



Universidad de
San Andrés

Universidad de San Andrés

Escuela de Administración y Negocios

Magister en Finanzas

Valuación: Compañía General de Combustibles S.A.

Autor: Ricardo Perez Brisco

DNI: 31.686.550

Mentor de Trabajo Final de Graduación: Javier Epstein

Ciudad Autónoma de Buenos Aires – mayo de 2023

Índice

Índice.....	1
Glosario.....	3
Resumen Ejecutivo.....	8
1 Descripción del Negocio	9
1.1 Cuenca Austral	11
1.2 Cuenca del Golfo San Jorge	12
1.3 Cuenca Cuyana y Cuenca Neuquina.....	13
1.4 Cuenca del Noroeste.....	14
1.5 Otras unidades de negocio.....	16
1.5.1 Transportadora de Gas del Norte S.A. (TGN).....	17
1.5.2 Gasoducto GasAndes Argentina S.A. & Gasoducto GasAndes Chile S.A.....	18
1.5.3 Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (TGM).....	18
1.6 Reseña Histórica	19
1.7 Producción.....	21
1.8 Reservas.....	22
1.9 Clientes	23
1.10 Inversiones de Capital.....	25
2 Análisis de la Industria en el mundo.....	26
2.1 Consumo	27
2.2 Producción.....	32
2.3 Reservas mundiales	34
2.4 Precio	36
3 Análisis de la Industria Argentina	38
3.1 Producción.....	41
3.2 Reservas.....	44
3.3 Precios	46
4 Análisis Financiero	50
4.1 Ratios de rentabilidad.....	50
4.2 Ratios Crediticios	54
4.2.1 Estructura de capital, apalancamiento y cobertura de intereses.....	54

4.2.2	Ratios de liquidez	57
4.2.3	Stock de deuda financiera y calificación crediticia	58
4.3	Ratios Operativos	61
4.3.1	Análisis comparativo	66
5	Valuación por Net Asset Value (NAV)	68
5.1	Reservas	69
5.2	Plazo	72
5.3	Producción	74
5.4	CAPEX	76
5.5	OPEX	78
5.6	Precios	79
5.7	Impuestos	82
5.8	Costos de abandono	83
5.9	Tasa de descuento	83
5.9.1	Costo del capital propio	84
5.9.2	Costo de la deuda	87
5.9.3	WACC	88
5.10	Resultados del NAV	88
6	Valuación por empresas comparables	89
7	Conclusiones	94
8	Bibliografía	95
8.1	Académica	95
8.2	Informes y reportes	95
9	Anexos	99
9.1	Escenarios de Precios	99
9.2	Flujos de Fondos Escenario Base	100
9.3	Flujos de Fondos Escenario Pesimista	101
9.4	Flujos de Fondos Escenario Optimista	102
9.5	Regresiones para cálculo del Beta de comparables	103

Glosario

API: es una medida de densidad que, en comparación con el agua a temperaturas iguales, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo. Se expresa en términos de gravedad y deriva del American Petroleum Institute.

bbbl: Abreviatura de barril de petróleo, unidad de medida universal correspondiente a 0,16 metros cúbicos, 159 litros o 42 galones estadounidenses.

boe: Barrel of Oil Equivalent, por sus siglas en inglés. Término utilizado para resumir la cantidad de energía que es equivalente a la energía liberada durante la quema de un barril de petróleo. En la industria petrolera es la unidad que suele utilizarse para convertir distintos fluidos en una unidad homogénea.

bp: Basis point, por sus siglas en inglés. Es la centésima parte de un punto porcentual, de modo tal que $1 \text{ bp} = 0,01\%$.

Brent: Petróleo ligero de alta calidad que se extrae del yacimiento británico de Brent, en el mar del norte, y cuyo precio se toma en Europa como referencia para el precio de los crudos.

BTU: British Thermal Unit, por sus siglas en inglés. Unidad de medida que indica qué cantidad de energía se necesita para incrementar en un grado Fahrenheit la temperatura que registra una libra de agua. Equivale a 1.055 julios y es la unidad de medida generalmente utilizada para referirse al precio del gas.

GAGR: Compounded Annual Growth Rate, por sus siglas en inglés. Tasa de crecimiento anual compuesto.

CAPM: Capital Asset Pricing Model, por sus siglas en inglés. Modelo para estimar el rendimiento requerido de un activo financiero.

CAPEX: Capital Expenditures, por sus siglas en inglés. Corresponde a las inversiones de capital necesarias para la generación de flujos futuros de fondos.

Capitalización de mercado: Medida económica del capital de una empresa que se calcula como el precio por acción en un momento del tiempo multiplicado por el número de acciones en circulación.

CEI: siglas de Comunidad de Estados Independientes. Organización supranacional compuesta por nueve de las quince antiguas repúblicas de la Unión Soviética: Armenia, Azerbaiyán, Bielorrusia, Kazajistán, Kirguistán, Moldavia, Rusia, Tayikistán, Turkmenistán y Uzbekistán.

Commodity: Material tangible que se puede comerciar, comprar o vender. En el presente documento se refiere al petróleo y gas.

d y /d: sigla utilizada en el documento para hacer referencia a la variable día, expresándose como denominador de la métrica que se quiere exponer.

Downstream: Término que se usa para abarcar a todas las actividades y operaciones en la industria del petróleo que tienen lugar después de su extracción.

EBITDA: Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization, por sus siglas en inglés. Se refiere a los beneficios antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones;

es un indicador financiero del beneficio bruto de explotación calculado antes de deducir los gastos financieros.

EBITDAX: Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization and Exploration Expenses, por sus siglas en inglés. Se refiere a los beneficios antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones y gastos de exploración. Es un indicador financiero específico de la industria del petróleo y gas.

EIA: Energy Information Administration, por sus siglas en inglés. Instituto independiente de estadísticas y análisis de Energía.

EMBI: Emerging Markets Bonds Index, por sus siglas en inglés. Indicador de riesgo país elaborado por JP Morgan Chase.

Enterprise Value (EV): Denominación para Valor de la compañía. Se obtiene a partir de la suma del capital accionario a precios de mercado y la deuda de largo plazo.

E&P: Exploration and Production, por sus siglas en inglés, abreviatura de Exploración y Producción.

Exajulio: Unidad de medida equivalente a un trillón de julios. Esta es una unidad derivada del sistema internacional utilizada para medir energía, trabajo y calor. Es la métrica generalmente utilizada para expresar distintos tipos de energía en una sola unidad equivalente.

Fracking: Proceso que implica la inyección de agua, arena y aditivos químicos a alta presión en la roca reservorio con el fin de formar una porosidad y permeabilidad artificial para que los hidrocarburos fluyan por el pozo hacia la superficie.

