuesto a las ventas). Por otro lado, deben pagar el 35% de impuesto a la renta o a las ganancias.

En cuanto a las retenciones el Decreto Presidencial 488/2020 crea un valor base del barril de petróleo en USD 45 y un valor de referencia de USD 60. A la par, se establece una alícuota del 0% del derecho de exportación en los casos que el precio internacional del Brent sea igual o inferior al Valor Base y una alícuota del 8% en el caso que sea igual o superior al Valor de Referencia. En aquellos casos en que el Precio Internacional resulte superior al

⁹http://www.se.gob.ar/datosupstream/consulta_avanzada/reporte.sql.php?idempresa=VIS&idmes_d=9&idanio_d=2021&idmes_h=9&idanio_h=2021&idcuenca=%&idprovincia=%&idarea=%&idyacimiento=%&idpozo=%

¹⁰ Ley 5.025 (provincia de Río Negro) y Ley 3.035 (provincia. de Neuquén)

Valor Base e inferior al Valor de Referencia, la alícuota del tributo se determinará de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$Alícuota = \left[\frac{\text{Precio internacional} - \text{valor base}}{\text{Valor de referencia} - \text{Valor Base}} \right] * 8\%$$

El modelo supone que el decreto se mantendrá en todos los escenarios dado que Argentina ha demostrado en los últimos tiempos que ha mantenido el conocido “barril criollo” o valor de referencia para fomentar la producción de hidrocarburos, especialmente para satisfacer al mercado local y ha mantenido una política de retenciones dado su alto déficit fiscal. Además, con esta alícuota del 8%, Vaca Muerta ha conseguido ser rentable y romper récords de producción en el último tiempo, por lo cual se ve difícil que el Estado decida derogar el decreto.

4.6 Producción

Los hidrocarburos convencionales, que se han explotado tradicionalmente desde hace más de un siglo, son exactamente los mismos que los llamados no convencionales. La principal diferencia es la forma en que se encuentran almacenados, tanto el gas como el petróleo. Para la industria, todos los hidrocarburos que no se encuentran alojados en formaciones convencionales son no convencionales; esto significa que hay varias formas de hidrocarburos no convencionales.

En la Argentina, cuando se habla de no convencionales se está refiriendo específicamente a dos tipos de hidrocarburos: los de las formaciones *shale* como los que se encuentran en Vaca Muerta y las formaciones *tight*. En ambos casos, se trata de formaciones muy compactas; las *tight* de baja permeabilidad y las *shale*, directamente impermeables. En el caso del *shale* se trata de rocas formadas a partir del lecho de lagos y mares. En ellas, a lo largo de millones de años, la materia orgánica atrapada (restos de microorganismos, algas, animales) se convirtió en gas y petróleo.

Años atrás, el panorama energético del país era muy diferente, al punto que la Argentina exportaba petróleo y gas. Sin embargo, las cosas fueron cambiando porque al crecimiento demográfico y económico, que se tradujo en una mayor demanda de energía desde la

industria, también se agregó el lento pero paulatino agotamiento de los recursos hidrocarburíferos convencionales, un fenómeno natural que se da en todo el planeta debido a que se trata de un bien finito.

En los últimos tiempos apareció la posibilidad de explotar los recursos de reservorios no convencionales con los que cuenta el país en gran cantidad. De hecho, un reciente estudio de la Agencia de Información de Energía de los Estados Unidos ubicó a la Argentina en el segundo puesto de la lista de países poseedores de los mayores recursos técnicamente recuperables en lo que respecta al *shale gas*, solo detrás de China y, en el cuarto lugar, para el caso del *shale oil*. Cabe la aclaración que este estudio no tuvo en cuenta países con amplias reservas de gas y petróleo convencionales, como las naciones de Medio Oriente.

Estos hidrocarburos de reservorios no convencionales son los mismos que se vienen explotando desde hace un siglo, a partir de los llamados yacimientos convencionales. Solo cambia el tipo de roca en la que se encuentran, lo cual implica algunas diferencias respecto de las técnicas tradicionales de extracción y, en especial, porque se utiliza una técnica desarrollada hace unos 70 años: la fractura hidráulica o *fracking*. Desde entonces, esto ha permitido mejorar la permeabilidad de los reservorios convencionales pero adaptada para poder extraer los hidrocarburos de las formaciones *shale*, lo cual, además de una mayor escala, requiere de mayores inversiones iniciales. El método de extracción no convencional se utiliza cuando la formación geológica o roca presenta volúmenes de hidrocarburos aislados entre sí o muy poco comunicados. El proceso de perforación es igual al convencional; desde la superficie una torre perfora con un trépano el terreno hasta llegar a la roca generadora.

El *Core* del negocio de Vista se basa en los recursos no convencionales dado que la inversión en este tipo de pozos le resulta más económicamente viable que en sus pozos convencionales. La producción total del 3T2021 fue de 40,267 boe/d, un aumento del 1% trimestre a trimestre y del 59% en comparación con la producción total del 3T2021. La producción de petróleo aumentó 77% año a año a 30,954 bbl/d, impulsada principalmente por el crecimiento en la producción de Bajada del Palo Oeste. La producción *shale* fue de 24,103 boe/d los cuales corresponden en su totalidad los pozos *shale* de Bajada del Palo

Oeste donde se conectaron 16 pozos nuevos en 4 pads en los primeros tres trimestres del año (Resultados del 3º trimestre 2021, Vista).

Como se viene sosteniendo, la compañía tiene dos tipos de activos, los convencionales y los no convencionales. Dentro de los primeros se encuentran las concesiones de Entre Lomas, Bajada del Palo Oeste, 25 de Mayo - Medanito, Jagüel de los Machos y Coirón Amargo Norte. Estos pozos fueron adquiridos por Vista cuando inició sus operaciones con el objetivo de utilizar sus ganancias para la explotación de pozos no convencionales, por lo tanto son pozos envejecidos que se encuentran con una curva de declinación relativamente constante.

Por otro lado, entre los activos no convencionales, Vista cuenta con las concesiones de Bajada del Palo Oeste, Bajada del Palo Este, Águila Mora y los activos adquiridos a ConocoPhillips recientemente. Lo que significa un total de, aproximadamente, 700 locaciones identificadas. Los esfuerzos de la compañía en la explotación de *shale oil* y *shale gas* se concentran principalmente en Bajada del Palo Oeste donde actualmente tiene 9 pads conectados de 4 pozos cada uno. Vista ha estandarizado su diseño de pozo tipo horizontal a 2,800 metros de rama lateral y 47 etapas de fractura. Este diseño tiene un EUR de 1,52 MBOE (1,34 de petróleo y 0,175 de gas) siendo un 41% superior a los diseños anteriores. La producción acumulada por pozo ha sido de 175 Mboe en los primeros 180 días y 418 Mboe en los primeros 360 días.

4.6.1 Producción no convencional futura

Para estimar la producción de los nuevos pozos no convencionales de Vista es necesario hacer dos supuestos fundamentales. Por un lado, la cantidad de pad que la empresa incorporará por año y por otro, la declinación de los pozos. Un equipo de producción puede realizar 4 pad por año de 4 pozos cada uno, lo que significa que una máquina puede realizar 16 pozos por año.

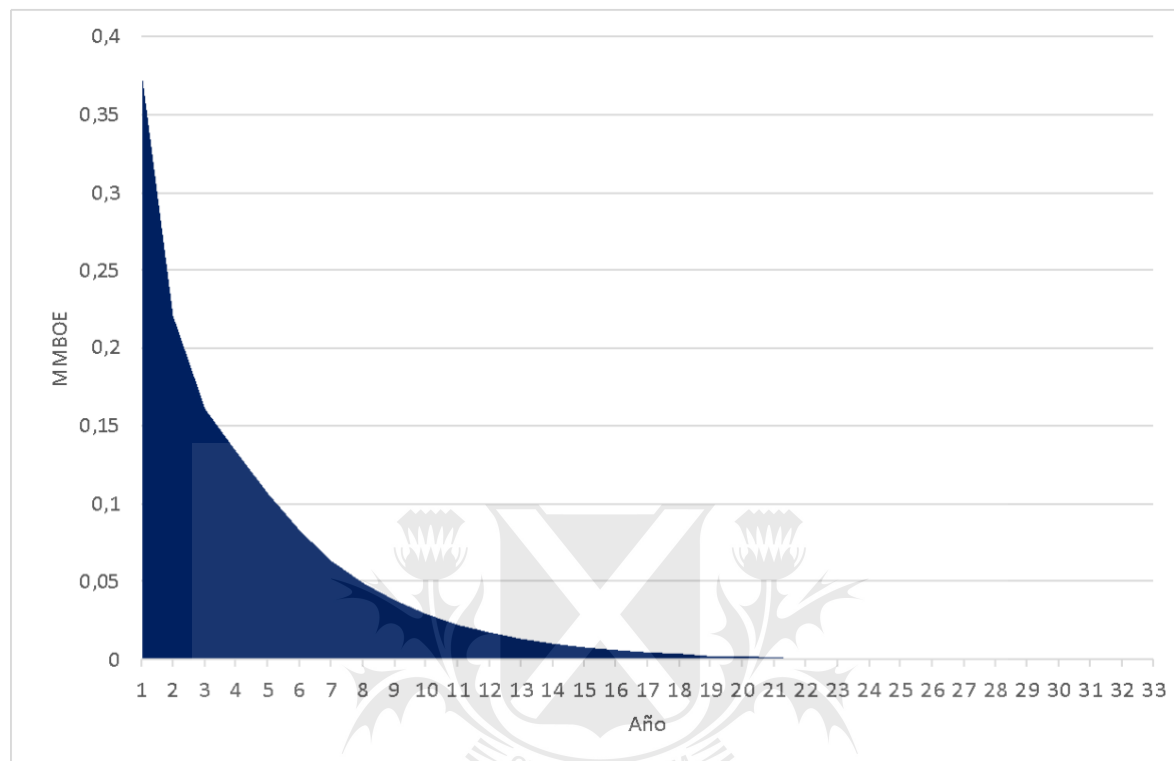
Según el último informe anual de resultados de la compañía (2020), como se dijo anteriormente, los pozos de Vista tienen un EUR de 1,52 (1,34 de petróleo y 0,175 de gas) y una producción acumulada de 418 Mboe en los primeros 360 días. De este informe, dos datos son importantes para poder estimar el nivel de producción; en primer lugar, la

producción total acumulada de un pozo a lo largo de su vida de 1,52 MMboe y, en segundo lugar, el nivel inicial de producción de 418 Mboe en el primer año. Por lo que ahora resulta necesario estimar la declinación del pozo a lo largo de su vida, es decir, la curva tipo. Los pozos no convencionales presentan un elevado nivel de producción en los primeros años que luego decrece de forma exponencial.

Para calcular la declinación de los pozos no convencionales, se utilizó la información de los pozos de *shale* YPF que se pusieron en funcionamiento en 2015 y 2016 en la zona de Loma Campana, también de la cuenca neuquina como los pozos de Vista. Se observó el nivel de producción desde la puesta en operación de los pozos para cada año y se calculó la declinación de los primeros 5 años. No se pudo usar la información de los pozos de Vista porque son pozos muy nuevos que no cuentan con un historial de producción suficiente y se encuentran en poca cantidad.

Según datos de la SE (Secretaría de Energía de Argentina), el promedio de declinación de los pozos de Loma Campana de YPF es un 41% el primer año, un 27% el segundo, 17% el tercero, 20% el cuarto y 20% el quinto. Estos números son consistentes con el estudio realizado por Schmidt, Alonso y Giusiano (2013) que muestran una gran declinación de la producción en los primeros años. A partir del año sexto en adelante se utilizará una tasa de declinación constante cuyo valor se obtiene a partir del porcentaje que permita alcanzar la producción total acumulada (EUR) en el año 30, es decir, que al finalizar el año 30 el pozo haya producido toda su producción potencial (1,52 MMBOE).

Gráfico 24: Producción de petróleo pozo tipo NOC -Vista Oil & Gas



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la presentación a inversores 4T2021 de Vista Oil & Gas

Bajada del Palo Oeste, en el recurso no convencional, tiene 550 locaciones identificadas, es decir, posibles locaciones para pozos. Dado que todos los pozos no convencionales en Vaca Muerta y los de Vista, especialmente, han sido productivos no se cree certero tomar el nivel de reservas reportado por la compañía. Por lo cual, se supone que se van a ir incorporando una determinada cantidad de pozos por año hasta llegar a un nivel cercano a los 550 pozos o terminar la concesión.

La consultora FIX Scr, en su último informe de agosto 2021, señala que espera para 2021 inversiones por USD 310 millones (USD 168 millones ejecutados al 2T2021) destinadas en un 80% a su proyecto Bajada del Palo Oeste en Vaca Muerta mientras que el 20% restante destinado a pozos convencionales, infraestructura y tecnología de la información. Lo que supone aproximadamente la conexión y operación de 32 pozos en el 2021 (16 pozos ya ejecutados).

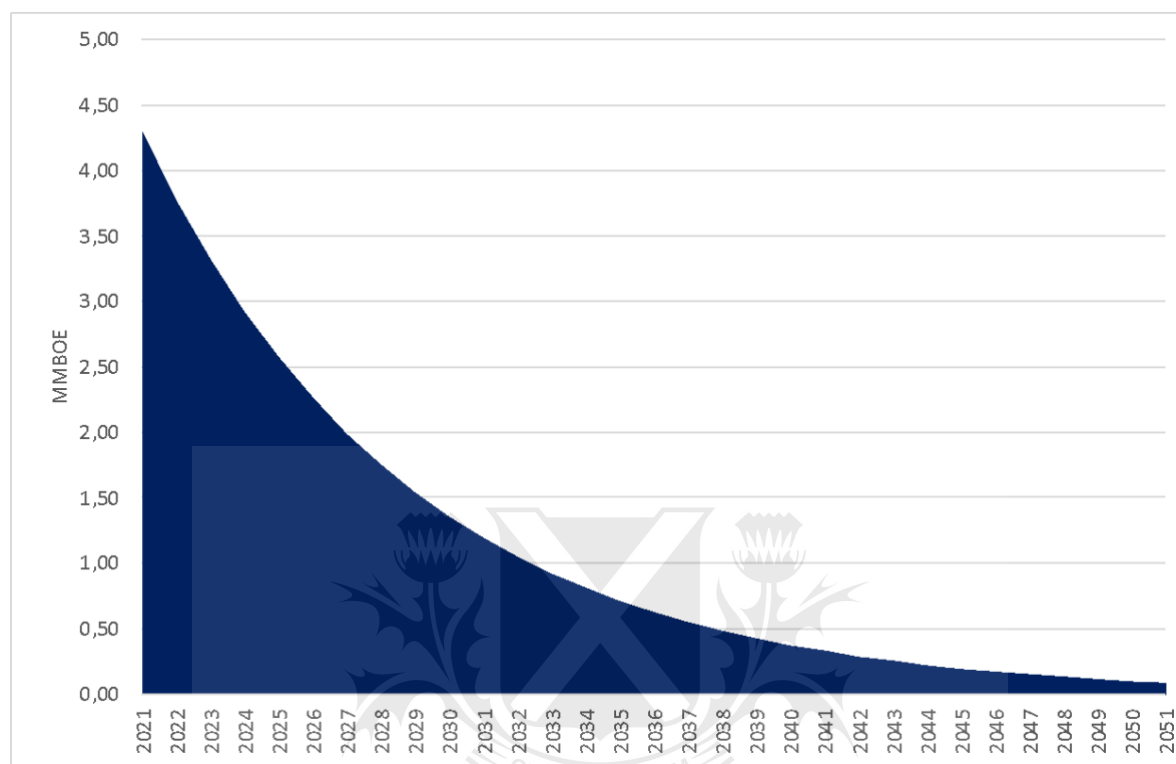
Vista planea invertir USD 1100 millones entre 2021 y 2025 por lo que si el 20% es utilizado para infraestructura y tecnología, quedarían USD 880 millones destinados a operaciones no convencionales en Bajada del Palo. Restando lo ejecutado en 2021, Vista dispondría de 570 millones para el período comprendido entre 2022 y 2025. A un costo promedio de USD 9,6 millones en CAPEX, Vista pondría en funcionamiento, aproximadamente, 15 pozos por año. Como un equipo perfora 16 pozos se supone que la firma va a perforar 16 pozos por año hasta 2025. Luego, se seguirá tomando este supuesto hasta que el período de repago del pozo sea mayor a lo que resta de la concesión.

Dado que el período de repago de un pozo es de 2 años, en el escenario base de USD 80 el precio del Brent, se supone que Vista incorporará 16 pozos por año hasta el 2051 lo que representa un total de 496 pozos conectados y operativos para el caso base. Luego, le quedarían dos años de operación hasta que venza la concesión en 2053. En cuanto a la producción de los pozos actuales se utilizó una declinación constante que permita llevar a cero el nivel de producción a fin de la concesión. En el 2020 el nivel de producción del negocio no convencional es de 8,892 MMboe totales.

4.6.2 Producción convencional futura

En cuanto a la producción convencional, como se dijo, los pozos de Vista están muy envejecidos y decrecen a una tasa constante del 12% según los datos históricos. En el 2020, su nivel de producción fue de 4,891 MMboe acumulados y ese será el punto de partida. Al igual que en los activos no convencionales, se supone que la producción se agota a fin de concesión.