GLP: Siglas de Gas Licuado del Petróleo. Es la mezcla de gases licuados presentes en el gas natural o disueltos en el petróleo.

G&A: General and Administrative, por sus siglas en inglés. Gastos administrativos que no se vinculan de forma directa con la producción.

IFRS: International Financial Reporting Standards, por sus siglas en inglés. Corresponde a los estándares técnicos internacionales para el desarrollo de la actividad contable.

Lifting cost: métrica del costo de producción que consiste en dividir el OPEX por la producción.

m y mm: Letra utilizada para abreviar términos numéricos. La letra “m” denota mil, mientras “mm” 1 millón.

Midstream: Término para abarcar todas las tareas que incluyen el transporte de los hidrocarburos hacia las refinerías o hacia los puertos para su exportación.

m3: Unidad métrica de volumen utilizada comúnmente para expresar concentraciones de un producto químico en un volumen de aire. Es una de las unidades comúnmente utilizadas para medir volúmenes en la industria petrolera.

No convencional: Término utilizado para los métodos de extracción cuando la formación geológica o roca presenta volúmenes de hidrocarburos aislados entre sí o muy poco comunicado.

OPEP: siglas de Organización de Países Exportadores de Petróleo.

OPEX: Operational Expenditures, por sus siglas en ingles. Corresponde a los gastos de operación o de funcionamiento. En la industria petrolera abarca todos los costos operativos necesario para producir.

PIB: Siglas de Producto Bruto Interno. Magnitud macroeconómica que expresa el valor monetario de la producción de bienes y servicios de demanda final de un país o región durante un período determinado.

PRMS: Petroleum Resources Management System, por sus siglas en inglés. Sistema de gerencia de los recursos del petróleo que proporciona principios fundamentales para la evaluación y clasificación de los recursos y reservas.

Recurso: Cantidades de petróleo presentes naturalmente dentro de la corteza terrestre, tanto descubiertas como no descubiertas (sean recuperables o no recuperables), más aquellas cantidades ya producidas. Además, incluye todos los tipos de petróleo ya sean actualmente considerados como recursos convencionales o no convencionales.

Reserva: Cantidades de petróleo anticipadas a ser comercialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, en acumulaciones conocidas, a partir de una fecha dada en adelante bajo condiciones definidas. Las Reservas deben satisfacer cuatro criterios: descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes.

Reserva Posible: Referenciadas como P3, son reservas adicionales que el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Probables. Las cantidades totales finalmente para recuperar del proyecto tienen una baja probabilidad de superar la suma de Reservas Probadas más Reservas Probables más Reservas Posibles (3P). Cuando se utilizan los métodos probabilísticos, debería existir una probabilidad de por lo menos 10% de que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P.

Reserva Probable: Referenciadas como P2, son reservas adicionales en las cuales el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indican que son menos probables de ser recuperadas que las Reservas Probadas, pero más seguro de recuperarse que las Reservas Posibles. Es igualmente probable, que las cantidades remanentes reales a recuperar serán mayores o menores que la suma de las Reservas Probadas más las Reservas Probables estimadas (2P). En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticos, debería existir una probabilidad de por lo menos 50% de que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación 2P.

Reserva Probada: Referenciadas como P1, son aquellas cantidades de petróleo, que mediante el análisis de datos de geociencias y de ingeniería, pueden ser estimadas con certeza razonable, para ser comercialmente recuperadas de yacimientos conocidos y bajo condiciones técnicas y comerciales definidas. Si se usan métodos probabilísticos, debería existir una probabilidad de por lo menos 90% de que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán las estimaciones.

Reserva Probada Desarrollada: Referenciadas como PDP por sus siglas en inglés. Son cantidades de reservas probadas esperadas a recuperar a partir de pozos e instalaciones de producción y tratamiento existentes. Se consideran desarrolladas solo después de que se haya

instalado el equipo necesario, o cuando los costos para hacerlo son relativamente menores en comparación con el costo de un pozo nuevo.

Reserva Probada no Desarrollada: Referenciadas como PUD por sus siglas en inglés. Son reservas probadas que se espera sean recuperadas a través de inversiones futuras significativas. Las reservas no desarrolladas deben producirse o bien a partir de pozos nuevos en áreas no perforadas en acumulaciones conocidas; desde la profundización de pozos existentes a un yacimiento diferente; o donde se requiere un gasto relativamente mayor para volver a completar un pozo existente o instalar instalaciones de producción y tratamiento o transporte para proyectos de recuperación primaria o mejorada.

Reservas 2P: Corresponde a la sumatoria de reservas P1 y P2.

Reservas 3P: Corresponde a la sumatoria de reservas P1, P2 y P3.

Rig: Término que en la industria petrolera se refiere a equipo de perforación.

ROA: Return on Assets, por sus siglas en inglés. Medida que relaciona la rentabilidad de una empresa en relación con sus activos. Se realiza mediante la división de los beneficios o pérdidas operativas, por el valor contable de los activos en un determinado periodo de tiempo.

ROE: Return on Equity, por sus siglas en inglés. Medida que indica el rendimiento del capital invertido por los accionistas. Se calcula mediante la división del beneficio neto, por el valor contable del capital propio.

RPR: Reserves Production Relationship, por sus siglas en inglés. Indicador que muestra la relación entre la producción anual y el stock de reservas, y resulta en la cantidad de años restantes de consumo al ritmo de producción actual.

RRR: Reserves Replacement Ratio, por sus siglas en inglés. Indicador que relaciona la evolución de las reservas de un año a otro e indica su grado de reposición.

Shale: Roca sedimentaria de distintos sedimentos comprimida en grano fino. Tanto petróleo como gas puede encontrarse atrapado en la misma.

Sísmica 3D: Método geofísico que consiste en obtener imágenes tridimensionales de zonas superficiales de la corteza terrestre para construir su perfil geológico. Es el método y tecnología utilizada para localizar rocas porosas que almacenen hidrocarburos.

SPE: Society of Petroleum Engineers, por sus siglas en inglés. Organización profesional sin fines de lucro enfocada en recopilar, difundir e intercambiar conocimientos técnicos de exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas.

Tight: Formaciones de arenas masivas productoras de hidrocarburos de muy baja permeabilidad, cuyo desarrollo requiere mayor esfuerzo intelectual y técnico.

Upstream: Término que abarca todo el proceso desde la evaluación geológica de las reservas de petróleo, la extracción de estas y su entrega final. Incluye todas etapas del proceso, hasta el traslado del hidrocarburo a la refinería.

USD: Dólares estadounidenses. Moneda de curso legal de los Estados Unidos y de otros países y dependencias.

UTE: Abreviatura de Unión Transitoria de Empresas. Tipo legal que corresponde al sistema por el cual 2 o más empresas se unen para realizar un trabajo o prestar un servicio y se disuelve una vez finalizado o cumplido su objetivo.

WACC: Weighted Average Cost of Capital, por sus siglas en inglés. Tasa de descuento ampliamente utilizada para valuación de empresas o proyectos de inversión. Indica el costo promedio de capital.

WTI: West Texas Intermediate, por sus siglas en inglés. Petróleo producido en Texas y sur de Oklahoma que es utilizado como punto de referencia en la fijación de precios.



Universidad de
SanAndrés

Resumen Ejecutivo

Este trabajo tiene como finalidad estimar el valor de mercado de la empresa Compañía General de Combustibles S.A., (en adelante “CGC”), mediante metodologías de valuación al 31 de diciembre de 2021.

CGC es una empresa de capital cerrado e independiente que opera en la República Argentina y cuyo objetivo es la exploración y producción de hidrocarburos. Sus operaciones y activos están distribuidos en las 5 cuencas sedimentarias, mayoritariamente concentradas en la cuenca Austral y la cuenca del Golfo de San Jorge.

Para el desarrollo del presente trabajo, se hará una introducción a la industria explicando las características del commodity y su implicancia e impacto en la economía. Se dará una explicación de la industria a nivel global, la oferta, demanda, el consumo; con apertura de distintas regiones y la evolución de los últimos años. Mismo análisis de realizará para el ámbito de la región argentina, donde se repetirán los tópicos, pero a nivel local y se detallarán las particularidades presentes en este mercado.

Del mismo modo, se dará una introducción de la empresa, explicando su estructura, historia, operaciones y posición en la industria de oil & gas del país. Se obtendrá información financiera y operativa de los últimos años para analizar sus métricas principales como ser producción, ingresos, costos y financiamiento, entre otros. Con todos los elementos desarrollados, se efectuará la valuación mediante NAV, incorporando toda la información recabada y bajo 3 escenarios: base, pesimista y optimista, teniendo en cuenta las proyecciones futuras de entidades como el EIA. Adicionalmente se efectuará otra valuación mediante múltiplos con empresas comparables.

El resultado del NAV, incorporando todas las variables y premisas, dio un EV de USD 1.078 millones y un valor teórico de capital accionario de USD 741 millones y la valuación complementaria mediante múltiplos arrojó un rango de entre USD 0,8 mil millones y USD 1,2 mil millones. El NAV tiene un sesgo conservador al no considerar muchos upsides habituales de la industria, por lo que los resultados obtenidos serían razonables. Por otro lado, al ser CGC una empresa de capital cerrado, no puede determinarse si la compañía se encuentra sub o sobrevalorada en el mercado, pero realizar la valuación mediante 2 métodos distintos y con múltiplos diversos permitió apreciar los otros enfoques y sus rangos de utilidad para complementar el NAV, lo que permite demostrar la utilidad de los métodos de valuación.

Como dato a mencionar, la valuación por NAV está sujeta a incertidumbres propias de las premisas futuras a considerar sumadas a la volatilidad presente en la industria, todos los datos utilizados en el modelo fueron tomados y estimados considerando tanto la industria en la que opera, como la estrategia de la compañía. Las empresas comparables fueron seleccionadas intentando buscar parámetros similares de operación y los múltiplos utilizados fueron determinados en métricas propias de la industria para lograr el resultado más apropiado.

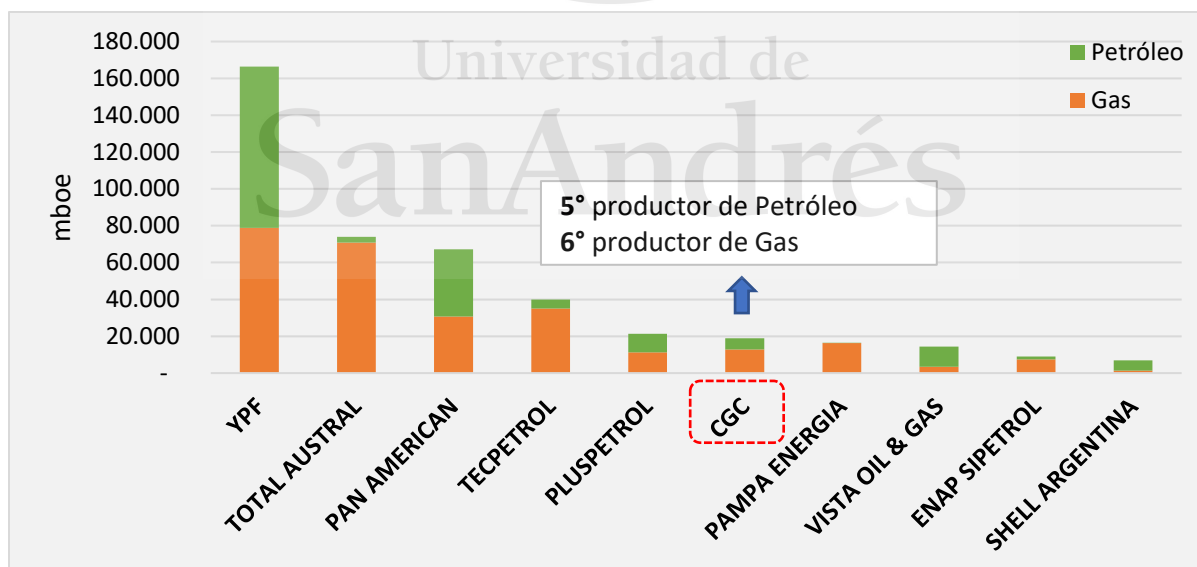
1 Descripción del Negocio

CGC es una compañía argentina dedicada a la exploración, explotación, desarrollo y producción de hidrocarburos, principalmente de petróleo y gas y en menor medida GLP. La empresa fue constituida el 15 de octubre de 1920. Latin Exploration S.L.U. es titular del 70% del capital social y votos y Sociedad Comercial del Plata S.A. es titular del 30% restante.

Cuenta con una importante cartera de áreas de exploración o producción en diversas cuencas de Argentina, estando su producción actual ubicada principalmente en la provincia de Santa Cruz, en la parte sur del país. Las áreas en Argentina cubren un total de 7,9 millones de acres brutos y 6,8 millones de acres netos. Desarrolla sus actividades en un total de 31 concesiones distribuidas en 5 cuencas: Austral continental y el Golfo de San Jorge, localizadas en la provincia de Santa Cruz y con una superficie de 30.230 Km²; cuenca Cuyana y Neuquina, localizadas en la provincia de Mendoza con una superficie de 1.789 Km²; y cuenca Noroeste, localizada esta última en la provincia de Salta. Las actividades de producción, exploración y desarrollo son llevadas a cabo mediante concesiones de explotación y permisos de exploración otorgados por el Estado Nacional y los gobiernos provinciales de Argentina. CGC lleva a cabo estas actividades por sí misma o a través de contratos de UTEs.