Gráfico 25: Curva de declinación de la producción convencional Vista Oil y Gas



Fuente: Elaboración propia en base a datos de la presentación a inversores 4T2021 de Vista Oil & Gas

No se considera que la empresa vaya a realizar nuevas inversiones en pozos convencionales. Debido principalmente a que la estrategia de la firma es invertir todas las ganancias del negocio convencional en el NOC por su alta rentabilidad y, también, a que los campos convencionales ya han sido explotados, en gran parte, por las anteriores empresas concesionarias. Además, con este nivel de producción actual Vista tendría una producción acumulada de 35,19 MMboe a fin de concesiones, es decir, prácticamente agotaría las reservas convencionales que son de 35,3 MMboe.

4.7 Resultados

Manteniendo la misma línea de trabajo, se valorará a Vista por el método de valuación por partes separando sus activos en convencionales y no convencionales en ocho escenarios distintos. Para el recurso convencional se supone que Vista agotará sus reservas actuales y no incorporará nuevos pozos. En cambio, para el recurso no convencional se estipula que

Vista incorporará 16 pozos por año a un costo de USD 9,3 millones en perforación y desarrollo más un 20% adicional correspondiente a nueva infraestructura. Vista invertirá en nuevos pozos hasta que el período de repago sea inferior a lo que le resta de la concesión de Bajada del Palo.

El costo operativo es de USD/boe 7,3 donde el 70% son costos fijos y el restante 30% son costos variables. Los costos fijos para el primer año son de USD 61,37 millones y los variables de USD 2,22 por barril de petróleo equivalente. Al aumentar la producción el *lifting cost* se irá reduciendo dado que se irán absorbiendo los costos fijos, hasta alcanzar el nivel de compañías petroleras que operan en Loma Campana que es de alrededor del USD 5 por boe. Se supone un 2% de inflación anual para todos los precios y costos.

En cuanto a los impuestos se imputan 35% de impuesto a las ganancias, 4,7% de impuestos sobre las ventas y 12% de regalías. Para las depreciaciones, en los rubros terrenos y edificios, propiedad minera y obras en curso se usará una depreciación lineal de 30 años, y en el rubro rodados, materiales y repuestos, de 10 años. En cambio, los equipos y recursos afectados a la elaboración de hidrocarburos se depreciarán según la producción. En general, la producción de los activos petroleros es mayor al principio y declina hacia el final. Por lo cual, en este método, las depreciaciones siguen la misma tendencia y llevan el valor del activo a 0 al agotarse la capacidad de producción. Una vez vencida la concesión, el modelo supone que los bienes pueden ser vendidos al valor de libros porque es usual que el material que queda en los pozos pueda ser reutilizado o los pozos con vida productiva pueden ser explotados por otras firmas. El costo de abandono a fin de concesión se estima en USD 79,4 millones para 1623 pozos.

La tasa de descuento es del 13,27% y los precios varían según cada uno de los ocho escenarios analizados. Para calcular el valor de cada acción se tomarán en cuenta las 88.035.902 acciones en circulación y los warrants que Vista tiene en circulación en el caso de que se ejecuten. La emisión de acciones tras el ejercicio de warrants en circulación puede causar una dilución inmediata del capital de los accionistas existentes. Según el informe anual 2020, la compañía tiene 99.680.000 warrants en circulación que vencen el 4 de abril de 2023. Tres warrants dan derecho a su tenedor a comprar una acción serie A a un precio de USD 11,50 por acción serie A. Si se ejercitan todos los warrants en circulación, el capital

social emitido y en circulación aumentaría en 33.226.667 acciones serie A, o, aproximadamente, un 38%.

En suma, en el escenario de elaboración que toma como base el precio Brent en USD 80, da como resultado un valor presente neto (VPN) de Vista de USD 4.273 millones donde los activos no convencionales representan el 90% aproximadamente del valor de la compañía. Se supone en total 710 MMboe de reservas hipotéticas, de las cuales solamente 35,19 MMboe corresponden a activos convencionales y 674,7 a no convencionales. Esto representa un valor actual de reservas de USD/boe 0,21. Si se lo divide por tipo de recurso el valor actual de las reservas NOC es de USD/boe 0,22 y de USD/boe 0,12 para el convencional.

El valor de la empresa (VE) es de USD 3.977 millones y para calcularlo al valor actual encontrado, se le sumó el efectivo y equivalentes (USD 315 millones) y se le restó la deuda (USD 611 millones). Dividido por la cantidad de acciones en circulación da como resultado USD 45,2 por acción. Sin embargo, hay que considerar que los warrants serán ejecutados, lo que da un valor por acción de USD 32,8. Al 31/12/2021; la compañía está cotizando a un precio de USD 5,33 lo que significa que está un 515% por debajo del valor técnico en el escenario de referencia. En el escenario de precios bajos, el valor presente de la compañía es de USD 2.273 millones y el VE de USD 1.977 millones, USD 16,3 por acción¹¹. En el escenario de precios altos, el VPN es de USD 6.152 millones y el EV de USD 5.856 millones, USD 32,8 por acción.

En cuanto los escenarios analizados en base a los precios de la EIA, en el escenario de referencia, el VPN es de USD 2.901 millones y el VE de USD 2.605 millones, USD 21,5 por acción. En el escenario de precios bajos, el valor actual de la firma es de USD 1.201 millones y el VE de USD 905 millones, USD 10,3 por acción. En el escenario de precios altos, el VPN es de USD 6.299 millones y el VE de USD 6.003 millones, USD 49,5 por acción. En el caso del escenario de sobreoferta, el VPN es de USD 2.435 millones y el VE de USD 2.139 millones,

¹¹ Para encontrar el valor de la acción se considera que los warrants son ejercidos si el valor de la acción supera USD 11,5

USD 17,6 por acción. En el último escenario, de escasez de oferta, el VPN es de USD 3.264 millones y el VE de USD 2.968 millones, USD 24,5 por acción.

Tabla 14: Resultados de la valuación por escenarios

Valuación Vista Oil&Gas	Escenarios de elaboración propia		
	Caso de Referencia	Precios Altos	Precios Bajos
Valor presente neto (VPN) MMUSD	USD 4.273	USD 6.152	USD 2.273
Valor de la empresa (VE) MMUSD	USD 3.977	USD 5.856	USD 1.977
Valor de la acción (VE/#acciones sin warrants ejercidos)	USD 45,2	USD 66,5	USD 22,5
Valor de la acción (VE/#acciones con warrants ejercidos)	USD 32,8	USD 48,3	USD 16,3
Variación con respecto al valor de mercado	515%	806%	206%

Valuación Vista Oil&Gas	Escenarios según EIA				
	Caso de referencia	Precios altos	Precios bajos	Sobreoferta	Baja oferta
Valor presente neto (VPN) MMUSD	USD 2.901	USD 6.299	USD 1.201	USD 2.435	USD 3.264
Valor de la empresa (VE) MMUSD	USD 2.605	USD 6.003	USD 905	USD 2.139	USD 2.968
Valor de la acción (VE/#acciones sin warrants ejercidos)	USD 29,6	USD 68,2	USD 10,3	USD 24,3	USD 33,7
Valor de la acción (VE/#acciones con warrants ejercidos)	USD 21,5	USD 49,5	USD 7,5	USD 17,6	USD 24,5
Variación con respecto al valor de mercado	303%	829%	40%	231%	359%

Fuente: Elaboración propia

En conclusión, el valor al cual cotiza Vista actualmente está por debajo del valor teórico encontrado en las distintas valuaciones. Esto se debe, posiblemente, a causa del riesgo argentino que hace que no resulte atractivo invertir en empresas del país y que se trata de una empresa nueva, no muy conocida en el mercado. Por otro lado, hay que considerar que la performance de Vista podría ser superior si se consiguen nuevos accesos para financiamientos más económicos, si hacen nuevos acuerdos como el de Trafigura, si se expanden a otros países o si se potencian las actividades en México.

4.8 Sensibilidad del riesgo país

El modelo original utiliza la tasa de riesgo que tenía Argentina cuando reestructuró su deuda en septiembre del 2020, que era de alrededor del 11%. Distintos hechos económicos y políticos, como la incertidumbre en cuanto al modelo económico del gobierno, la postergación del acuerdo con el Fondo Monetario Internacional, las elecciones legislativas, entre otros hechos, hicieron que al 31 de diciembre del 2021 el riesgo país argentino se encuentre en 16,88%. Como se dijo anteriormente, esta tasa es sumamente elevada y, posiblemente, transitoria dado que es insostenible en el tiempo y responde, probablemente, a los hechos mencionados anteriormente.

En este apartado se volverá a calcular el modelo de la sección 4.7 con la tasa de riesgo país actual y una tasa del 8% que es la tasa de riesgo país histórica de Argentina. Esta sensibilidad permitirá observar cómo reacciona el precio de las acciones de Vista a diferentes primas de riesgo país. En primer lugar, con una prima del 16,88% el WACC del modelo pasa de 13,27% a 15,82%. Por lo cual, la acción de Vista en el escenario de referencia tendría un valor de USD 25,6 considerando que los warrants serán ejercidos, es decir, una diferencia del 28% con el valor del modelo del apartado anterior. En el escenario de precio altos su valor se incrementa a USD 37,8 y en el de precios bajos decrece a USD 12,7. En cuanto a los elaborados por la EIA, el precio de la acción varía entre los USD 7,8 y los USD 38,8, como se puede observar en la tabla 15.

Tabla 15: Resultados de la valuación por escenarios con un prima de riesgo país del 16,88%

Valuación Vista Oil&Gas	Escenarios de elaboración propia		
	Caso de Referencia	Precios Altos	Precios Bajos
Valor presente neto (VPN) MMUSD	USD 3.402	USD 4.883	USD 1.834
Valor de la empresa (VE) MMUSD	USD 3.106	USD 4.587	USD 1.538
Valor de la acción (VE/#acciones sin warrants ejercidos)	USD 35,3	USD 52,1	USD 17,5
Valor de la acción (VE/#acciones con warrants ejercidos)	USD 25,6	USD 37,8	USD 12,7
Variación con respecto al valor de mercado	380%	610%	138%

Valuación Vista Oil&Gas	Escenarios según EIA				
	Caso de referencia	Precios altos	Precios bajos	Sobreoferta	Baja oferta
Valor presente neto (VPN) MMUSD	USD 2.316	USD 5.002	USD 986	USD 1.959	USD 2.585
Valor de la empresa (VE) MMUSD	USD 2.020	USD 4.706	USD 690	USD 1.663	USD 2.289
Valor de la acción (VE/#acciones sin warrants ejercidos)	USD 22,9	USD 53,5	USD 7,8	USD 18,9	USD 26,0
Valor de la acción (VE/#acciones con warrants ejercidos)	USD 16,7	USD 38,8	USD 5,7	USD 13,7	USD 18,9
Variación con respecto al valor de mercado	213%	628%	7%	157%	254%

Fuente: Elaboración propia

Para el caso de la prima del 8%, el WACC del modelo es de 11,97%. Por lo tanto, el valor de la acción de Vista en el escenario de referencia es de USD 37,69, es decir, un 15% mayor que en el modelo de referencia. Para el caso del escenario de precio altos el valor de la acción es de USD 55,4 y en el de precios bajos es de USD 18,8. En los escenarios elaborados por la EIA, el precio de la acción varía entre los USD 8,7 y los USD 56,7, como se puede ver en la tabla 16.

Tabla 16: Resultados de la valuación por escenarios con un prima de riesgo país del 8%

Valuación Vista Oil&Gas	Escenarios de elaboración propia		
	Caso de Referencia	Precios Altos	Precios Bajos
Valor presente neto (VPN) MMUSD	USD 4.866	USD 7.013	USD 2.574
Valor de la empresa (VE) MMUSD	USD 4.570	USD 6.717	USD 2.278
Valor de la acción (VE/#acciones sin warrants ejercidos)	USD 51,9	USD 76,3	USD 25,9
Valor de la acción (VE/#acciones con warrants ejercidos)	USD 37,7	USD 55,4	USD 18,8
Variación con respecto al valor de mercado	607%	939%	253%

Valuación Vista Oil&Gas	Escenarios según EIA				
	Caso de referencia	Precios altos	Precios bajos	Sobreoferta	Baja oferta
Valor presente neto (VPM) MMUSD	USD 3.300	USD 7.174	USD 1.351	USD 2.759	USD 3.727
Valor de la empresa (VE) MMUSD	USD 3.004	USD 6.878	USD 1.055	USD 2.463	USD 3.431
Valor de la acción (VE/#acciones sin warrants ejercidos)	USD 34,1	USD 78,1	USD 12,0	USD 28,0	USD 39,0
Valor de la acción (VE/#acciones con warrants ejercidos)	USD 24,8	USD 56,7	USD 8,7	USD 20,3	USD 28,3
Variación con respecto al valor de mercado	365%	964%	63%	281%	431%

Fuente: Elaboración propia

Como se puede observar en la tabla 17, una mayor prima de riesgo implica menores valores en el precio de la acción de Vista y una prima menor implica un valor mayor de la acción en los distintos escenarios.

Tabla 17: Resultados de la valuación por escenarios sensibilizando la prima de riesgo país

Valuación Vista Oil&Gas	Prima de riesgo país	Escenarios de elaboración propia		
		Caso de Referencia	Precios Altos	Precios Bajos
Valor de la acción (sin warrants ejercidos)	8%	USD 52	USD 76	USD 26
Valor de la acción (con warrants ejercidos)		USD 37,7	USD 55,4	USD 18,8
Valor de la acción (sin warrants ejercidos)	11%	USD 45,2	USD 66,5	USD 22,5
Valor de la acción (con warrants ejercidos)		USD 32,8	USD 48,3	USD 16,3
Valor de la acción (sin warrants ejercidos)	16,88%	USD 35,3	USD 52,1	USD 17,5
Valor de la acción (con warrants ejercidos)		USD 25,6	USD 37,8	USD 12,7

Valuación Vista Oil&Gas	Prima de riesgo país	Escenarios según EIA				
		Caso de referencia	Precios altos	Precios bajos	Sobreoferta	Baja oferta
Valor de la acción (sin warrants ejercidos)	8%	USD 34,1	USD 78	USD 12	USD 28	USD 39
Valor de la acción (con warrants ejercidos)		USD 24,8	USD 56,7	USD 8,7	USD 20,3	USD 28,3
Valor de la acción (sin warrants ejercidos)	11%	USD 29,6	USD 68,2	USD 10,3	USD 24,3	USD 33,7
Valor de la acción (con warrants ejercidos)		USD 21,5	USD 49,5	USD 7,5	USD 17,6	USD 24,5
Valor de la acción (sin warrants ejercidos)	16,88%	USD 22,9	USD 53,5	USD 7,8	USD 18,9	USD 26,0
Valor de la acción (con warrants ejercidos)		USD 16,7	USD 38,8	USD 5,7	USD 13,7	USD 18,9

Fuente: Elaboración propia

5. Valuación por empresas comparables

En este último apartado se analizará a Vista mediante al análisis de múltiplos de valuación o empresas comparables. En este tipo de análisis relativo, el valor de la empresa es comparado con el valor que el mercado asigna a empresas similares. Los múltiplos de valuación reflejan la percepción del mercado en un momento determinado, requieren menor información y son más fáciles de obtener e identificar que el análisis de DCF o valuación por partes. Además, proveen credibilidad ya que reflejan niveles de precios donde se han realizado transacciones entre compradores y vendedores. Sin embargo, acciones de compañías que parecen subvaluadas en términos relativos pueden estar sobrevaluadas en términos absolutos. Por otro lado, aunque requiere menor información, también se está asumiendo una determinación sobre variables fundamentales que puede ser equivocada. En este trabajo se calcularán tres múltiplos: EV/EBITDAX, EV/producción y EV/reservas (P1).

En la práctica existe un uso generalizado del múltiplo EV/EBITDA dado que puede computarse aún para firmas que reportan pérdidas netas o industrias con grandes inversiones de infraestructura. El EBITDA permite comparar firmas con distintas estructuras de capital ya que el valor de la firma es independiente de ella. Excluye intereses que reflejan la decisión de utilizar deuda, impuestos que están impactados por los intereses y depreciación que está impactada por decisiones históricas.

El múltiplo EV/EBITDA varía a través de los distintos tipos de compañías dependiendo, en primer lugar, del consumo intenso de capital; mayor consumo de capital resulta en bajos múltiplos ya que se requiere una mayor reinversión para mantener la empresa. En segundo lugar, del costo de capital; alto costo de capital resulta en bajos múltiplos. Y finalmente, del crecimiento esperado en el sector; mayor crecimiento resulta en múltiplos más altos. Como se está analizando una empresa petrolera se utilizará, en lugar del EBITDA, el EBITDAX porque toma en cuenta los gastos de exploración.

EV/producción es un múltiplo de valuación comúnmente utilizado en la industria del petróleo y el gas que mide el valor de una empresa en función del número total de barriles de petróleo equivalente producidos por día. Al usar este múltiplo, es importante recordar que no tiene en cuenta explícitamente la producción futura o los campos no desarrollados.

El EV/reservas, también es múltiplo típico de la industria, consiste en medir el valor de la firma en comparación con las reservas probadas (P1). Es una métrica que ayuda a los analistas a comprender qué tan bien los recursos de una empresa respaldan sus operaciones y crecimiento. No obstante, esta relación no debe usarse de forma aislada ya que no todas las reservas son iguales. Cuando el múltiplo es alto, significa que la empresa está cotizando con una prima por una determinada cantidad de petróleo en el suelo. Por el contrario, un valor bajo sugeriría una empresa por debajo de su valor técnico.