En el mercado argentino, en términos de producción, la compañía está ubicada como el quinto productor de petróleo y el sexto de gas.

Gráfico N° 1: Producción anual de petróleo y gas de las principales compañías en Argentina.



Fuente: Elaboración propia con datos publicados por la Secretaría de Energía de la Nación.

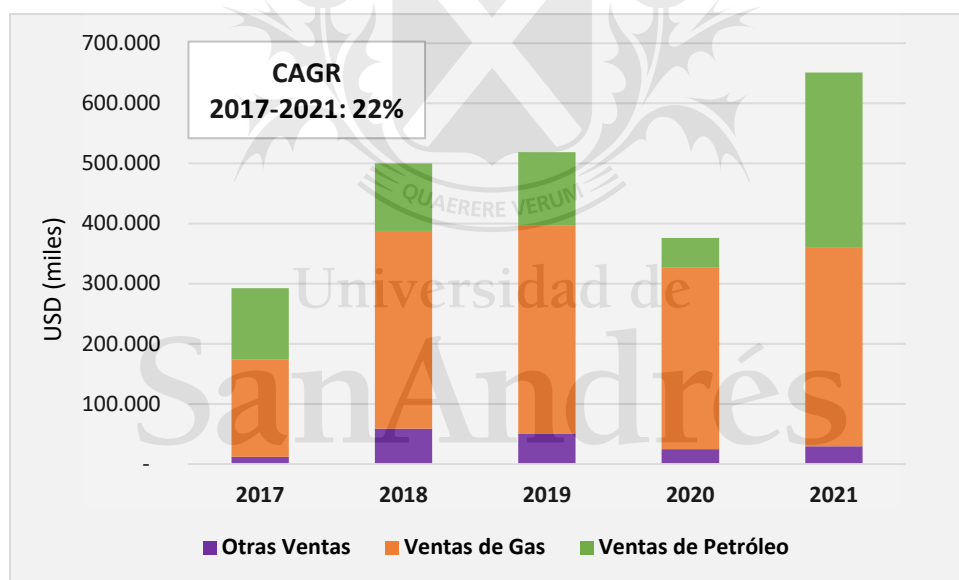
La Compañía obtiene la mayoría de sus ingresos principalmente de las ventas de petróleo, gas y en menor medida GLP. La Compañía también reconoce ingresos de los subsidios o incentivos del Estado Nacional bajo programas de estímulo, como el programa Plan Gas, y el Programa de

Estímulo a la Producción No Convencional. Este tema será profundizado en otra sección del documento.

Durante el último año, en 2021, las ventas totales ascendieron a USD 651 millones, correspondiendo las mismas a USD 291 millones de petróleo, USD 300 millones de gas y USD 30 millones de otros ingresos provenientes de GLP, servicios prestados y ventas menores. En el gráfico N° 2 se expone la evolución de las ventas de los últimos 5 años y su CAGR. Allí se puede observar que los ingresos aumentaron de USD 292 millones en 2017 a USD 651 millones en 2021, representando un CAGR de 22%.

Siguiendo con la lectura del gráfico, a excepción del año 2020, las ventas tuvieron una tendencia creciente fruto principalmente al aumento de producción y la caída en 2020 se debe al impacto de la pandemia de COVID-19 que contrajo la demanda por las restricciones a la movilidad. Luego, en 2021, las ventas crecen significativamente debido al levantamiento paulatino de las restricciones, pero sobre todo por la incorporación de los activos de Sinopec que, si bien se dio a mediados de ese año, aportó un incremento significativo de petróleo.

Gráfico N° 2: Evolución de las ventas y CAGR para el período 2017-2021.

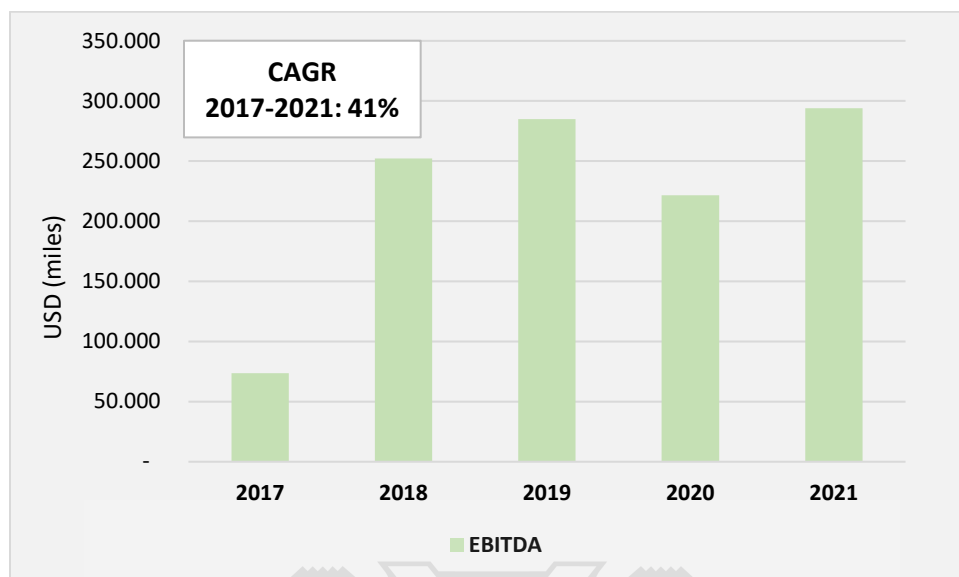


Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de los estados contables publicados de la compañía.

En términos de EBITDA, el mismo cerró el año 2021 en USD 294 millones. Su evolución del último lustro siguió la misma tendencia que las ventas: un incremento sostenido a excepción del año 2020.

Tomando de inicio el año 2017 cuando el EBITDA fue de USD 74 millones, el CAGR resultante a 2021 es de un 41%. Aquí la tasa de crecimiento superó a las ventas, lo que refleja que los costos se incrementaron en menor medida que los ingresos.

Gráfico N° 3: Evolución del EBITDA y el CAGR para el período 2017-2021.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de los estados contables publicados de la compañía.

1.1 Cuenca Austral

La Cuenca Austral está ubicada en el extremo sur de América del Sur y cubre parte de las provincias argentinas de Santa Cruz y Tierra del Fuego, el estrecho de Magallanes y la región sudoeste de Chile. La Cuenca Austral está compuesta de alrededor de 230.000 km², 85 % de los cuales se encuentran en la Argentina.

Las actividades de CGC de producción y desarrollo en la Cuenca Austral se llevan a cabo en 26 concesiones de explotación y 3 permisos de exploración que vencen entre 2026 y 2058 y representan el 89% de la producción total de gas y el 19% de la producción de total de petróleo. En enero de 2018, se extendió el plazo de la concesión de producción de hidrocarburos no convencionales en Campo Indio Este-El Cerrito, por un período adicional de 35 años, representando estas concesiones el 41% de la producción total en el año 2021.

La producción de petróleo es usualmente transportada por oleoductos o camiones desde las instalaciones de Punta Loyola, donde luego es transportado en tanques de petróleo a las refinerías. La producción de gas es usualmente inyectada a los gasoductos troncales San Martín y SM – El Calafate. A su vez, en el año 2020, la empresa inauguró el sistema de almacenamiento subterráneo de gas natural “Sur Río Chico”, la segunda de las instalaciones de estas características en Argentina, que le permite inyectar aproximadamente 1.000 Mm³/d de gas natural durante la temporada de verano y extraer aproximadamente 2.000 Mm³/d durante la temporada de invierno.

Ilustración N° 1: Mapa de concesiones de la compañía en la cuenca Austral.



Fuente: Imagen obtenida del portal de la Cía. <https://cgc.energy/esp/upstream/>

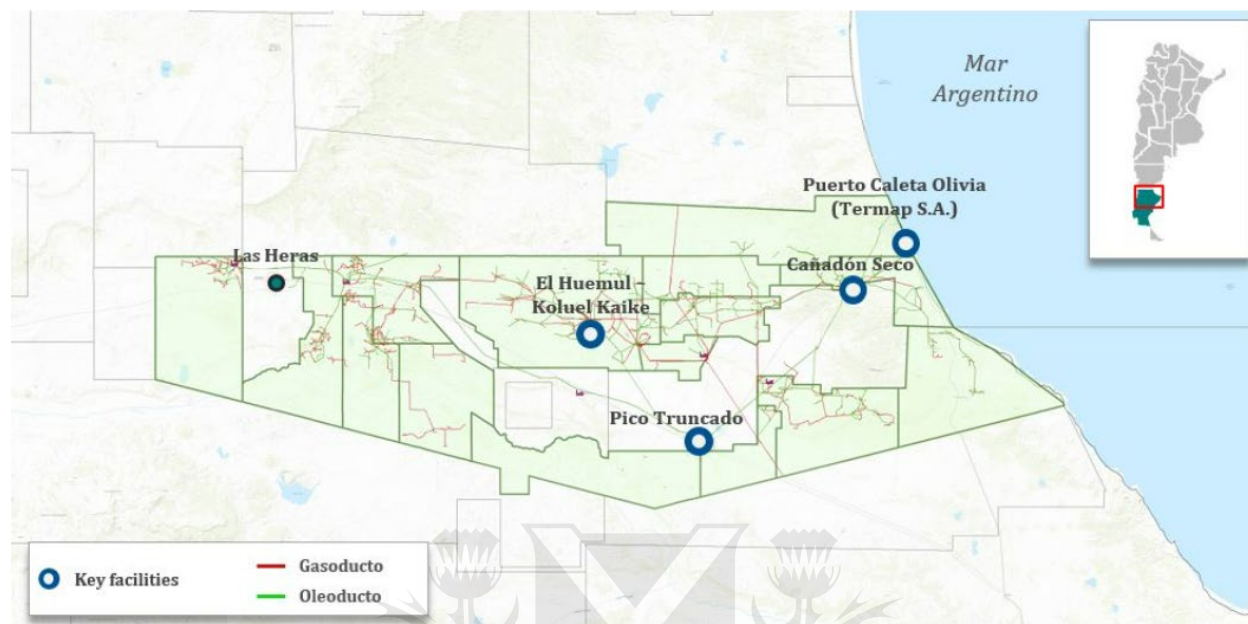
1.2 Cuenca del Golfo San Jorge

La cuenca del Golfo San Jorge se encuentra ubicada en América del Sur y cubre la zona norte de la Provincia de Santa Cruz y la zona sur de la Provincia de Chubut. Tiene una superficie de aproximadamente 70.022 km², el 100% de la cual se encuentra ubicada en Argentina.

Las operaciones de esta cuenca provienen de la adquisición de Sinopec Argentina Exploration and Production, (en adelante "Sinopec"), hecha en junio de 2021. se generan el 68% de la producción total de petróleo y el 6% del gas. Contrariamente a la cuenca Austral, su producción es principalmente petrolera. En el último año la empresa celebró un contrato de prórroga por 10 años más con la provincia de Santa Cruz. En esta cuenca se tienen participaciones directas en 15 áreas y se opera en aproximadamente 15 yacimientos de petróleo y gas cuyas concesiones vencen entre 2035 y 2037.

Según lo informado por la empresa en su portal web corporativo, el plan estratégico de esta área consiste en la inversión en perforación, terminación y reparación de pozos de desarrollo y exploratorios y a su vez, expandir los desarrollos de recuperación secundaria, así como también iniciar pilotos de recuperación terciaria.

Ilustración N° 2: Mapa de concesiones de la compañía en la cuenca de Golfo de San Jorge.