Para realizar estas valuaciones relativas se necesitó identificar compañías similares que coticen en Bolsa, realizan actividades de negocio parecidas y poseen características similares en términos de retorno/riesgo. Para esto se utilizarán las empresas seleccionadas anteriormente para el cálculo del beta y los ratios financieros. Estas firmas son: Callon Petroleum Company (CPE), Oasis Petroleum Inc. (OAS), Whiting Petroleum Corporation (WLL), Laredo Petroleum, Inc. (LPI), Geopark (GPRK), Earthstone Energy (ESTE) y Matador Resources Company (MTDR).

En primer lugar, se procedió a calcular estos múltiplos para las empresas comparables. Como se ve en la tabla 18, la empresa con mayor EV/EBITDAX es Whiting con 3,9x y la de menor es Laredo con 1,03x dado que tuvo pérdidas en 2021. En cuanto a EV/producción se destaca Oasis con el mayor múltiplo de 49,10x y, en último lugar, Laredo con 12,61x. Por último, en el EV/reservas, Matador tiene el mayor ratio de 15,98x y Laredo, nuevamente, el menor de 4,63x.

Tabla 18: Múltiplos de empresas comparables

Múltiplos	Earthstone Energy (ESTE)	Geopark (GPRK)	Matador Resources Company (MTDR)	Callon Petroleum Company (CPE)	Oasis Petroleum Inc. (OAS)	Whiting Petroleum Corporation (WLL)	Laredo Petroleum, Inc. (LPI)
EV/EBITDAX	2,99x	2,54x	3,80x	1,78x	2,72x	3,90x	1,03x
EV/Producción	39,04x	17,37x	51,94x	24,82x	49,10x	27,48x	12,61x
EV/Reservas	10,60x	6,39x	15,98x	11,01x	10,48x	5,21x	4,63x

Fuente: Elaboración propia en base datos de SEC y de Yahoo Finance.

En segundo lugar, se realizó el cálculo de la valuación en base a la mediana de las firmas seleccionadas. Como se puede observar en la tabla 19, en todos los casos la firma estaría por debajo de su valor técnico. Se recuerda que su cotización actual es de USD 5,3. Según el EV/EBITDAX la acción de Vista debería valer USD 9, para el EV/producción USD 9,2 y para el EV/reservas USD 11,87 y, considerando que los warrants serán ejecutados, USD 8,62. En todos los casos, el valor de la acción es inferior al resultado que se obtuvo en el escenario base por el método de valuación por partes.

Tabla 19: Valuación por múltiplos de Vista Oil & Gas

Múltiplos	EV/EBITDAX	EV/Producción	EV/Reservas
Promedio	2,68x	31,77x	9,19x
Mediana	2,72x	27,48x	10,48x
Valor de la firma (MMUSD)	1.092,1	1.106,4	1.340,9
Deuda Neta (MMUSD)	296,0	296,0	296,0
Valor de la empresa (MMUSD)	796,2	810,5	1044,90
Acciones (MM)	88,04	88,04	88,04
Valor de la acción (USD)	9,0	9,2	11,87
Acciones + warrants (MM)	121,3	121,3	121,3
Valor de la acción con warrants (USD)	6,57	6,68	8,62

Fuente: Elaboración propia en base datos de SEC y de Yahoo Finance.

Para terminar el análisis se realizó una sensibilidad del múltiplo EV/EBITDA con el objetivo de generar distintos escenarios. Como se puede ver en la tabla 20, en la mayoría de los casos, el valor de la acción de Vista sería mayor al valor actual de cotización. En el caso de que el precio de la acción supere el precio de ejercicio de los warrants se consideró que serían ejercidos y, por lo tanto, las acciones licuadas.

Tabla 20: Sensibilidad del EV/EBITDAX

	EV/EBITDAX	EBITDAX				
		290,35	341,59	401,87	462,15	531,47
M ú l t i p l o	1,00x	3,30	3,88	4,56	5,25	6,04
	2,00x	6,60	7,76	9,13	10,50	8,77
	3,00x	9,89	8,45	9,94	11,43	13,15
	4,00x	9,58	11,27	13,26	15,24	17,53
	5,00x	11,97	14,08	16,57	19,06	21,91
	6,00x	14,37	16,90	19,88	22,87	26,30

Fuente: Elaboración propia

Como Vista no tiene un desempeño financiero o productivo inferior a las empresas comparables, es posible que el valor actual de cotización de la firma esté por debajo del valor teórico por, como ya se dijo en el anterior apartado, el riesgo que implica que la gran mayoría de sus operaciones están concentradas en Argentina. Si bien, Vaca Muerta es una zona altamente productiva, el hecho de encontrarse en el país hace que sea difícil para las empresas acceder al mercado para financiarse y poder tener un plan de desarrollo predecible a futuro debido, en parte, al cambio constante de reglas de juego.

Universidad de
San Andrés

6. Conclusión

A nivel mundial el precio del petróleo ha subido a niveles máximos, la última vez que el barril superó los USD 80 fue en 2018 y, anteriormente, en 2014, debido, posiblemente, al gran aumento de la demanda de petróleo como consecuencia de la recuperación económica de las secuelas de la crisis del COVID 19. Impulsada también, principalmente, por las medidas monetarias y fiscales expansivas de las grandes economías que han causado un aumento de la actividad y una reflación de activos que impactó en el precio del crudo. No obstante, no es posible afirmar que esta tendencia alcista del precio del Brent continúe a futuro ya que hay muchos factores como la oferta, la demanda, el avance de energías renovables, el crecimiento mundial, entre otros, que podrían alterar su valor.

A pesar de estas variaciones en el precio del petróleo, el potencial que tiene Vista en Vaca Muerta es enorme. Por un lado, desde el punto de vista de la economía argentina, es necesario que el país fomente las inversiones en el sector para poder dejar de importar gas y lograr una mejora en su Balanza de Pagos. Por lo cual, el desarrollo de Vaca Muerta ha sido una prioridad tanto para el gobierno actual como de sus predecesores. El Estado ha realizado esfuerzos para generar incentivos para el desarrollo del yacimiento a lo largo de los años.

Por el otro lado, Vista ha demostrado, en sus pocos años de operación, su capacidad de bajar costos y aumentar la eficiencia de la producción. Además, en lo financiero, ha mantenido una robusta posición de caja y una deuda manejable. A pesar del gran daño que produjo la crisis del COVID-19 en sus resultados y en los ratios financieros vistos en este informe, la empresa ha logrado una sólida recuperación en 2021, siendo este año el primero en el cual la firma logra un flujo de caja libre y resultados netos positivos. Estos hechos, consecuentemente, podrían indicar que es una compañía en pleno crecimiento y con grandes oportunidades a futuro.

Año tras año la empresa se ha destacado por su posición de liderazgo en la explotación de recursos no convencionales, mostrando un gran aumento de la inversión y la producción en *shale oil* y *shale gas*. No obstante, la compañía es muy sensible a una baja en precio del barril de petróleo o de la producción y al riesgo argentino. Un cambio en las reglas de juego

o una crisis económica en este país podría afectar seriamente a la empresa ya que más del 95% de sus operaciones se concentran en Argentina.

En este trabajo, mediante la metodología de valuación por partes y la creación de ocho escenarios que reflejan diferentes oscilaciones en las principales variables que podrían afectar la rentabilidad de la firma, se llegó a la conclusión de que la compañía estaba por debajo de su valor teórico en todos los casos. Concretamente, se plantearon tres escenarios de elaboración propia, donde se tomó como escenario de referencia una cotización USD 80 por barril de Brent y se proyectó un escenario optimista con el crudo a USD 110 y uno pesimista con el barril a USD 50. En todos los casos, se encontró que el valor teórico de la acción es superior al valor al cual cotiza la firma en el mercado que, a la fecha, es de USD 5,3. Además, para complementar los resultados anteriores, se utilizaron cinco escenarios realizados por la Administración de Información Energética de Estados Unidos y se halló que, para todos ellos, Vista también, presenta un valor técnico superior al valor actual de la acción.

En cuanto al método de valuación por empresas comparables se utilizaron tres múltiplos: EV/EBITDAX, EV/producción y EV/reservas para encontrar el valor de la firma. La cotización actual de la firma, de igual manera que en la valuación por partes, estaría por debajo de su valor teórico. Según estos múltiplos la empresa debería cotizar a USD 9, USD 9,2 y USD 8,62 respectivamente. Si bien las compañías comparables no tienen una gran concentración de activos en Argentina, sí son pequeñas o medianas empresas independientes de *upstream* que se dedican a la explotación de petróleo.

Por lo tanto, es probable que el valor de Vista esté por debajo de su valor potencial por el riesgo que implica concentrar todas sus operaciones en un país como Argentina donde existe una elevada inflación, grandes restricciones cambiarias, falta de acceso a los mercados internacionales para financiarse y una creencia generalizada en los agentes de posibles cambios repentinos de reglas de juego. Estos riesgos no generan incentivos en los inversionistas para realizar inversiones en las empresas del país y, posiblemente, explican, en parte, la baja cotización de la acción de Vista.

7. Referencias

7.1 Libros y publicaciones

Blanco, J. (2013). Valuación de Pan American Energy. Universidad de San Andrés: Argentina

Brealy R. y Myers S. (2006). Principios de finanzas corporativas. MC Graw Hill: España

Court Monteverde, E. (2010). Finanzas Corporativas. Buenos Aires, Argentina: Cengage Learning Argentina

Damodaran, A. (2004). Valuation approaches and metrics: a survey of the theory and evidence. Prentice Hall, USA.

Esposito, J. S. (2017). Valuación de YPF. Universidad de San Andrés: Argentina

Fabozzi, F. J., Focardi, S. M. y Jonas, C. (2017). Equity Valuation Science, Art, or Craft? CFA Institute

Gutierrez Schmidt, N., J., Alonso y A. Giusiano, 2013, Evaluación del “Shale Oil” de la Formación Vaca Muerta. Análisis de la declinación de la producción. Petrotecnia, 1-13: 56-67, Buenos Aires

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (2009). El Abecé del Petróleo y del Gas en el mundo y en la Argentina. Buenos Aires, Argentina: IAPG

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (2015). El Abecé de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales. Buenos Aires, Argentina: IAPG

J. Lintner, “The Valuation of Risk Assets and the Selection of Risky Investments in Stock Portfolios and Capital Budgets”, *Review of Economics and Statistics* 47 (febrero de 1965), pp. 13-37.

Simoes Leal, M. D. (2021). Valuación: VISTA Oil & Gas. Universidad de San Andrés: Argentina

Tunbridge, P. (2021). Global Electricity Review 2021 Perfil G20 Argentina. Recuperado de: www.ember-climate.org/global-electricity-review-2021

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

7.2 Reportes y fuentes de datos

Fix Scr (2021). Full Rating Report: Vista Oil & Gas Argentina S.A.U. (Vista) - 20 de agosto.

Form 20-F United States securities and exchange commission (2021). *Annual report pursuant to section 13 or 15(d) of the securities exchange act of 1934 (vista)*

Organization of the Petroleum Exporting Countries (2021). World Oil Outlook 2045. Vienna, Austria: OPEC. Recuperado de: <https://www.eia.gov/outlooks/>

US Energy Information Administration. (2021). Annual Energy Outlook 2021: Case Descriptions. Washintong, Estados Unidos.

Vista (2018). Reporte Anual. Ciudad de México, México.

Vista (2019). Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2018 y por el año terminado el 31 de diciembre de 2018 y estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2017 y por el período del 22 de marzo al 31 de diciembre de 2017. Ciudad de México, México.

Vista (2019). Reporte Anual. Ciudad de México, México.

Vista (2020). Estados financieros intermedios condensados consolidados al 31 de diciembre de 2019 y 2018, y por los períodos de tres meses finalizados el 31 de diciembre de 2019 y 2018 (no auditados). Ciudad de México, México.

Vista (2020). Reporte Anual. Ciudad de México, México.

Vista (2021). Estados financieros intermedios condensados consolidados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 y por los años y los períodos de tres meses finalizados el 31 de diciembre de 2020 y 2019 (no auditados). Ciudad de México, México.

Vista (2021). Resultados del 3º trimestre 2021. Ciudad de México, México.



8. Anexo

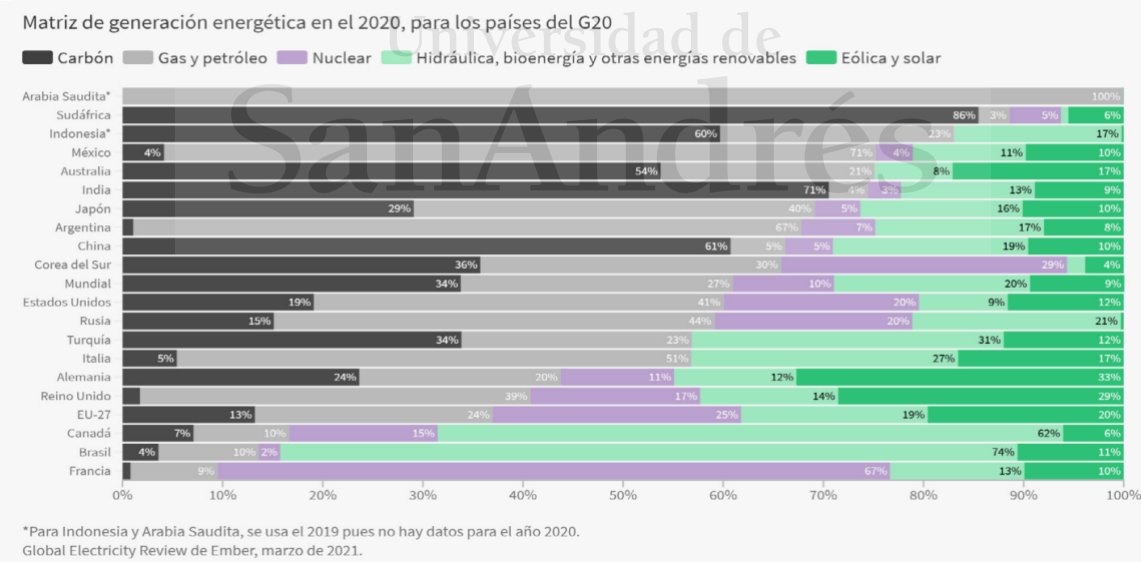
8.1 Producción neta promedio por activo 4T 2021

Activos en Argentina				
Bloque	WI (%)	Reservas Netas 2021 P1 (MMboe)	Producción 4T 2021 (Mboe/d)	Operador
Entre Lomas	100%	9,7	5,2	SI
Bajada del Palo Este	100%	2,5	1,0	SI
Bajada del Palo Oeste	100%	155	27,4	SI
Charco del Palenque	100%	0,9	0,0	SI
25 de Mayo Medanita	100%	4	2,5	SI
Jagüel de los Machos	100%	3,5	3,2	SI
Coirón Amargo	84,6%	0,8	0,2	SI
Acambuco y otros	1,50%	0,6	1,0	NO
Total		177,0	40,5	

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la presentación a inversores del 4T2021 de Vista Oil & Gas

8.2 Matriz energética de Argentina y países del G20

Argentina ocupa el octavo lugar en participación de combustibles fósiles dentro del G20



Fuente: Tunbridge, P. (2021). Global Electricity Review 2021 Perfil G20 Argentina

8.3 Evolución préstamos Vista Oil & Gas

Préstamos MUSD		
	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
No corriente		
Préstamos	447.751	349.559
Total corriente	447.751	349.559
Corriente		
Préstamos	163.222	190.227
Total préstamos	610.973	539.786

Los vencimientos de los préstamos de la Compañía (excluyendo los pasivos por arrendamientos) y, su exposición a las tasas de interés son los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2021	Al 31 de diciembre de 2020
Interés fijo		
Menos de 1 año	109.016	113.174
De 1 a 2 años	112.860	105.652
De 2 a 5 años	214.491	134.623
Más de 5 años	75.468	-
Total	511.835	353.449
Interés variable		
Menos de 1 año	54.206	77.053
De 1 a 2 años	44.932	64.352
De 2 a 5 años	-	44.932
Más de 5 años	-	-
Total	99.138	186.337
Total préstamos	610.973	539.786

Fuente: Elaboración propia en base a datos de los estados financieros del 2021 de Vista Oil & Gas

8.4 Deuda bancaria Vista Oil & Gas

Subsidiaria	Banco	Fecha de suscripción	Moneda	Capital	Interés	Tasa de interés	Vencimiento	Valor de libros
Vista Argentina	Banco Galicia, Banco Itaú	julio 2018	USD	150.000	Variable	LIBOR 4,5%	julio 2023	184.581
	Unibanco, Banco Santander Rio y Citibank NA			150.000	Fijo	8%		
Vista Argentina	Banco BBVA	julio 2019	USD	15.000	Fijo	9,4%	julio 2022	5.081
Vista Argentina	Santander Internacional	enero 2021	USD	11.700	Fijo	1,8%	enero 2026	137
Vista Argentina	Santander Internacional	julio 2021	USD	43.500	Fijo	2,1%	julio 2026	60
Vista Argentina	Bolsa y Mercados Argentinos S.A.	diciembre 2021	ARG	917.892	Fijo	32,0%	febrero 2022	3.191