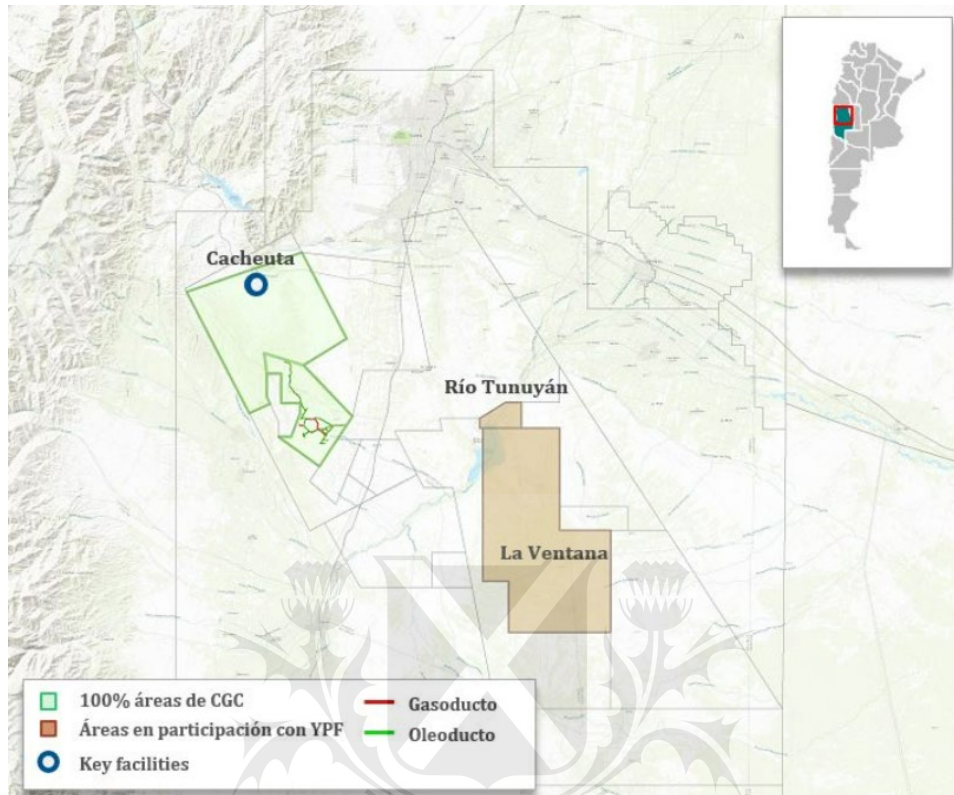


Fuente: Imagen obtenida del portal de la Cía. <https://cgc.energy/esp/upstream/>

1.3 Cuenca Cuyana y Cuenca Neuquina

La empresa tiene operaciones en la provincia de Mendoza tanto en la cuenca Cuyana como en la Neuquina. Respecto a la primera y con una superficie de 1.022 Km², la compañía es titular operadora en 2 concesiones y participa en otras 3 mediante UTEs. Respecto a la segunda, posee una participación del 25% en una operación conjunta operada por Roch S.A. En estas cuencas se produce el 13% del total del petróleo y el 1% del gas. Estas áreas no tuvieron inversiones significativas en los últimos años y de acuerdo con lo expresado por la empresa en su portal corporativo, el objetivo es expandir los desarrollos de recuperación secundaria y proyectos piloto de terciaria.

Ilustración N° 3: Mapa de concesiones de la compañía en la cuenca Cuyana.



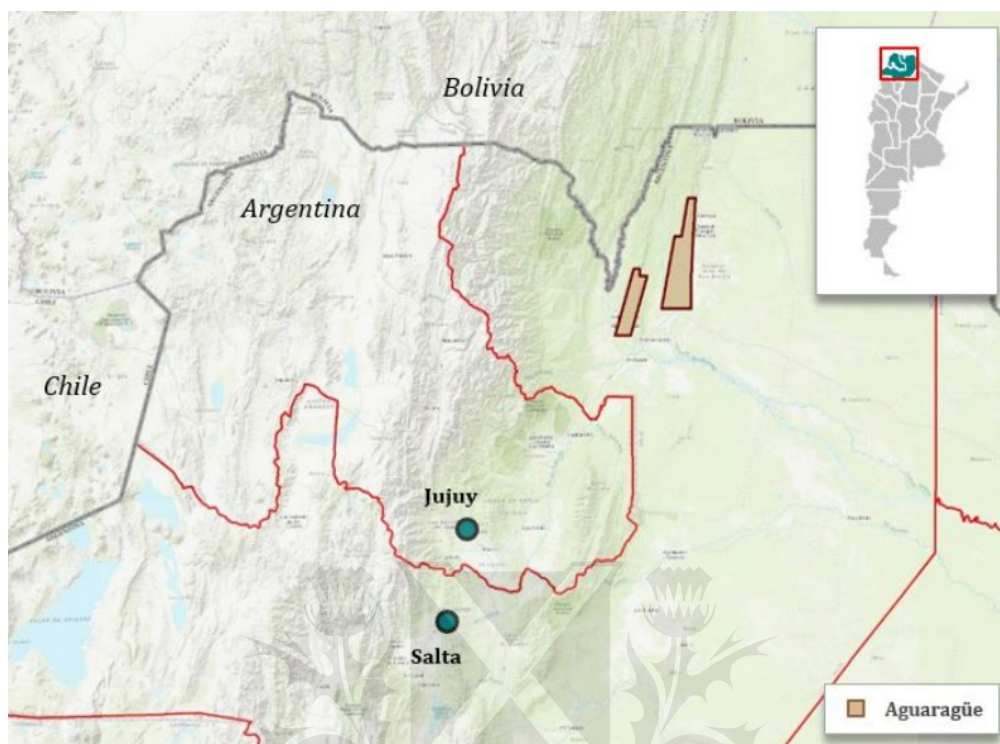
Fuente: Imagen obtenida del portal de la Cía. <https://cgc.energy/esp/upstream/>

1.4 Cuenca del Noroeste

La empresa tiene una participación del 5% en la provincia de Salta en el área Aguaragüe, sobre una operación conjunta con YPF, Petrobras Argentina, Ledesma S. A. y Tecpetrol S. A., siendo este último el operador del bloque. La extensión total del área es de 4.031 km² y hasta la fecha se han obtenido datos de sísmica 3D para un 7 % de su superficie. La concesión tiene vigencia hasta 2027 y actualmente produce el 1% del gas total.

La infraestructura en esta área incluye plantas de tratamiento de petróleo y gas natural, sistemas de recolección, baterías para la recolección de fluidos en cada yacimiento, gasoductos de interconexión para transportar la producción para su tratamiento, e instalaciones de almacenamiento y entrega ubicadas en la cuenca Noroeste.

Ilustración N° 4: Mapa de concesiones de la compañía en la cuenca Noroeste.



Fuente: Imagen obtenida del portal de la Cía. <https://cgc.energy/esp/upstream/>

Tabla N° 1: Cuencas y unidades de negocios de la compañía, con sus participaciones en producción de petróleo y gas.

Cuenca	Provincia	Unidad de Negocio	Número de Concesiones	Producción petróleo %	Producción gas %
Austral	Santa Cruz	Austral	12	18%	93%
Noroeste	Salta	Noroeste	1	1%	1%
Cuyana	Mendoza	Mendoza	4	13%	1%
Neuquina	Mendoza		1		
Golfo de San Jorge	Santa Cruz	Golfo	15	68%	6%

Fuente: Elaboración propia con datos publicados por la Secretaría de Energía de la Nación y estados contables publicados por la compañía.

Fuera de Argentina, la Cía. tiene una participación en el área Campo Onado en la cuenca Oriente, en Venezuela. Las actividades de producción y desarrollo son llevadas a cabo a través de su afiliada, Petronado, de la que es titular de una participación del 26%. Sin embargo, CGC no tiene requisitos de inversiones de capital ni la intención de dedicarse a la actividad de exploración, no ha recibido dividendos ni se le ha requerido que aporte fondos a Petronado desde 2008.

Tabla N° 2: Detalle de concesiones, tipo de actividad, participación y límites de concesión.

Cuenca	Área	Operador	Participación	Límite Concesión	Actividad
Austral	El Cerrito	CGC	100%	2033-2037-2053	Exploración y Explotación
	Dos Hermanos	CGC	100%	2027-2034-2037	
	Campo Boleadoras	CGC	100%	2027-2033-2034	
	Campo Indio	CGC	100%	2028-2053	
	María Inés	CGC	100%	2027-2028	
	Cóndor	CGC	100%	2027	
	La Maggie	CGC	100%	2026-2027	Explotación
	Glencross	CGC	87%	2033	
	Estancia Chiripa	CGC	87%	2033	Exploración
	Tapi Aike	CGC	100%	2022	
	Piedra Buena	CGC	100%	2022	
	Paso Fuhr	CGC	50%	2022	
Noroeste	Aguaragüe	Tecpetrol	5%	2027	Exploración y Explotación
Cuyana	Cacheuta	Sinopec	100%	2025	
	La Ventana	YPF	30%	2027	
	Piedras Coloradas	Sinopec	100%	2026	
	Río Tunuyán	YPF	30%	2026	
Neuquina	Cajón de los Caballos	YPF / Roch	25% / 10%	2025	
Golfo de San Jorge	Bloque 127	Sinopec	100%	2035	
	Cañadón León	Sinopec	100%	2035	
	Cañadón Minerales	Sinopec	100%	2035	
	Cañadón Seco	Sinopec	100%	2036	
	Cerro Overo	Sinopec	100%	2035	
	Cerro Wenceslao	Sinopec	100%	2036	
	El Cordón	Sinopec	100%	2036	
	El Huemul	Sinopec	100%	2037	
	Las Heras	Sinopec	100%	2035	
	Meseta Espinosa	Sinopec	100%	2036	
	Meseta Espinosa Norte	Sinopec	100%	2035	
	Meseta Sirven	Sinopec	100%	2037	
	Piedra Clavada	Sinopec	100%	2035	
	Sur Piedra Clavada	Sinopec	100%	2037	
Tres Picos	Sinopec	100%	2035		

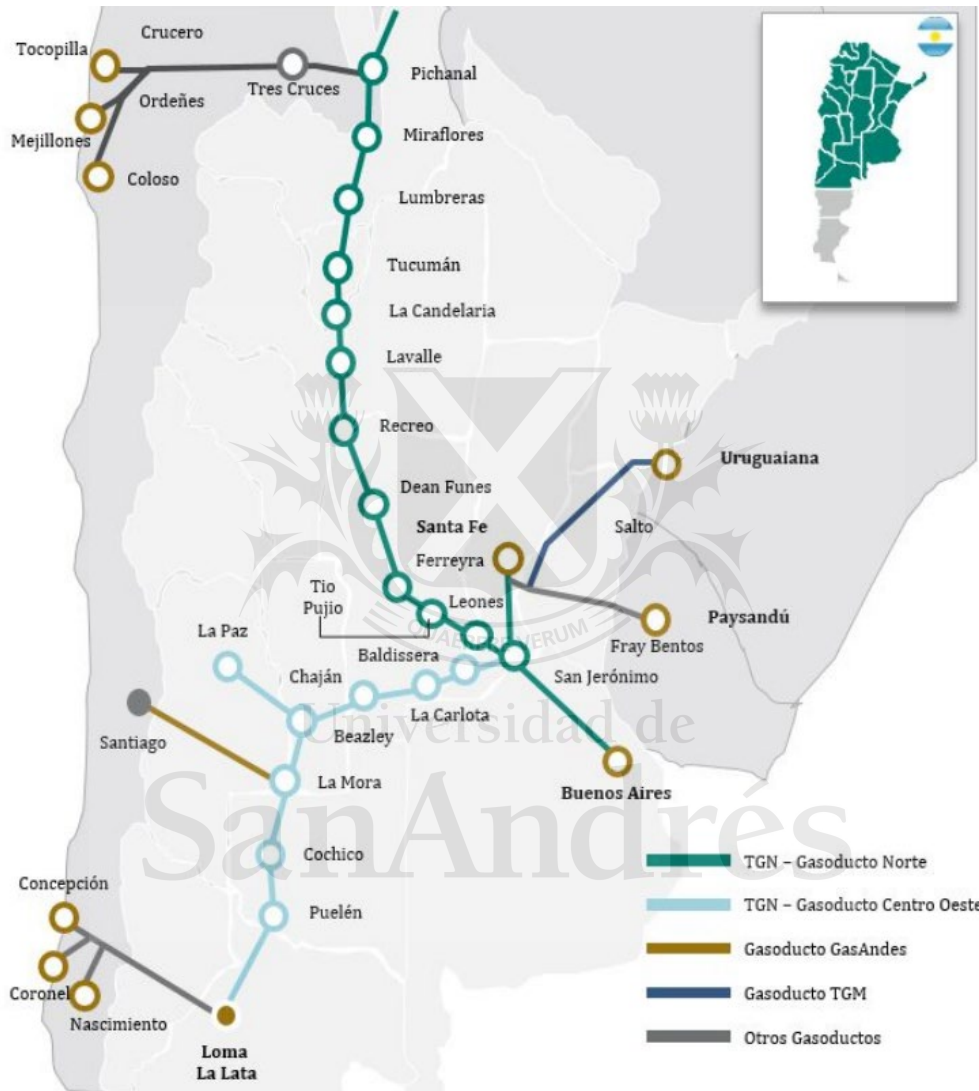
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de los estados contables publicados de la compañía.

1.5 Otras unidades de negocio

Además de su negocio de upstream, CGC cuenta con inversiones en las que tiene el control conjunto y no controlante en una red de gasoductos en el norte y centro de Argentina (negocio de midstream). Los mismos consisten en una participación de 28% en Transportadora de Gas del Norte (TGN); una participación del 39.99% en GasAndes Argentina y en GasAndes Chile, y

una participación del 15,77 % en Transportadora de Gas del Mercosur (TGM). La extensión total de dichos gasoductos es de aproximadamente 7.300 km con una capacidad de entrega de aproximadamente 60 MMm³ /d.

Ilustración N° 5: Mapa de gasoductos del negocio midstream de la compañía.