Fuente: Elaboración propia en base a datos de los estados financieros del 2021 de Vista Oil & Gas

8.5 Obligaciones negociables Vista Oil & Gas¹²

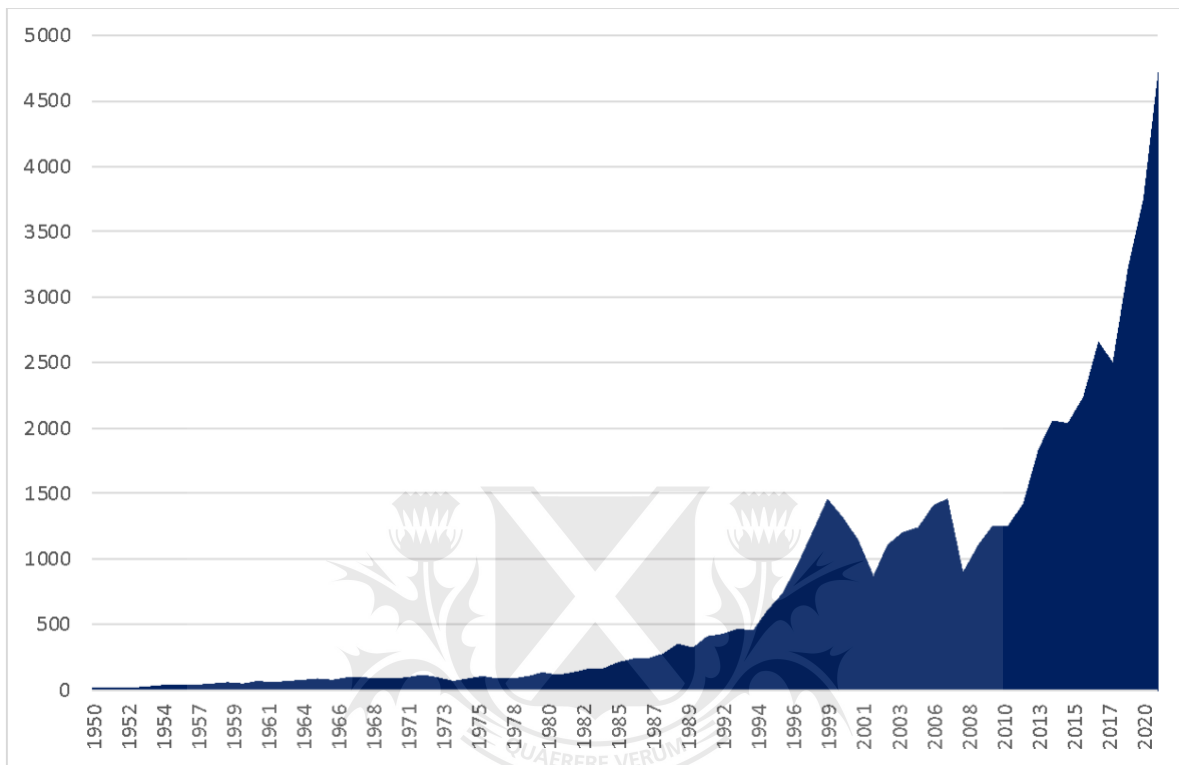
Subsidiaria	Instrumento	Fecha de Moneda suscripción	Moneda	Capital	Interés	Tasa de interés	Vencimiento	Valor de libros
Vista Argentina	ON II	agosto 2019	USD	50.000	Fijo	8,50%	agosto 2022	50.492
Vista Argentina	ON III	febrero 2020	USD	50.000	Fijo	3,50%	Febrero 2024	50.316
Vista Argentina	ON IV	agosto 2020	ARG	725.650	Variable	Badlar + 1,37%	Febrero 2022	7.427
Vista Argentina	ON V	agosto 2020 diciembre 2020	USD USD	20.000 10.000	Fijo	0% 0%	agosto 2023 agosto 2023	19.869 9.931
Vista Argentina	ON VI	diciembre 2020	USD	10.000	Fijo	3,24%	diciembre 2024	9.940
Vista Argentina	ON VII	marzo 2021	USD	42.371	Fijo	4,25%	marzo 2024	41.970
Vista Argentina	ON VIII	marzo 2021	ARG	3.054.537	Fijo	2,73%	septiembre 2024	40.888
Vista Argentina	ON IX	junio 2021	USD	38.787	Fijo	4,00%	junio 2023	38.551
Vista Argentina	ON X	junio 2021	ARG	3.104.063	Fijo	4,00%	marzo 2025	36.891
Vista Argentina	ON XI	agosto 2021	USD	9.230	Fijo	3,48%	agosto 2025	9.196
Vista Argentina	ON XII	agosto 2021	USD	100.769	Fijo	5,85%	agosto 2031	102.452

Fuente: Elaboración propia en base a datos del estados financieros del 2021 de Vista Oil & Gas

Universidad de
San Andrés

¹² Valores expresados en millones

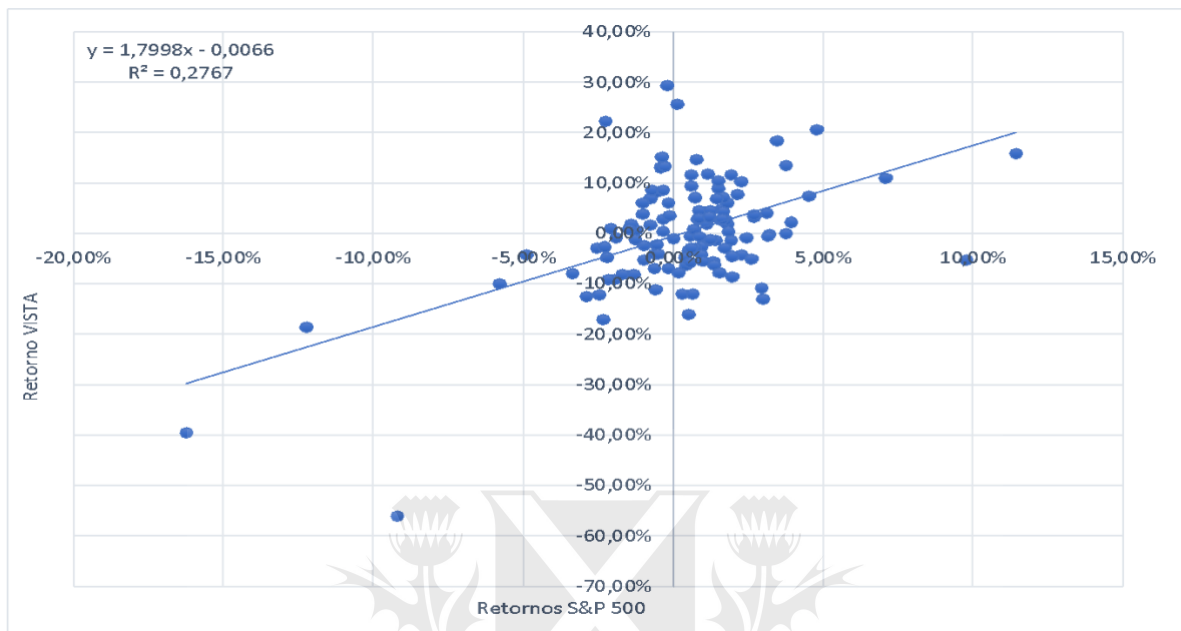
8.6 Evolución del S&P 500



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Refinitiv Elkon al 31 de diciembre del 2021

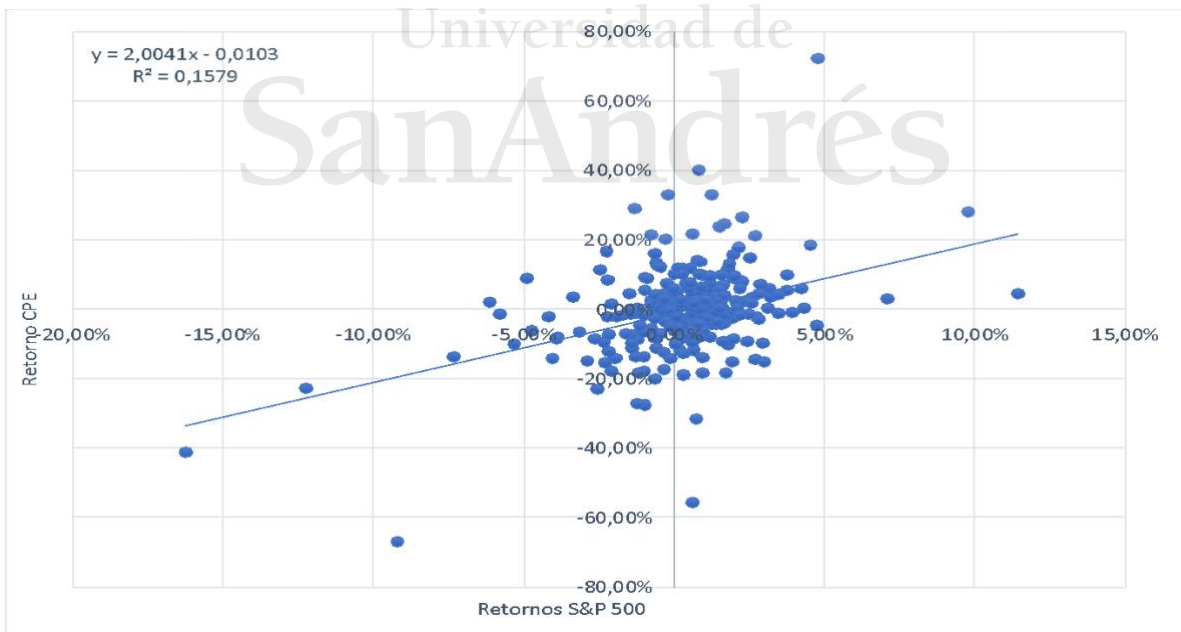
8.7 Correlogramas de los Retornos de empresas de petróleo y S&P500

Correlogramas de los Retornos de Vista y S&P 500:



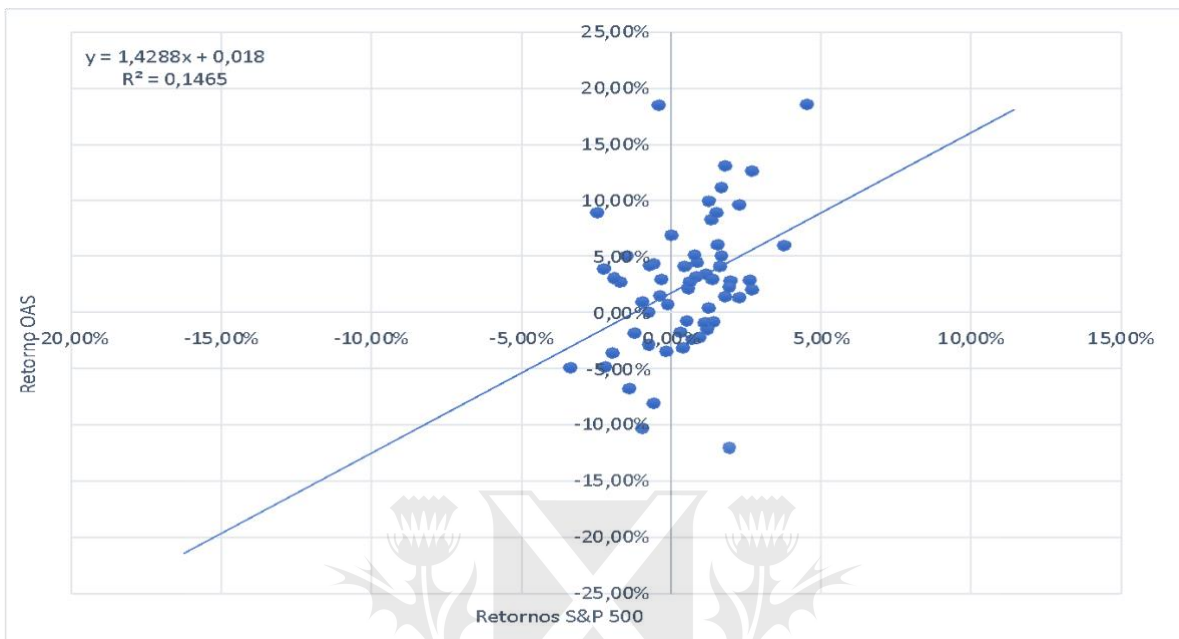
Fuente: Elaboración propia en base a datos de Yahoo Finance al 31 de diciembre del 2021

Correlograma de los Retornos de CPE y S&P 500



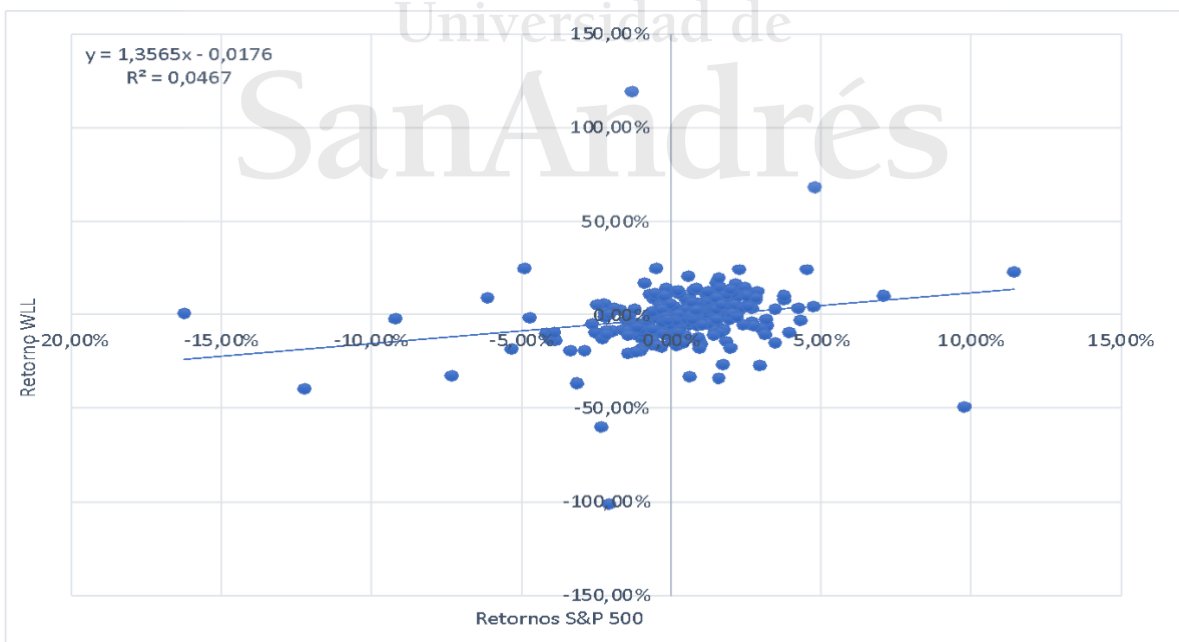
Fuente: Elaboración propia en base a datos de Yahoo Finance al 31 de diciembre del 2021

Correlograma de los Retornos de OAS y S&P 500



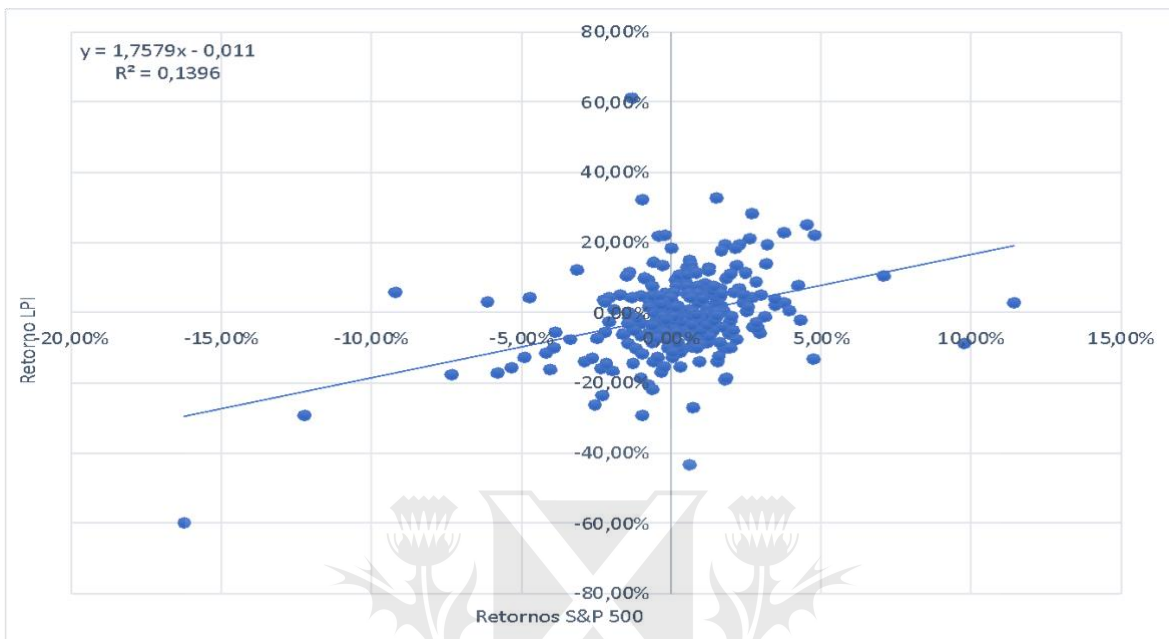
Fuente: Elaboración propia en base a datos de Yahoo Finance al 31 de diciembre del 2021

Correlograma de los Retornos de WLL y S&P 500



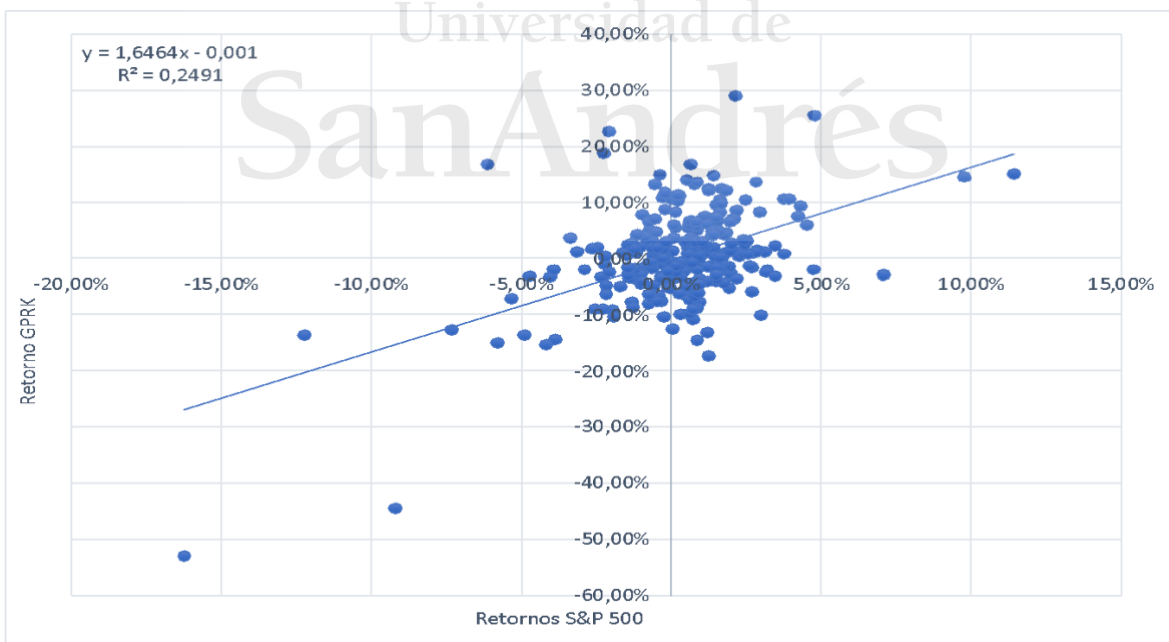
Fuente: Elaboración propia en base a datos de Yahoo Finance al 31 de diciembre del 2021

Correlograma de los Retornos de LPI y S&P500



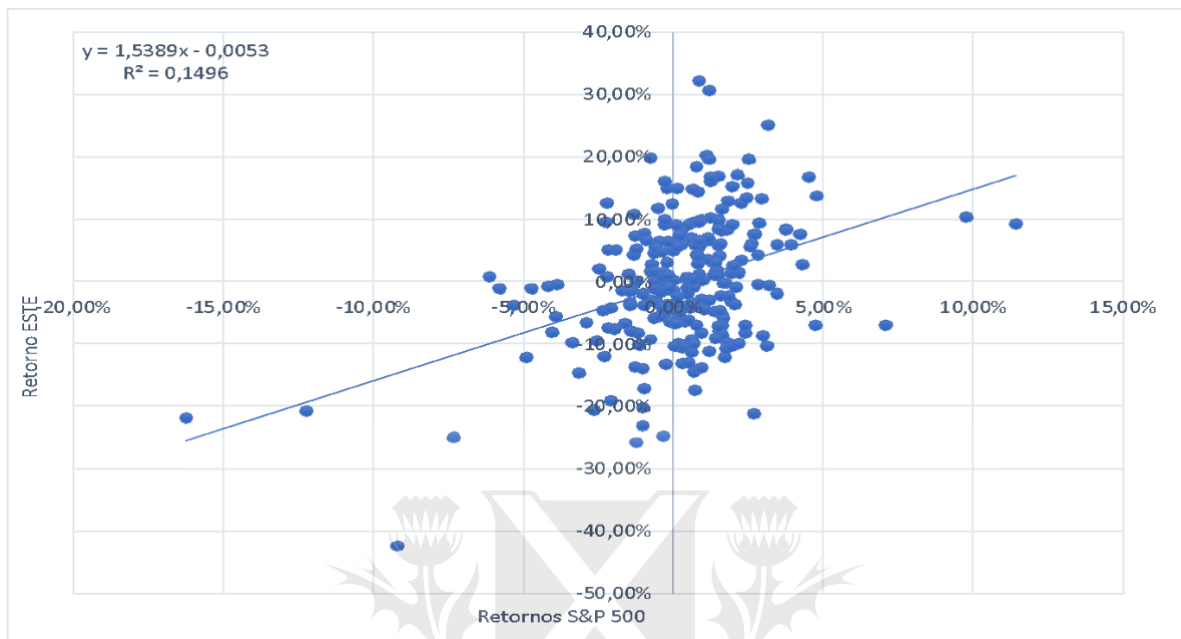
Fuente: Elaboración propia en base a datos de Yahoo Finance al 31 de diciembre del 2021

Correlograma de los Retornos de GPRK y S&P500



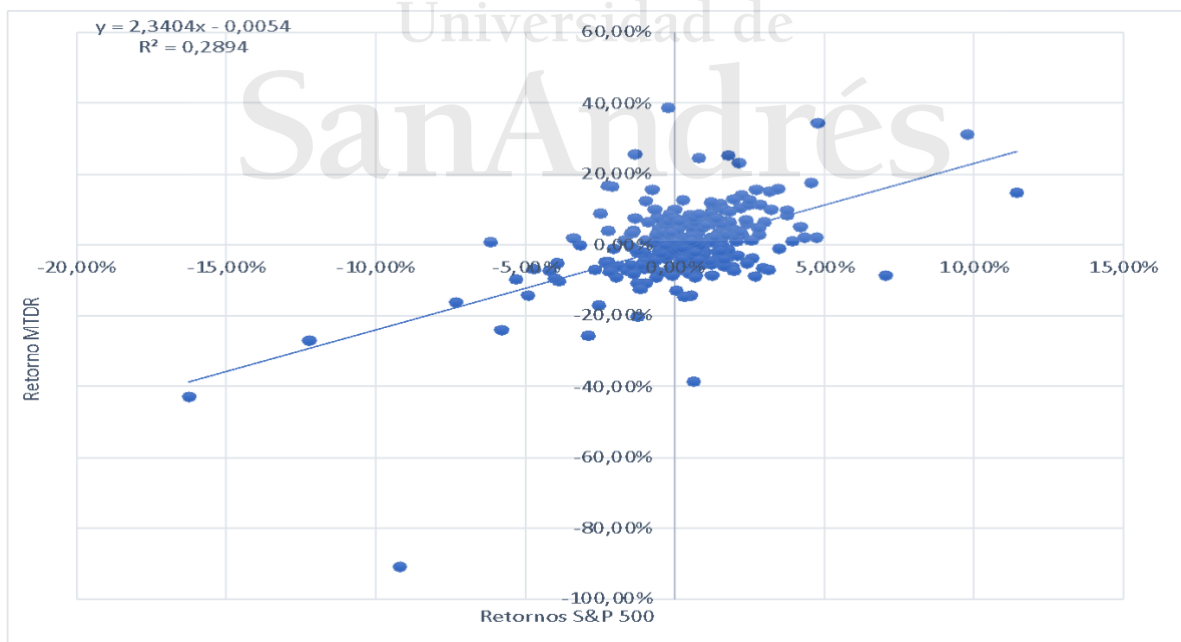
Fuente: Elaboración propia en base a datos de Yahoo Finance al 31 de diciembre del 2021

Correlograma de los Retornos de ESTE y S&P500



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Yahoo Finance al 31 de diciembre del 2021

Correlograma de los Retornos de MTDR y S&P 500



Fuente: Elaboración propia en base a datos de Yahoo Finance al 31 de diciembre del 2021

8.8 Precios de Brent y el gas según los escenarios de elaboración propia

Año	Precio Brent USD/boe			Precio Gas USD/MMbtu		
	Caso de referencia	Precios bajos	Precios Altos	Caso de referencia	Precios bajos	Precios Altos
2022	80,00	80,00	80,00	3,29	3,29	3,29
2023	81,60	50,00	110,00	3,29	3,29	3,29
2024	83,23	51,00	112,20	3,35	2,06	4,52
2025	84,90	52,02	114,44	3,42	2,10	4,61
2026	86,59	53,06	116,73	3,49	2,14	4,71
2027	88,33	54,12	119,07	3,56	2,18	4,80
2028	90,09	55,20	121,45	3,63	2,23	4,90
2029	91,89	56,31	123,88	3,70	2,27	4,99
2030	93,73	57,43	126,36	3,77	2,32	5,09
2031	95,61	58,58	128,88	3,85	2,36	5,20
2032	97,52	59,75	131,46	3,93	2,41	5,30
2033	99,47	60,95	134,09	4,01	2,46	5,41
2034	101,46	62,17	136,77	4,09	2,51	5,51
2035	103,49	63,41	139,51	4,17	2,56	5,62
2036	105,56	64,68	142,30	4,25	2,61	5,74
2037	107,67	65,97	145,14	4,34	2,66	5,85
2038	109,82	67,29	148,05	4,42	2,71	5,97
2039	112,02	68,64	151,01	4,51	2,77	6,09
2040	114,26	70,01	154,03	4,60	2,82	6,21
2041	116,54	71,41	157,11	4,69	2,88	6,33
2042	118,88	72,84	160,25	4,79	2,94	6,46
2043	121,25	74,30	163,45	4,88	3,00	6,59
2044	123,68	75,78	166,72	4,98	3,06	6,72
2045	126,15	77,30	170,06	5,08	3,12	6,86
2046	128,67	78,84	173,46	5,18	3,18	6,99
2047	131,25	80,42	176,93	5,29	3,24	7,13
2048	133,87	82,03	180,47	5,39	3,31	7,28
2049	136,55	83,67	184,08	5,50	3,37	7,42
2050	139,28	85,34	187,76	5,61	3,44	7,57
2051	142,07	87,05	191,51	5,72	3,51	7,72
2052	144,91	88,79	195,34	5,84	3,58	7,88
2053	147,81	90,57	199,25	5,95	3,65	8,03

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la EIA 2020

8.9 Precios de Brent y el gas según los escenarios de la EIA

Petróleo Brent USD/BOE									
Año	Caso de Referencia	Caso Macroeconómico		Caso de precios		Caso de oferta		Caso energías renovables	
		Crecimiento económico	Decrecimiento económico	Precios altos	Precios bajos	Sobreoferta	Baja oferta	Elevados precio de renovables	Bajos precio de renovables
2022	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00
2023	54,86	55,56	54,35	102,16	30,71	52,54	57,12	55,20	55,35
2024	58,33	59,04	57,90	110,21	32,47	54,10	61,29	58,60	58,62
2025	61,12	61,91	60,60	116,64	33,83	55,32	64,79	61,39	61,41
2026	64,11	64,96	62,68	120,32	34,76	54,18	68,10	63,95	63,94
2027	66,33	67,80	64,04	124,77	35,49	54,53	71,48	66,08	66,26
2028	68,65	70,07	67,93	129,78	35,99	57,22	74,03	68,99	69,26
2029	70,64	72,19	69,36	133,12	36,35	59,39	76,12	71,02	70,80
2030	72,76	74,63	71,59	135,63	37,09	62,76	79,08	73,11	73,39
2031	74,34	76,20	72,97	137,38	37,72	64,00	81,61	74,56	74,78
2032	76,38	78,66	74,37	139,56	39,12	65,26	84,26	76,74	76,93
2033	77,59	80,16	76,03	140,98	39,83	66,76	86,78	78,16	78,34
2034	78,84	81,82	77,33	143,14	40,08	68,85	89,55	79,61	79,96
2035	79,67	82,84	78,46	144,82	40,78	68,49	90,66	80,97	81,07
2036	81,09	84,50	79,33	147,33	41,36	69,60	91,90	82,27	82,19
2037	82,69	86,49	81,00	149,82	42,30	72,49	94,45	83,24	84,01
2038	84,25	87,75	81,66	151,45	42,48	73,61	95,62	84,68	85,37
2039	84,55	88,94	82,72	153,46	43,10	74,13	96,73	84,97	85,40
2040	87,10	90,95	83,74	155,39	42,91	75,23	99,06	86,98	86,90
2041	88,64	91,64	85,29	157,91	43,10	76,04	99,03	89,41	89,39
2042	89,55	92,73	86,41	159,45	43,52	76,83	99,64	90,11	90,47
2043	91,11	95,44	88,51	161,05	43,90	76,90	101,90	90,90	92,13
2044	92,08	97,25	89,89	163,32	44,64	78,60	103,89	93,25	93,48
2045	91,42	97,32	89,85	164,77	45,04	79,63	104,78	92,09	94,02
2046	93,30	99,17	91,62	166,29	45,48	80,92	106,47	93,96	94,34
2047	94,16	100,51	92,16	167,91	45,75	81,59	107,31	95,57	95,01
2048	94,44	100,87	91,94	169,93	46,56	82,21	107,42	96,38	95,02
2049	94,74	101,68	92,20	171,66	46,71	83,22	108,45	96,56	97,42
2050	94,97	101,26	91,91	173,26	47,56	84,05	109,07	97,22	97,24
2051	94,97	101,26	91,91	173,26	47,56	84,05	109,07	97,22	97,24
2052	94,97	101,26	91,91	173,26	47,56	84,05	109,07	97,22	97,24
2053	94,97	101,26	91,91	173,26	47,56	84,05	109,07	97,22	97,24

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la EIA 2020

Trabajo Final de Graduación

Precio Gas USD/MMbtu									
Caso Macroeconómico		Caso de precios		Caso de oferta		Caso energías renovables			
Año	Caso de Referencia	Crecimiento económico	Decrecimiento económico	Precios altos	Precios bajos	Sobreoferta	Baja oferta	Elevados precio de renovables	Bajos precio de renovables
2021	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29
2022	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29
2023	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29
2024	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29	3,29
2025	2,88	2,97	2,80	3,11	3,21	2,25	4,08	2,90	2,85
2026	2,98	3,11	2,89	3,14	3,22	2,29	4,40	3,07	2,94
2027	3,04	3,18	2,94	3,22	3,23	2,40	4,64	3,17	2,98
2028	3,18	3,29	3,06	3,32	3,28	2,48	4,78	3,26	3,06
2029	3,29	3,32	3,18	3,48	3,36	2,59	4,91	3,33	3,15
2030	3,34	3,43	3,28	3,59	3,40	2,68	5,04	3,42	3,21
2031	3,36	3,43	3,28	3,67	3,44	2,71	5,17	3,43	3,25
2032	3,42	3,50	3,33	3,72	3,47	2,74	5,30	3,51	3,29
2033	3,49	3,58	3,46	3,75	3,50	2,79	5,45	3,60	3,39
2034	3,52	3,63	3,48	3,79	3,53	2,79	5,55	3,63	3,43
2035	3,53	3,65	3,47	3,78	3,55	2,77	5,60	3,65	3,44
2036	3,54	3,65	3,48	3,79	3,58	2,77	5,67	3,67	3,46
2037	3,53	3,64	3,47	3,83	3,58	2,76	5,72	3,67	3,44
2038	3,55	3,66	3,47	3,85	3,57	2,75	5,79	3,67	3,45
2039	3,55	3,67	3,46	3,83	3,54	2,73	5,89	3,65	3,44
2040	3,55	3,70	3,45	3,85	3,53	2,71	5,93	3,66	3,43
2041	3,55	3,70	3,44	3,88	3,52	2,71	5,94	3,68	3,42
2042	3,53	3,73	3,44	3,89	3,52	2,71	5,99	3,68	3,40
2043	3,51	3,76	3,39	3,90	3,52	2,70	6,01	3,68	3,39
2044	3,50	3,79	3,37	3,89	3,55	2,72	6,13	3,71	3,37
2045	3,51	3,84	3,35	3,90	3,55	2,70	6,16	3,73	3,35
2046	3,52	3,88	3,33	3,93	3,58	2,69	6,22	3,78	3,31
2047	3,55	3,97	3,33	3,96	3,60	2,71	6,29	3,86	3,31
2048	3,60	4,02	3,34	4,00	3,62	2,68	6,37	3,92	3,36
2049	3,65	4,05	3,37	4,00	3,64	2,65	6,40	3,94	3,38
2050	3,69	4,06	3,41	4,04	3,65	2,66	6,53	3,95	3,42
2051	3,69	4,06	3,41	4,04	3,65	2,66	6,53	3,95	3,42
2052	3,69	4,06	3,41	4,04	3,65	2,66	6,53	3,95	3,42
2053	3,69	4,06	3,41	4,04	3,65	2,66	6,53	3,95	3,42

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la EIA 2020

8.10 escenarios

8.10.1 En base al precio del Brent

Escenario base:

AÑO	Producción			PXQ	Inversión	Costos		Amortizaciones	Impuestos	Utilidad Bruta	IIGG	Resultado Netos	EBITDA	Δ NWC	FCF	VP
	CON	NOC	GAS			CF	CV									
Unidad	USD Mm boe	USD Mm boe	Mm btu	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD
2022	3,79	12,51	4,27	1.267,4	-178,6	74,5	-36,2	-216,38	-311,8	599,0	-209,6	389,3	815,3	-38,3	465	362,8
2023	3,33	14,30	6,80	1.405,8	-182,1	76,0	-39,9	-167,73	-345,8	746,2	-261,2	485,0	913,9	2,2	468	322,3
2024	2,93	15,58	8,64	1.511,6	-185,8	77,5	-42,8	-158,16	-371,8	830,5	-290,7	539,8	988,7	1,3	511	310,4
2025	2,58	16,76	10,17	1.615,6	-189,5	79,1	-45,6	-159,74	-397,4	902,4	-315,8	586,6	1.062,1	1,3	556	298,0
2026	2,27	17,76	11,39	1.710,7	-193,3	80,6	-48,1	-158,43	-420,8	970,6	-339,7	630,9	1.129,1	1,0	595	281,8
2027	2,00	18,55	12,33	1.793,8	-197,1	82,2	-50,4	-155,76	-441,3	1.031,5	-361,0	670,5	1.187,2	0,6	628	262,7
2028	1,76	19,18	13,06	1.867,3	-201,1	83,9	-52,3	-153,70	-459,4	1.084,7	-379,7	705,1	1.238,4	0,3	657	242,6
2029	1,55	19,68	13,63	1.933,4	-205,1	85,6	-54,1	-152,11	-475,6	1.132,0	-396,2	735,8	1.284,1	0,1	683	222,5
2030	1,36	20,07	14,06	1.993,8	-209,2	87,3	-55,8	-150,88	-490,5	1.174,7	-411,2	763,6	1.325,6	-0,1	705	202,9
2031	1,20	20,38	14,40	2.049,7	-213,4	89,0	-57,3	-149,93	-504,2	1.213,9	-424,9	789,0	1.363,8	-0,2	726	184,3
2032	1,05	20,63	14,66	2.102,3	-217,7	90,8	-58,7	-144,87	-517,2	1.254,7	-439,1	815,6	1.399,6	-0,4	743	166,6
2033	0,93	20,82	14,86	2.152,5	-222,0	92,6	-60,0	-144,30	-529,5	1.289,2	-451,2	838,0	1.433,5	-0,5	761	150,6
2034	0,82	20,98	15,02	2.201,1	-226,5	94,5	-61,4	-143,86	-541,5	1.322,4	-462,8	859,6	1.466,3	-0,5	777	135,9
2035	0,72	21,09	15,14	2.248,5	-231,0	96,4	-62,6	-143,52	-553,1	1.354,6	-474,1	880,5	1.498,1	-0,6	794	122,5
2036	0,63	21,19	15,23	2.295,4	-235,6	98,3	-63,9	-143,26	-564,7	1.386,3	-485,2	901,1	1.529,5	-0,7	809	110,3
2037	0,56	21,26	15,30	2.342,1	-240,3	100,3	-65,2	-143,06	-576,2	1.417,6	-496,2	921,5	1.560,7	-0,7	825	99,2
2038	0,49	21,32	15,36	2.388,8	-245,1	102,3	-66,5	-142,90	-587,7	1.448,9	-507,1	941,8	1.591,8	-0,7	840	89,2
2039	0,43	21,37	15,40	2.435,9	-250,0	104,3	-67,8	-142,78	-599,2	1.480,4	-518,1	962,3	1.623,2	-0,8	856	80,2
2040	0,38	21,40	15,44	2.483,5	-255,0	106,4	-69,1	-142,69	-610,9	1.512,1	-529,2	982,9	1.654,8	-0,8	871	72,1
2041	0,33	21,43	15,46	2.531,7	-260,1	108,5	-70,4	-142,61	-622,8	1.544,3	-540,5	1.003,8	1.686,9	-0,8	887	64,8
2042	0,29	21,45	15,48	2.580,7	-265,3	110,7	-71,7	-142,56	-634,9	1.576,9	-551,9	1.025,0	1.719,5	-0,8	903	58,3
2043	0,26	21,47	15,50	2.630,6	-270,6	112,9	-73,1	-142,52	-647,1	1.610,1	-563,5	1.046,6	1.752,6	-0,8	919	52,4
2044	0,23	21,48	15,51	2.681,5	-276,1	115,2	-74,5	-142,48	-659,6	1.644,0	-575,4	1.068,6	1.786,5	-0,9	936	47,1
2045	0,20	21,49	15,52	2.733,4	-281,6	117,5	-75,9	-142,46	-672,4	1.678,5	-587,5	1.091,0	1.820,9	-0,9	953	42,3
2046	0,18	21,50	15,53	2.786,4	-287,2	119,8	-77,4	-142,44	-685,4	1.713,7	-599,8	1.113,9	1.856,1	-0,9	970	38,0
2047	0,16	21,51	15,53	2.840,5	-292,9	122,2	-78,9	-142,42	-698,8	1.749,7	-612,4	1.137,3	1.892,1	-0,9	988	34,2
2048	0,14	21,51	15,54	2.895,8	-298,8	124,7	-80,4	-142,41	-712,4	1.786,4	-625,3	1.161,2	1.928,8	-0,9	1.006	30,7
2049	0,12	21,51	15,54	2.952,2	-304,8	127,1	-82,0	-142,40	-726,2	1.824,0	-638,4	1.185,6	1.966,4	-0,9	1.024	27,6
2050	0,11	21,52	15,54	3.009,9	-310,9	129,7	-83,6	-142,39	-740,4	1.862,3	-651,8	1.210,5	2.004,7	-0,9	1.043	24,8
2051	0,09	21,52	15,54	3.068,9	-317,1	132,3	-85,2	-142,38	-754,9	1.901,5	-665,5	1.236,0	2.043,9	-1,0	1.062	22,3
2052	0,00	21,52	15,54	3.118,3	0,0	134,9	-86,5	-142,38	-767,1	2.257,3	-790,0	1.467,2	2.399,6	-1,3	1.611	29,9
2053	0,00	21,52	15,54	3.180,7	0,0	137,6	-88,3	-142,38	-782,4	2.305,2	-806,8	1.498,4	2.447,6	-1,0	5.114	83,8
Total	30,9	644,2	446,9	74.809,6	-7.243,8	3.294,6	-2.085,4	-4.765,9	-18.403,2	45.605,8	-15.962,0	29.643,8	50.371,7	-49,4	30.687,2	4.273,1

Fuente: Elaboración propia

Precios altos:

AÑO	Producción			PXQ	Inversión	Costos		Amortizaciones	Impuestos	Utilidad Bruta	IIGG	Resultado Netos	EBITDA	Δ NWC	FCF	VP
	CON	NOC	GAS			CF	CV									
Unidad	USD Mm boe	USD Mm boe	Mm btu	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD
2022	3,79	12,51	4,27	1.267,4	-178,6	74,5	-36,2	-216,38	-311,8	599,0	-209,6	389,3	815,3	-38,3	465	362,8
2023	3,33	14,30	6,80	1.895,1	-182,1	76,0	-39,9	-167,73	-466,2	1.115,1	-390,3	724,8	1.282,8	2,2	708	487,3
2024	2,93	15,58	8,64	2.037,7	-185,8	77,5	-42,8	-158,16	-501,3	1.227,2	-429,5	797,7	1.385,4	1,3	769	467,0
2025	2,58	16,76	10,17	2.177,8	-189,5	79,1	-45,6	-159,74	-535,7	1.326,3	-464,2	862,1	1.486,1	1,3	831	445,8
2026	2,27	17,76	11,39	2.306,1	-193,3	80,6	-48,1	-158,43	-567,3	1.419,6	-496,8	922,7	1.578,0	1,0	887	420,0
2027	2,00	18,55	12,33	2.418,1	-197,1	82,2	-50,4	-155,76	-594,8	1.502,2	-525,8	976,4	1.658,0	0,6	934	390,6
2028	1,76	19,18	13,06	2.517,3	-201,1	83,9	-52,3	-153,70	-619,2	1.574,8	-551,2	1.023,6	1.728,5	0,3	976	360,2
2029	1,55	19,68	13,63	2.606,4	-205,1	85,6	-54,1	-152,11	-641,2	1.639,4	-573,8	1.065,6	1.791,5	0,1	1.013	329,9
2030	1,36	20,07	14,06	2.687,7	-209,2	87,3	-55,8	-150,88	-661,2	1.697,9	-594,3	1.103,7	1.848,8	-0,1	1.045	300,8
2031	1,20	20,38	14,40	2.763,0	-213,4	89,0	-57,3	-149,93	-679,7	1.751,8	-613,1	1.138,6	1.901,7	-0,2	1.075	273,1
2032	1,05	20,63	14,66	2.834,0	-217,7	90,8	-58,7	-144,87	-697,2	1.806,4	-632,2	1.174,2	1.951,3	-0,4	1.102	247,0
2033	0,93	20,82	14,86	2.901,6	-222,0	92,6	-60,0	-144,30	-713,8	1.854,1	-648,9	1.205,2	1.998,4	-0,5	1.128	223,3
2034	0,82	20,98	15,02	2.967,1	-226,5	94,5	-61,4	-143,86	-729,9	1.900,0	-665,0	1.235,0	2.043,9	-0,5	1.153	201,5
2035	0,72	21,09	15,14	3.031,1	-231,0	96,4	-62,6	-143,52	-745,7	1.944,7	-680,6	1.264,0	2.088,2	-0,6	1.177	181,6
2036	0,63	21,19	15,23	3.094,3	-235,6	98,3	-63,9	-143,26	-761,2	1.988,6	-696,0	1.292,6	2.131,9	-0,7	1.201	163,6
2037	0,56	21,26	15,30	3.157,2	-240,3	100,3	-65,2	-143,06	-776,7	2.032,2	-711,3	1.321,0	2.175,3	-0,7	1.224	147,3
2038	0,49	21,32	15,36	3.220,2	-245,1	102,3	-66,5	-142,90	-792,2	2.075,8	-726,5	1.349,3	2.218,7	-0,7	1.248	132,5
2039	0,43	21,37	15,40	3.283,7	-250,0	104,3	-67,8	-142,78	-807,8	2.119,6	-741,9	1.377,8	2.262,4	-0,8	1.271	119,2
2040	0,38	21,40	15,44	3.347,8	-255,0	106,4	-69,1	-142,69	-823,6	2.163,9	-757,3	1.406,5	2.306,5	-0,8	1.295	107,2
2041	0,33	21,43	15,46	3.412,8	-260,1	108,5	-70,4	-142,61	-839,6	2.208,7	-773,0	1.435,6	2.351,3	-0,8	1.319	96,4
2042	0,29	21,45	15,48	3.478,9	-265,3	110,7	-71,7	-142,56	-855,8	2.254,2	-789,0	1.465,2	2.396,7	-0,8	1.343	86,7
2043	0,26	21,47	15,50	3.546,2	-270,6	112,9	-73,1	-142,52	-872,4	2.300,5	-805,2	1.495,3	2.443,0	-0,8	1.368	77,9
2044	0,23	21,48	15,51	3.614,8	-276,1	115,2	-74,5	-142,48	-889,2	2.347,7	-821,7	1.526,0	2.490,1	-0,9	1.393	70,1
2045	0,20	21,49	15,52	3.684,7	-281,6	117,5	-75,9	-142,46	-906,4	2.395,8	-838,5	1.557,3	2.538,2	-0,9	1.419	63,0
2046	0,18	21,50	15,53	3.756,1	-287,2	119,8	-77,4	-142,44	-924,0	2.444,9	-855,7	1.589,2	2.587,4	-0,9	1.445	56,6
2047	0,16	21,51	15,53	3.829,1	-292,9	122,2	-78,9	-142,42	-942,0	2.495,1	-873,3	1.621,8	2.637,5	-0,9	1.472	50,9
2048	0,14	21,51	15,54	3.903,6	-298,8	124,7	-80,4	-142,41	-960,3	2.546,3	-891,2	1.655,1	2.688,7	-0,9	1.500	45,8
2049	0,12	21,51	15,54	3.979,7	-304,8	127,1	-82,0	-142,40	-979,0	2.598,7	-909,5	1.689,2	2.741,1	-0,9	1.528	41,2
2050	0,11	21,52	15,54	4.057,5	-310,9	129,7	-83,6	-142,39	-998,1	2.652,2	-928,3	1.723,9	2.794,6	-0,9	1.556	37,1
2051	0,09	21,52	15,54	4.137,0	-317,1	132,3	-85,2	-142,38	-1.017,7	2.706,9	-947,4	1.759,5	2.849,3	-1,0	1.586	33,3
2052	0,00	21,52	15,54	4.203,7	0,0	134,9	-86,5	-142,38	-1.034,1	3.075,6	-1.076,5	1.999,1	3.218,0	-1,3	2.143	39,8
2053	0,00	21,52	15,54	4.287,7	0,0	137,6	-88,3	-142,38	-1.054,8	3.139,9	-1.099,0	2.040,9	3.282,3	-1,0	5.656	92,7
Total	30,9	644,2	446,9	100.405,2	-7.243,8	3.294,6	-2.085,4	-4.765,9	-24.699,7	64.904,9	-22.716,7	42.188,2	69.670,8	-49,4	43.231,6	6.152,2

Fuente: Elaboración propia en base al modelo de valuación por partes desarrollado

Precios bajos:

AÑO	Producción			PXQ	Inversión	Costos		Amortizaciones	Impuestos	Utilidad Bruta	IIGG	Resultado Netos	EBITDA	Δ NWC	FCF	VP
	CON	NOC	GAS			CF	CV									
Unidad	USD Mmboe	USD Mmboe	Mmbtu	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD
2022	3,79	12,51	4,27	1.267,4	-178,6	74,5	-36,2	-216,38	-311,8	599,0	-209,6	389,3	815,3	-38,3	465	362,8
2023	3,33	14,30	6,80	861,4	-182,1	76,0	-39,9	-167,73	-166,0	381,6	-133,6	248,1	549,4	2,2	231	159,2
2024	2,93	15,58	8,64	926,2	-185,8	77,5	-42,8	-158,16	-183,4	433,6	-151,8	281,9	591,8	1,3	253	153,7
2025	2,58	16,76	10,17	989,9	-189,5	79,1	-45,6	-159,74	-201,4	472,8	-165,5	307,3	632,5	1,3	276	148,2
2026	2,27	17,76	11,39	1.048,2	-193,3	80,6	-48,1	-158,43	-219,1	509,9	-178,5	331,5	668,4	1,0	296	140,0
2027	2,00	18,55	12,33	1.099,1	-197,1	82,2	-50,4	-155,76	-235,9	542,2	-189,8	352,4	697,9	0,6	310	129,8
2028	1,76	19,18	13,06	1.144,2	-201,1	83,9	-52,3	-153,70	-252,2	568,8	-199,1	369,7	722,5	0,3	322	118,8
2029	1,55	19,68	13,63	1.184,7	-205,1	85,6	-54,1	-152,11	-268,1	590,8	-206,8	384,0	742,9	0,1	331	107,8
2030	1,36	20,07	14,06	1.221,7	-209,2	87,3	-55,8	-150,88	-283,8	609,3	-213,3	396,0	760,2	-0,1	338	97,2
2031	1,20	20,38	14,40	1.255,9	-213,4	89,0	-57,3	-149,93	-299,5	624,9	-218,7	406,2	774,8	-0,2	343	87,1
2032	1,05	20,63	14,66	1.288,2	-217,7	90,8	-58,7	-144,87	-315,2	642,5	-224,9	417,7	787,4	-0,4	345	77,4
2033	0,93	20,82	14,86	1.318,9	-222,0	92,6	-60,0	-144,30	-324,5	660,7	-231,3	429,5	805,0	-0,5	352	69,7
2034	0,82	20,98	15,02	1.348,7	-226,5	94,5	-61,4	-143,86	-331,8	679,7	-237,9	441,8	823,6	-0,5	360	62,9
2035	0,72	21,09	15,14	1.377,8	-231,0	96,4	-62,6	-143,52	-338,9	698,1	-244,3	453,7	841,6	-0,6	367	56,6
2036	0,63	21,19	15,23	1.406,5	-235,6	98,3	-63,9	-143,26	-346,0	716,0	-250,6	465,4	859,3	-0,7	374	50,9
2037	0,56	21,26	15,30	1.435,1	-240,3	100,3	-65,2	-143,06	-353,0	733,8	-256,8	476,9	876,8	-0,7	380	45,7
2038	0,49	21,32	15,36	1.463,7	-245,1	102,3	-66,5	-142,90	-360,1	751,4	-263,0	488,4	894,3	-0,7	387	41,1
2039	0,43	21,37	15,40	1.492,6	-250,0	104,3	-67,8	-142,78	-367,2	769,1	-269,2	499,9	911,9	-0,8	393	36,9
2040	0,38	21,40	15,44	1.521,7	-255,0	106,4	-69,1	-142,69	-374,3	787,0	-275,4	511,5	929,7	-0,8	400	33,1
2041	0,33	21,43	15,46	1.551,3	-260,1	108,5	-70,4	-142,61	-381,6	805,1	-281,8	523,3	947,7	-0,8	407	29,7
2042	0,29	21,45	15,48	1.581,3	-265,3	110,7	-71,7	-142,56	-389,0	823,4	-288,2	535,2	965,9	-0,8	413	26,7
2043	0,26	21,47	15,50	1.611,9	-270,6	112,9	-73,1	-142,52	-396,5	842,0	-294,7	547,3	984,5	-0,8	420	23,9
2044	0,23	21,48	15,51	1.643,1	-276,1	115,2	-74,5	-142,48	-404,2	861,0	-301,4	559,7	1.003,5	-0,9	427	21,5
2045	0,20	21,49	15,52	1.674,9	-281,6	117,5	-75,9	-142,46	-412,0	880,4	-308,1	572,2	1.022,8	-0,9	434	19,3
2046	0,18	21,50	15,53	1.707,3	-287,2	119,8	-77,4	-142,44	-420,0	900,1	-315,0	585,1	1.042,6	-0,9	441	17,3
2047	0,16	21,51	15,53	1.740,5	-292,9	122,2	-78,9	-142,42	-428,2	920,3	-322,1	598,2	1.062,7	-0,9	449	15,5
2048	0,14	21,51	15,54	1.774,4	-298,8	124,7	-80,4	-142,41	-436,5	940,9	-329,3	611,6	1.083,3	-0,9	456	13,9
2049	0,12	21,51	15,54	1.809,0	-304,8	127,1	-82,0	-142,40	-445,0	961,9	-336,7	625,3	1.104,3	-0,9	464	12,5
2050	0,11	21,52	15,54	1.844,3	-310,9	129,7	-83,6	-142,39	-453,7	983,5	-344,2	639,3	1.125,9	-0,9	472	11,2
2051	0,09	21,52	15,54	1.880,4	-317,1	132,3	-85,2	-142,38	-462,6	1.005,5	-351,9	653,5	1.147,8	-1,0	480	10,1
2052	0,00	21,52	15,54	1.910,8	0,0	134,9	-86,5	-142,38	-470,0	1.346,7	-471,4	875,4	1.489,1	-1,3	1.019	18,9
2053	0,00	21,52	15,54	1.948,9	0,0	137,6	-88,3	-142,38	-479,4	1.376,5	-481,8	894,7	1.518,9	-1,0	4.510	73,9
Total	30,9	644,2	446,9	46.330,0	-7.243,8	3.294,6	-2.085,4	-4.765,9	-11.110,9	24.418,5	-8.546,5	15.872,0	29.184,4	-49,4	16.915,5	2.273,4

Fuente: Elaboración propia en base al modelo de valuación por partes desarrollado

8.10.2 En base a los escenarios de la EIA

Caso de referencia:

AÑO	Producción			PXQ	Inversión	Costos		Amortizaciones	Impuestos	Utilidad Bruta	IIGG	Resultado Netos	EBITDA	Δ NWC	FCF	VP
	CON	NOC	GAS			CF	CV									
Unidad	USD Mm boe	USD Mm boe	Mm btu	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD
2022	3,79	12,51	4,27	1.267,4	-178,6	74,5	-36,2	-216,38	-311,8	599,0	-209,6	389,3	815,3	-38,3	465	362,8
2023	3,33	14,30	6,80	945,2	-182,1	76,0	-39,9	-167,73	-206,6	424,8	-148,7	276,1	592,5	2,2	259	178,5
2024	2,93	15,58	8,64	1.059,4	-185,8	77,5	-42,8	-158,16	-251,2	499,0	-174,6	324,3	657,2	1,3	295	179,5
2025	2,58	16,76	10,17	1.163,1	-189,5	79,1	-45,6	-159,74	-286,1	561,2	-196,4	364,8	721,0	1,3	334	179,0
2026	2,27	17,76	11,39	1.266,4	-193,3	80,6	-48,1	-158,43	-311,5	635,7	-222,5	413,2	794,1	1,0	377	178,7
2027	2,00	18,55	12,33	1.347,0	-197,1	82,2	-50,4	-155,76	-331,4	694,6	-243,1	451,5	850,3	0,6	409	171,2
2028	1,76	19,18	13,06	1.422,8	-201,1	83,9	-52,3	-153,70	-350,0	749,5	-262,3	487,2	903,2	0,3	439	162,2
2029	1,55	19,68	13,63	1.486,2	-205,1	85,6	-54,1	-152,11	-365,6	794,8	-278,2	516,6	946,9	0,1	464	151,0
2030	1,36	20,07	14,06	1.547,6	-209,2	87,3	-55,8	-150,88	-380,7	838,3	-293,4	544,9	989,2	-0,1	487	140,0
2031	1,20	20,38	14,40	1.593,7	-213,4	89,0	-57,3	-149,93	-392,1	870,1	-304,5	565,6	1.020,1	-0,2	502	127,6
2032	1,05	20,63	14,66	1.646,6	-217,7	90,8	-58,7	-144,87	-405,1	911,1	-318,9	592,2	1.056,0	-0,4	520	116,6
2033	0,93	20,82	14,86	1.679,0	-222,0	92,6	-60,0	-144,30	-413,0	932,3	-326,3	606,0	1.076,6	-0,5	529	104,7
2034	0,82	20,98	15,02	1.710,4	-226,5	94,5	-61,4	-143,86	-420,8	952,5	-333,4	619,1	1.096,3	-0,5	537	93,9
2035	0,72	21,09	15,14	1.731,0	-231,0	96,4	-62,6	-143,52	-425,8	964,4	-337,5	626,9	1.107,9	-0,6	540	83,3
2036	0,63	21,19	15,23	1.763,2	-235,6	98,3	-63,9	-143,26	-433,8	985,0	-344,7	640,2	1.128,3	-0,7	549	74,7
2037	0,56	21,26	15,30	1.798,8	-240,3	100,3	-65,2	-143,06	-442,5	1.008,0	-352,8	655,2	1.151,1	-0,7	559	67,2
2038	0,49	21,32	15,36	1.832,5	-245,1	102,3	-66,5	-142,90	-450,8	1.029,4	-360,3	669,1	1.172,3	-0,7	568	60,3
2039	0,43	21,37	15,40	1.838,5	-250,0	104,3	-67,8	-142,78	-452,3	1.030,0	-360,5	669,5	1.172,8	-0,8	563	52,8
2040	0,38	21,40	15,44	1.893,1	-255,0	106,4	-69,1	-142,69	-465,7	1.067,0	-373,5	693,6	1.209,7	-0,8	582	48,2
2041	0,33	21,43	15,46	1.925,6	-260,1	108,5	-70,4	-142,61	-473,7	1.087,3	-380,6	706,7	1.229,9	-0,8	590	43,1
2042	0,29	21,45	15,48	1.944,0	-265,3	110,7	-71,7	-142,56	-478,2	1.096,8	-383,9	712,9	1.239,4	-0,8	591	38,1
2043	0,26	21,47	15,50	1.976,7	-270,6	112,9	-73,1	-142,52	-486,3	1.117,1	-391,0	726,1	1.259,6	-0,8	599	34,1
2044	0,23	21,48	15,51	1.996,3	-276,1	115,2	-74,5	-142,48	-491,1	1.127,3	-394,6	732,8	1.269,8	-0,9	600	30,2
2045	0,20	21,49	15,52	1.980,9	-281,6	117,5	-75,9	-142,46	-487,3	1.111,1	-388,9	722,2	1.253,5	-0,9	584	25,9
2046	0,18	21,50	15,53	2.020,4	-287,2	119,8	-77,4	-142,44	-497,0	1.136,2	-397,7	738,5	1.278,6	-0,9	595	23,3
2047	0,16	21,51	15,53	2.037,9	-292,9	122,2	-78,9	-142,42	-501,3	1.144,5	-400,6	743,9	1.286,9	-0,9	594	20,6
2048	0,14	21,51	15,54	2.042,7	-298,8	124,7	-80,4	-142,41	-502,5	1.143,2	-400,1	743,1	1.285,6	-0,9	588	18,0
2049	0,12	21,51	15,54	2.048,2	-304,8	127,1	-82,0	-142,40	-503,9	1.142,4	-399,8	742,5	1.284,8	-0,9	581	15,7
2050	0,11	21,52	15,54	2.052,3	-310,9	129,7	-83,6	-142,39	-504,9	1.140,3	-399,1	741,2	1.282,7	-0,9	574	13,7
2051	0,09	21,52	15,54	2.051,5	-317,1	132,3	-85,2	-142,38	-504,7	1.134,4	-397,0	737,4	1.276,8	-1,0	564	11,8
2052	0,00	21,52	15,54	2.043,7	0,0	134,9	-86,5	-142,38	-502,7	1.447,0	-506,4	940,5	1.589,3	-1,3	1.084	20,1
2053	0,00	21,52	15,54	2.043,7	0,0	137,6	-88,3	-142,38	-502,7	1.447,9	-506,8	941,1	1.590,3	-1,0	4.557	74,7
Total	30,9	644,2	446,9	55.155,9	-7.243,8	3.294,6	-2.085,4	-4.765,9	-13.533,0	30.822,3	-10.787,8	20.034,5	35.588,1	-49,4	21.077,9	2.901,3

Fuente: Elaboración propia en base al modelo de valuación por partes desarrollado

Precios altos:

AÑO	Producción			PXQ	Inversión	Costos		Amortizaciones	Impuestos	Utilidad Bruta	IIGG	Resultado Netos	EBITDA	Δ NWC	FCF	VP
	CON	NOC	GAS			CF	CV									
Unidad	USD Mm boe	USD Mm boe	Mm btu	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD
2022	3,79	12,51	4,27	1.267,4	-178,6	74,5	-36,2	-216,38	-311,8	599,0	-209,6	389,3	815,3	-38	465	362,8
2023	3,33	14,30	6,80	1.760,0	-182,1	76,0	-39,9	-167,73	-433,0	1.013,2	-354,6	658,6	1.181,0	2	642	441,8
2024	2,93	15,58	8,64	2.001,4	-185,8	77,5	-42,8	-158,16	-492,4	1.199,9	-420,0	779,9	1.358,1	1	751	456,3
2025	2,58	16,76	10,17	2.219,7	-189,5	79,1	-45,6	-159,74	-546,0	1.357,9	-475,3	882,6	1.517,6	1	852	456,8
2026	2,27	17,76	11,39	2.377,0	-193,3	80,6	-48,1	-158,43	-584,7	1.473,0	-515,6	957,5	1.631,5	1	922	436,4
2027	2,00	18,55	12,33	2.533,9	-197,1	82,2	-50,4	-155,76	-623,3	1.589,6	-556,3	1.033,2	1.745,3	1	991	414,4
2028	1,76	19,18	13,06	2.689,9	-201,1	83,9	-52,3	-153,70	-661,7	1.705,0	-596,7	1.108,2	1.858,7	0	1.060	391,4
2029	1,55	19,68	13,63	2.800,9	-205,1	85,6	-54,1	-152,11	-689,0	1.786,1	-625,1	1.161,0	1.938,2	0	1.108	361,0
2030	1,36	20,07	14,06	2.885,0	-209,2	87,3	-55,8	-150,88	-709,7	1.846,7	-646,3	1.200,4	1.997,6	0	1.142	328,6
2031	1,20	20,38	14,40	2.945,3	-213,4	89,0	-57,3	-149,93	-724,5	1.889,2	-661,2	1.228,0	2.039,1	0	1.165	295,8
2032	1,05	20,63	14,66	3.008,6	-217,7	90,8	-58,7	-144,87	-740,1	1.938,0	-678,3	1.259,7	2.082,9	0	1.187	266,2
2033	0,93	20,82	14,86	3.050,8	-222,0	92,6	-60,0	-144,30	-750,5	1.966,5	-688,3	1.278,3	2.110,8	0	1.201	237,8
2034	0,82	20,98	15,02	3.105,3	-226,5	94,5	-61,4	-143,86	-763,9	2.004,2	-701,5	1.302,7	2.148,1	-1	1.221	213,3
2035	0,72	21,09	15,14	3.146,6	-231,0	96,4	-62,6	-143,52	-774,1	2.031,8	-711,1	1.320,7	2.175,3	-1	1.234	190,4
2036	0,63	21,19	15,23	3.203,9	-235,6	98,3	-63,9	-143,26	-788,1	2.071,2	-724,9	1.346,3	2.214,5	-1	1.255	170,9
2037	0,56	21,26	15,30	3.259,0	-240,3	100,3	-65,2	-143,06	-801,7	2.108,9	-738,1	1.370,8	2.252,0	-1	1.274	153,3
2038	0,49	21,32	15,36	3.294,2	-245,1	102,3	-66,5	-142,90	-810,4	2.131,6	-746,1	1.385,6	2.274,5	-1	1.284	136,3
2039	0,43	21,37	15,40	3.337,0	-250,0	104,3	-67,8	-142,78	-820,9	2.159,9	-755,9	1.403,9	2.302,6	-1	1.297	121,6
2040	0,38	21,40	15,44	3.377,5	-255,0	106,4	-69,1	-142,69	-830,9	2.186,3	-765,2	1.421,1	2.328,9	-1	1.310	108,4
2041	0,33	21,43	15,46	3.430,2	-260,1	108,5	-70,4	-142,61	-843,8	2.221,8	-777,6	1.444,2	2.364,4	-1	1.327	97,0
2042	0,29	21,45	15,48	3.461,6	-265,3	110,7	-71,7	-142,56	-851,6	2.241,1	-784,4	1.456,7	2.383,7	-1	1.335	86,1
2043	0,26	21,47	15,50	3.494,0	-270,6	112,9	-73,1	-142,52	-859,5	2.261,1	-791,4	1.469,7	2.403,6	-1	1.342	76,5
2044	0,23	21,48	15,51	3.541,0	-276,1	115,2	-74,5	-142,48	-871,1	2.292,0	-802,2	1.489,8	2.434,5	-1	1.357	68,2
2045	0,20	21,49	15,52	3.570,0	-281,6	117,5	-75,9	-142,46	-878,2	2.309,3	-808,3	1.501,1	2.451,8	-1	1.363	60,5
2046	0,18	21,50	15,53	3.601,0	-287,2	119,8	-77,4	-142,44	-885,8	2.327,9	-814,8	1.513,2	2.470,4	-1	1.369	53,7
2047	0,16	21,51	15,53	3.633,8	-292,9	122,2	-78,9	-142,42	-893,9	2.347,9	-821,7	1.526,1	2.490,3	-1	1.376	47,6
2048	0,14	21,51	15,54	3.675,6	-298,8	124,7	-80,4	-142,41	-904,2	2.374,5	-831,1	1.543,4	2.516,9	-1	1.388	42,4
2049	0,12	21,51	15,54	3.711,3	-304,8	127,1	-82,0	-142,40	-913,0	2.396,3	-838,7	1.557,6	2.538,7	-1	1.396	37,7
2050	0,11	21,52	15,54	3.744,2	-310,9	129,7	-83,6	-142,39	-921,1	2.416,0	-845,6	1.570,4	2.558,4	-1	1.403	33,4
2051	0,09	21,52	15,54	3.742,7	-317,1	132,3	-85,2	-142,38	-920,7	2.409,6	-843,4	1.566,2	2.552,0	-1	1.392	29,3
2052	0,00	21,52	15,54	3.728,5	0,0	134,9	-86,5	-142,38	-917,2	2.717,3	-951,1	1.766,2	2.859,7	-1	1.910	35,4
2053	0,00	21,52	15,54	3.728,4	0,0	137,6	-88,3	-142,38	-917,2	2.718,2	-951,4	1.766,9	2.860,6	-1	5.382	88,2
Total	30,9	644,2	446,9	99.325,7	-7.243,8	3.294,6	-2.085,4	-4.765,9	-24.434,1	64.091,0	-22.431,8	41.659,1	68.856,9	-49,4	42.702,6	6.299,4

Fuente: Elaboración propia en base al modelo de valuación por partes desarrollado

Precios bajos:

AÑO	Producción			PXQ	Inversión	Costos		Amortizaciones	Impuestos	Utilidad Bruta	IIGG	Resultado Netos	EBITDA	Δ NWC	FCF	VP
	CON	NOC	GAS			CF	CV									
Unidad	USD Mmboe	USD Mmboe	Mmbtu	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD
2022	3,79	12,51	4,27	1.267,4	-178,6	74,5	-36,2	-216,38	-311,8	599,0	-209,6	389,3	815,3	-38,3	465	362,8
2023	3,33	14,30	6,80	529,0	-182,1	76,0	-39,9	-167,73	-87,8	127,4	-44,6	82,8	295,1	2,2	66	45,5
2024	2,93	15,58	8,64	589,7	-185,8	77,5	-42,8	-158,16	-97,9	182,6	-63,9	118,7	340,8	1,3	90	54,5
2025	2,58	16,76	10,17	643,8	-189,5	79,1	-45,6	-159,74	-106,9	221,2	-77,4	143,8	380,9	1,3	113	60,5
2026	2,27	17,76	11,39	686,8	-193,3	80,6	-48,1	-158,43	-114,0	253,6	-88,7	164,8	412,0	1,0	129	61,1
2027	2,00	18,55	12,33	720,8	-197,1	82,2	-50,4	-155,76	-119,7	280,1	-98,0	182,1	435,9	0,6	140	58,6
2028	1,76	19,18	13,06	746,0	-201,1	83,9	-52,3	-153,70	-123,8	299,0	-104,6	194,3	452,7	0,3	147	54,1
2029	1,55	19,68	13,63	764,7	-205,1	85,6	-54,1	-152,11	-126,9	312,0	-109,2	202,8	464,1	0,1	150	48,8
2030	1,36	20,07	14,06	788,9	-209,2	87,3	-55,8	-150,88	-131,0	329,4	-115,3	214,1	480,2	-0,1	156	44,8
2031	1,20	20,38	14,40	808,6	-213,4	89,0	-57,3	-149,93	-134,2	342,8	-120,0	222,8	492,7	-0,2	160	40,5
2032	1,05	20,63	14,66	843,3	-217,7	90,8	-58,7	-144,87	-140,0	372,9	-130,5	242,4	517,7	-0,4	170	38,1
2033	0,93	20,82	14,86	861,9	-222,0	92,6	-60,0	-144,30	-143,1	385,1	-134,8	250,3	529,4	-0,5	173	34,3
2034	0,82	20,98	15,02	869,5	-226,5	94,5	-61,4	-143,86	-144,3	387,9	-135,8	252,1	531,8	-0,5	170	29,7
2035	0,72	21,09	15,14	886,1	-231,0	96,4	-62,6	-143,52	-147,1	398,2	-139,4	258,8	541,7	-0,6	172	26,5
2036	0,63	21,19	15,23	899,5	-235,6	98,3	-63,9	-143,26	-149,3	405,7	-142,0	263,7	548,9	-0,7	172	23,4
2037	0,56	21,26	15,30	920,1	-240,3	100,3	-65,2	-143,06	-152,7	419,1	-146,7	272,4	562,1	-0,7	176	21,1
2038	0,49	21,32	15,36	923,9	-245,1	102,3	-66,5	-142,90	-153,4	418,3	-146,4	271,9	561,2	-0,7	170	18,1
2039	0,43	21,37	15,40	937,2	-250,0	104,3	-67,8	-142,78	-155,6	425,4	-148,9	276,5	568,2	-0,8	170	15,9
2040	0,38	21,40	15,44	932,6	-255,0	106,4	-69,1	-142,69	-154,8	417,4	-146,1	271,3	560,1	-0,8	160	13,2
2041	0,33	21,43	15,46	936,3	-260,1	108,5	-70,4	-142,61	-155,4	416,2	-145,7	270,6	558,9	-0,8	154	11,2
2042	0,29	21,45	15,48	944,8	-265,3	110,7	-71,7	-142,56	-156,8	419,0	-146,7	272,4	561,6	-0,8	150	9,7
2043	0,26	21,47	15,50	952,4	-270,6	112,9	-73,1	-142,52	-158,1	420,9	-147,3	273,6	563,5	-0,8	146	8,3
2044	0,23	21,48	15,51	967,8	-276,1	115,2	-74,5	-142,48	-160,7	429,3	-150,2	279,0	571,8	-0,9	146	7,4
2045	0,20	21,49	15,52	975,9	-281,6	117,5	-75,9	-142,46	-162,2	431,2	-150,9	280,3	573,6	-0,9	142	6,3
2046	0,18	21,50	15,53	984,8	-287,2	119,8	-77,4	-142,44	-166,0	431,6	-151,0	280,5	574,0	-0,9	137	5,4
2047	0,16	21,51	15,53	990,1	-292,9	122,2	-78,9	-142,42	-168,3	429,8	-150,4	279,3	572,2	-0,9	130	4,5
2048	0,14	21,51	15,54	1.007,1	-298,8	124,7	-80,4	-142,41	-175,6	434,6	-152,1	282,5	577,0	-0,9	127	3,9
2049	0,12	21,51	15,54	1.009,9	-304,8	127,1	-82,0	-142,40	-176,8	431,0	-150,9	280,2	573,4	-0,9	119	3,2
2050	0,11	21,52	15,54	1.027,8	-310,9	129,7	-83,6	-142,39	-184,6	436,0	-152,6	283,4	578,4	-0,9	116	2,8
2051	0,09	21,52	15,54	1.027,2	0,0	132,3	-85,2	-142,37	-184,5	747,4	-261,6	485,8	889,8	-1,0	629	13,2
2052	0,00	21,52	15,54	1.023,3	0,0	134,9	-86,5	-142,37	-183,8	745,5	-260,9	484,6	887,9	-1,3	628	11,7
2053	0,00	21,52	15,54	1.023,3	0,0	137,6	-88,3	-142,37	-183,8	746,5	-261,3	485,2	888,8	-1,0	3.784	62,0
Total	30,9	644,2	446,9	28.490,2	-6.926,7	3.294,6	-2.085,4	-4.765,9	-4.911,0	13.095,8	-4.583,5	8.512,3	17.861,6	-49,4	9.555,7	1.201,2

Fuente: Elaboración propia en base al modelo de valuación por partes desarrollado

Sobreoferta:

AÑO	Producción			PXQ	Inversión	Costos		Amortizaciones	Impuestos	Utilidad Bruta	IIGG	Resultado Netos	EBITDA	Δ NWC	FCF	VP
	CON	NOC	GAS			CF	CV									
Unidad	USD Mmboe	USD Mmboe	Mmbtu	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD
2022	3,79	12,51	4,27	1.267,4	-178,6	74,5	-36,2	-216,38	-311,8	599,0	-209,6	389,3	815,3	-38,3	465	362,8
2023	3,33	14,30	6,80	905,1	-182,1	76,0	-39,9	-167,73	-186,6	404,7	-141,6	263,0	572,4	2,2	246	169,5
2024	2,93	15,58	8,64	982,5	-185,8	77,5	-42,8	-158,16	-210,8	462,5	-161,9	300,6	620,7	1,3	272	165,1
2025	2,58	16,76	10,17	1.052,8	-189,5	79,1	-45,6	-159,74	-232,7	504,3	-176,5	327,8	664,1	1,3	297	159,2
2026	2,27	17,76	11,39	1.070,4	-193,3	80,6	-48,1	-158,43	-230,1	521,1	-182,4	338,7	679,5	1,0	303	143,4
2027	2,00	18,55	12,33	1.107,4	-197,1	82,2	-50,4	-155,76	-240,1	546,3	-191,2	355,1	702,0	0,6	313	130,9
2028	1,76	19,18	13,06	1.186,1	-201,1	83,9	-52,3	-153,70	-274,2	588,6	-206,0	382,6	742,3	0,3	335	123,6
2029	1,55	19,68	13,63	1.249,5	-205,1	85,6	-54,1	-152,11	-303,3	620,4	-217,1	403,3	772,5	0,1	350	114,1
2030	1,36	20,07	14,06	1.334,9	-209,2	87,3	-55,8	-150,88	-328,4	678,0	-237,3	440,7	828,9	-0,1	382	110,0
2031	1,20	20,38	14,40	1.372,0	-213,4	89,0	-57,3	-149,93	-337,5	702,9	-246,0	456,9	852,9	-0,2	394	100,0
2032	1,05	20,63	14,66	1.406,8	-217,7	90,8	-58,7	-144,87	-346,1	730,3	-255,6	474,7	875,2	-0,4	402	90,2
2033	0,93	20,82	14,86	1.444,8	-222,0	92,6	-60,0	-144,30	-355,4	755,6	-264,5	491,2	899,9	-0,5	414	81,9
2034	0,82	20,98	15,02	1.493,7	-226,5	94,5	-61,4	-143,86	-367,5	789,1	-276,2	512,9	932,9	-0,5	431	75,3
2035	0,72	21,09	15,14	1.488,0	-231,0	96,4	-62,6	-143,52	-366,1	781,2	-273,4	507,8	924,7	-0,6	421	64,9
2036	0,63	21,19	15,23	1.513,6	-235,6	98,3	-63,9	-143,26	-372,3	796,7	-278,9	517,9	940,0	-0,7	426	58,1
2037	0,56	21,26	15,30	1.576,9	-240,3	100,3	-65,2	-143,06	-387,9	840,7	-294,2	546,4	983,7	-0,7	450	54,1
2038	0,49	21,32	15,36	1.601,1	-245,1	102,3	-66,5	-142,90	-393,9	855,0	-299,2	555,7	997,9	-0,7	454	48,2
2039	0,43	21,37	15,40	1.611,9	-250,0	104,3	-67,8	-142,78	-396,5	859,1	-300,7	558,4	1.001,9	-0,8	452	42,4
2040	0,38	21,40	15,44	1.635,1	-255,0	106,4	-69,1	-142,69	-402,2	872,5	-305,4	567,1	1.015,2	-0,8	456	37,7
2041	0,33	21,43	15,46	1.651,8	-260,1	108,5	-70,4	-142,61	-406,3	880,9	-308,3	572,6	1.023,5	-0,8	456	33,3
2042	0,29	21,45	15,48	1.667,9	-265,3	110,7	-71,7	-142,56	-410,3	888,7	-311,0	577,6	1.031,2	-0,8	456	29,4
2043	0,26	21,47	15,50	1.668,4	-270,6	112,9	-73,1	-142,52	-410,4	884,6	-309,6	575,0	1.027,1	-0,8	448	25,5
2044	0,23	21,48	15,51	1.704,2	-276,1	115,2	-74,5	-142,48	-419,2	907,1	-317,5	589,6	1.049,6	-0,9	457	23,0
2045	0,20	21,49	15,52	1.725,5	-281,6	117,5	-75,9	-142,46	-424,5	918,5	-321,5	597,0	1.061,0	-0,9	459	20,4
2046	0,18	21,50	15,53	1.752,2	-287,2	119,8	-77,4	-142,44	-431,0	933,9	-326,9	607,0	1.076,4	-0,9	463	18,2
2047	0,16	21,51	15,53	1.765,7	-292,9	122,2	-78,9	-142,42	-434,4	939,3	-328,8	610,6	1.081,7	-0,9	461	15,9
2048	0,14	21,51	15,54	1.778,3	-298,8	124,7	-80,4	-142,41	-437,5	943,9	-330,4	613,5	1.086,3	-0,9	458	14,0
2049	0,12	21,51	15,54	1.799,1	-304,8	127,1	-82,0	-142,40	-442,6	954,5	-334,1	620,4	1.096,9	-0,9	459	12,4
2050	0,11	21,52	15,54	1.816,4	-310,9	129,7	-83,6	-142,39	-446,8	962,4	-336,8	625,6	1.104,8	-0,9	458	10,9
2051	0,09	21,52	15,54	1.815,7	-317,1	132,3	-85,2	-142,38	-446,7	956,6	-334,8	621,8	1.099,0	-1,0	448	9,4
2052	0,00	21,52	15,54	1.808,8	0,0	134,9	-86,5	-142,38	-445,0	1.269,8	-444,4	825,4	1.412,2	-1,3	969	18,0
2053	0,00	21,52	15,54	1.808,7	0,0	137,6	-88,3	-142,38	-445,0	1.270,8	-444,8	826,0	1.413,2	-1,0	4.441	72,8
Total	30,9	644,2	446,9	48.062,6	-7.243,8	3.294,6	-2.085,4	-4.765,9	-11.643,0	25.619,0	-8.966,6	16.652,3	30.384,9	-49,4	17.695,8	2.434,6

Fuente: Elaboración propia en base al modelo de valuación por partes desarrollado

Baja oferta:

AÑO	Producción			PXQ	Inversión	Costos		Amortizaciones	Impuestos	Utilidad Bruta	IIGG	Resultado Netos	EBITDA	Δ NWC	FCF	VP
	CON	NOC	GAS			CF	CV									
Unidad	USD Mmboe	USD Mmboe	Mmbtu	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD
2022	3,79	12,51	4,27	1.267,4	-178,6	74,5	-36,2	-216,38	-311,8	599,0	-209,6	389,3	815,3	-38,3	465	362,8
2023	3,33	14,30	6,80	984,0	-182,1	76,0	-39,9	-167,73	-226,9	443,3	-155,1	288,1	611,0	2,2	271	186,8
2024	2,93	15,58	8,64	1.113,2	-185,8	77,5	-42,8	-158,16	-273,8	530,1	-185,5	344,6	688,3	1,3	316	191,8
2025	2,58	16,76	10,17	1.233,0	-189,5	79,1	-45,6	-159,74	-303,3	613,9	-214,9	399,1	773,7	1,3	368	197,4
2026	2,27	17,76	11,39	1.345,3	-193,3	80,6	-48,1	-158,43	-330,9	695,1	-243,3	451,8	853,6	1,0	416	197,0
2027	2,00	18,55	12,33	1.451,7	-197,1	82,2	-50,4	-155,76	-357,1	773,6	-270,7	502,8	929,3	0,6	461	192,6
2028	1,76	19,18	13,06	1.534,5	-201,1	83,9	-52,3	-153,70	-377,5	833,7	-291,8	541,9	987,4	0,3	494	182,4
2029	1,55	19,68	13,63	1.601,6	-205,1	85,6	-54,1	-152,11	-394,0	881,8	-308,6	573,2	1.034,0	0,1	520	169,5
2030	1,36	20,07	14,06	1.682,1	-209,2	87,3	-55,8	-150,88	-413,8	939,8	-328,9	610,8	1.090,6	-0,1	553	159,0
2031	1,20	20,38	14,40	1.749,7	-213,4	89,0	-57,3	-149,93	-430,4	987,7	-345,7	642,0	1.137,6	-0,2	579	147,0
2032	1,05	20,63	14,66	1.816,4	-217,7	90,8	-58,7	-144,87	-446,8	1.039,2	-363,7	675,4	1.184,0	-0,4	603	135,2
2033	0,93	20,82	14,86	1.877,9	-222,0	92,6	-60,0	-144,30	-462,0	1.082,2	-378,8	703,4	1.226,5	-0,5	626	124,0
2034	0,82	20,98	15,02	1.942,7	-226,5	94,5	-61,4	-143,86	-477,9	1.127,6	-394,7	732,9	1.271,4	-0,5	651	113,8
2035	0,72	21,09	15,14	1.969,8	-231,0	96,4	-62,6	-143,52	-484,6	1.144,5	-400,6	743,9	1.288,0	-0,6	657	101,4
2036	0,63	21,19	15,23	1.998,5	-235,6	98,3	-63,9	-143,26	-491,6	1.162,3	-406,8	755,5	1.305,6	-0,7	664	90,4
2037	0,56	21,26	15,30	2.054,6	-240,3	100,3	-65,2	-143,06	-505,4	1.200,8	-420,3	780,6	1.343,9	-0,7	684	82,3
2038	0,49	21,32	15,36	2.079,8	-245,1	102,3	-66,5	-142,90	-511,6	1.215,9	-425,6	790,4	1.358,8	-0,7	689	73,1
2039	0,43	21,37	15,40	2.103,5	-250,0	104,3	-67,8	-142,78	-517,5	1.229,8	-430,4	799,3	1.372,5	-0,8	693	65,0
2040	0,38	21,40	15,44	2.153,1	-255,0	106,4	-69,1	-142,69	-529,7	1.263,1	-442,1	821,0	1.405,8	-0,8	709	58,7
2041	0,33	21,43	15,46	2.151,2	-260,1	108,5	-70,4	-142,61	-529,2	1.257,4	-440,1	817,3	1.400,0	-0,8	701	51,2
2042	0,29	21,45	15,48	2.163,2	-265,3	110,7	-71,7	-142,56	-532,1	1.262,1	-441,7	820,4	1.404,7	-0,8	698	45,1
2043	0,26	21,47	15,50	2.210,7	-270,6	112,9	-73,1	-142,52	-543,8	1.293,5	-452,7	840,8	1.436,0	-0,8	713	40,6
2044	0,23	21,48	15,51	2.252,4	-276,1	115,2	-74,5	-142,48	-554,1	1.320,4	-462,1	858,3	1.462,9	-0,9	726	36,5
2045	0,20	21,49	15,52	2.270,3	-281,6	117,5	-75,9	-142,46	-558,5	1.329,3	-465,3	864,1	1.471,8	-0,9	726	32,2
2046	0,18	21,50	15,53	2.305,5	-287,2	119,8	-77,4	-142,44	-567,2	1.351,1	-472,9	878,2	1.493,6	-0,9	734	28,8
2047	0,16	21,51	15,53	2.322,5	-292,9	122,2	-78,9	-142,42	-571,3	1.359,1	-475,7	883,4	1.501,5	-0,9	734	25,4
2048	0,14	21,51	15,54	2.323,5	-298,8	124,7	-80,4	-142,41	-571,6	1.355,0	-474,2	880,7	1.497,4	-0,9	725	22,2
2049	0,12	21,51	15,54	2.344,7	-304,8	127,1	-82,0	-142,40	-576,8	1.365,9	-478,1	887,8	1.508,3	-0,9	726	19,6
2050	0,11	21,52	15,54	2.357,0	-310,9	129,7	-83,6	-142,39	-579,8	1.370,0	-479,5	890,5	1.512,4	-0,9	723	17,2
2051	0,09	21,52	15,54	2.356,0	-317,1	132,3	-85,2	-142,38	-579,6	1.364,0	-477,4	886,6	1.506,4	-1,0	713	15,0
2052	0,00	21,52	15,54	2.347,0	0,0	134,9	-86,5	-142,38	-577,4	1.675,7	-586,5	1.089,2	1.818,1	-1,3	1.233	22,9
2053	0,00	21,52	15,54	2.347,0	0,0	137,6	-88,3	-142,38	-577,4	1.676,6	-586,8	1.089,8	1.819,0	-1,0	4.705	77,1
Total	30,9	644,2	446,9	61.709,6	-7.243,8	3.294,6	-2.085,4	-4.765,9	-15.165,4	35.743,6	-12.510,3	23.233,3	40.509,5	-49,4	24.276,8	3.263,8

Fuente: Elaboración propia en base al modelo de valuación por partes desarrollado