Fuente: Imagen obtenida del portal de la Cía. <https://cgc.energy/esp/midstream/>

1.5.1 Transportadora de Gas del Norte S.A. (TGN)

CGC es socio cocontrolante en TGN ya que posee una participación indirecta del 28,23% a través de su inversión en Gasinvest S.A., en la que tiene una participación directa del 50%. TGN es una de las dos compañías más importantes de transporte de gas natural que operan en la Argentina, la cual provee gas natural a las regiones del norte y centro de la Argentina. La red de gasoductos está compuesta por el gasoducto norte y el centro oeste, y cuenta con una longitud total de

alrededor de 6.800 km y una capacidad de transporte de alrededor de 60 MMm³/d. La extensión total del gasoducto norte, que nace en Campo Durán (Provincia de Salta) y llega a la Planta San Jerónimo (Provincia de Santa Fé) es de 4.550 km, incluyendo ductos troncales y circuitos derivados, con 12 estaciones de compresión que cuentan con un total de 204.620 hp¹ de capacidad instalada. La capacidad de transporte total del gasoducto norte es de 28.0 MMm³/d. La longitud total del gasoducto centro oeste, que nace en el yacimiento Loma de la Lata (Provincia de Neuquén) y llega también a Planta San Jerónimo es de 2.256 km, incluyendo ramificaciones y circuitos derivados, con ocho estaciones de compresión, que cuentan con un total de 171.000 hp de capacidad de compresión instalada. La capacidad de transporte del ducto centro oeste es de 32,0 MMm³/d. La licencia de operaciones de TGN tiene vigencia hasta diciembre de 2027 y puede extenderse por un periodo de 10 años adicionales, sujeto a revisión y aprobación del gobierno argentino.

1.5.2 Gasoducto GasAndes Argentina S.A. & Gasoducto GasAndes Chile S.A.

De manera directa, CGC cuenta con una participación del 39,99% en GasAndes Argentina y GasAndes Chile. GasAndes Argentina opera la sección argentina del ducto GasAndes, mientras que Gasoducto GasAndes Chile opera la sección chilena del ducto GasAndes. El accionista principal de GasAndes Argentina y GasAndes Chile es Aproveionadora Global de Energía S.A., que mantiene una participación del 47,10% en cada entidad. El 13% restante en cada una de ellas corresponde a AES Gener S.A.

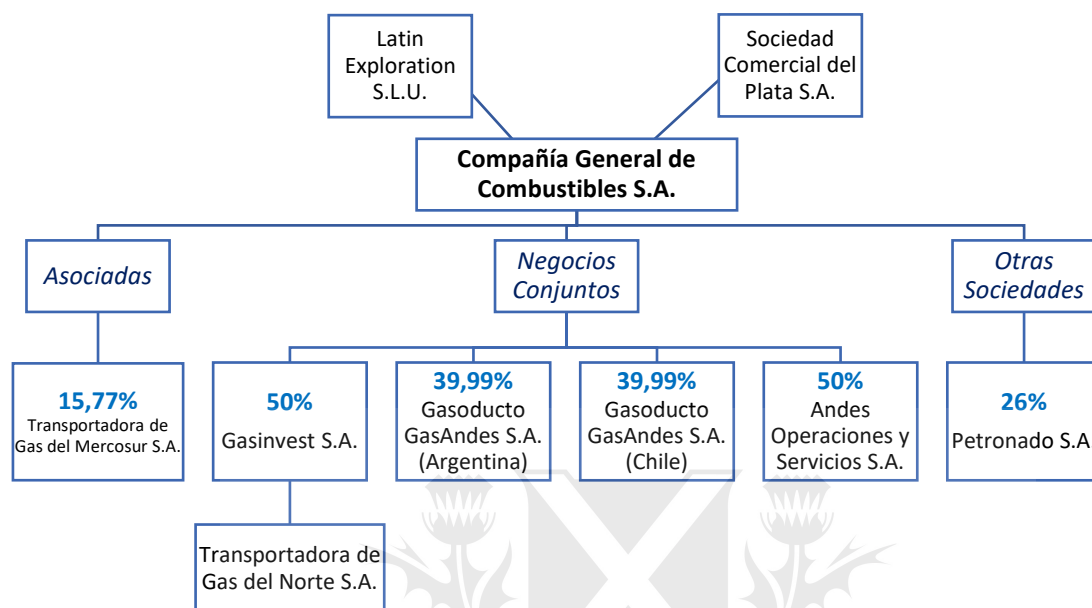
El gasoducto une el bloque de La Mora, en la provincia de Mendoza, Argentina, con la ciudad de Santiago, en Chile, y tiene una longitud de aproximadamente de 533 km y una capacidad de transporte de 10,8 MMm³/d. Al igual que TGN, la licencia de operación de GasAndes Argentina tiene vigencia hasta 2027 y puede extenderse por un periodo de 10 años adicionales, sujeto a la revisión y aprobación del gobierno argentino. La licencia de operación de GasAndes Chile fue otorgada por tiempo indefinido. El sector chileno del gasoducto GasAndes, es operado por Andes Operaciones y Servicios S.A.

1.5.3 Transportadora de Gas del Mercosur S.A. (TGM)

CGC posee una participación directa del 15,78% en TGM, esta opera el gasoducto que transporta gas natural desde Aldea Brasileira, en la provincia de Entre Ríos, Argentina, hasta Uruguayana, en el estado de Río Grande do Sul, Brasil. El gasoducto tiene una longitud de 421 km y una capacidad de transporte de 15 MMm³/d. La licencia de operación de TGM tiene vigencia hasta diciembre de 2027 y puede extenderse por un periodo adicional de 10 años, sujeto a revisión y aprobación por el gobierno argentino.

¹ Horse Power, por sus siglas en inglés. Medida de energía denominada caballos de fuerza.

Ilustración N° 6: Estructura accionaria de la compañía con su participación en negocios conjuntos.



Fuente: elaboración propia con datos obtenidos de los estados contables publicados de la compañía.

1.6 Reseña Histórica

La presencia en Argentina data de 1920, cuando empieza a operar como una empresa de transporte y comercialización de fuel oil y gasoil para estaciones de servicio. En los años '80, adquirió participaciones en áreas de exploración y producción de petróleo y gas en Argentina y centró sus esfuerzos en la exploración y producción de petróleo crudo, gas natural y sus derivados. Durante los '90, si bien se concentraba en el segmento de upstream, CGC adquirió participaciones en empresas de petróleo y gas líderes en Argentina y en los países vecinos.

A fines de los años '90, la compañía era controlada por Sociedad Comercial del Plata S.A. y para modificar su estructura comercial, vendió su segmento de downstream y comenzó a centrarse exclusivamente en el negocio de exploración y producción de petróleo y gas, conservando sus participaciones de midstream. Asimismo, durante esos años, la empresa enfrentó una fuerte crisis financiera, principalmente a causa de los pasivos de su accionista controlante en ese momento, para el que había otorgado una garantía.

En abril de 2013, Southern Cone Foundation, una fundación privada con inversiones en los sectores de aeropuertos, agronegocios, energía, infraestructura, servicios y tecnología en diez países adquirió una participación controlante indirecta en la empresa mediante la adquisición del 70% de las acciones a través de Latin Exploración S.L.U, sociedad holding española, con miras a posicionarla como empresa líder de petróleo y gas de Argentina.

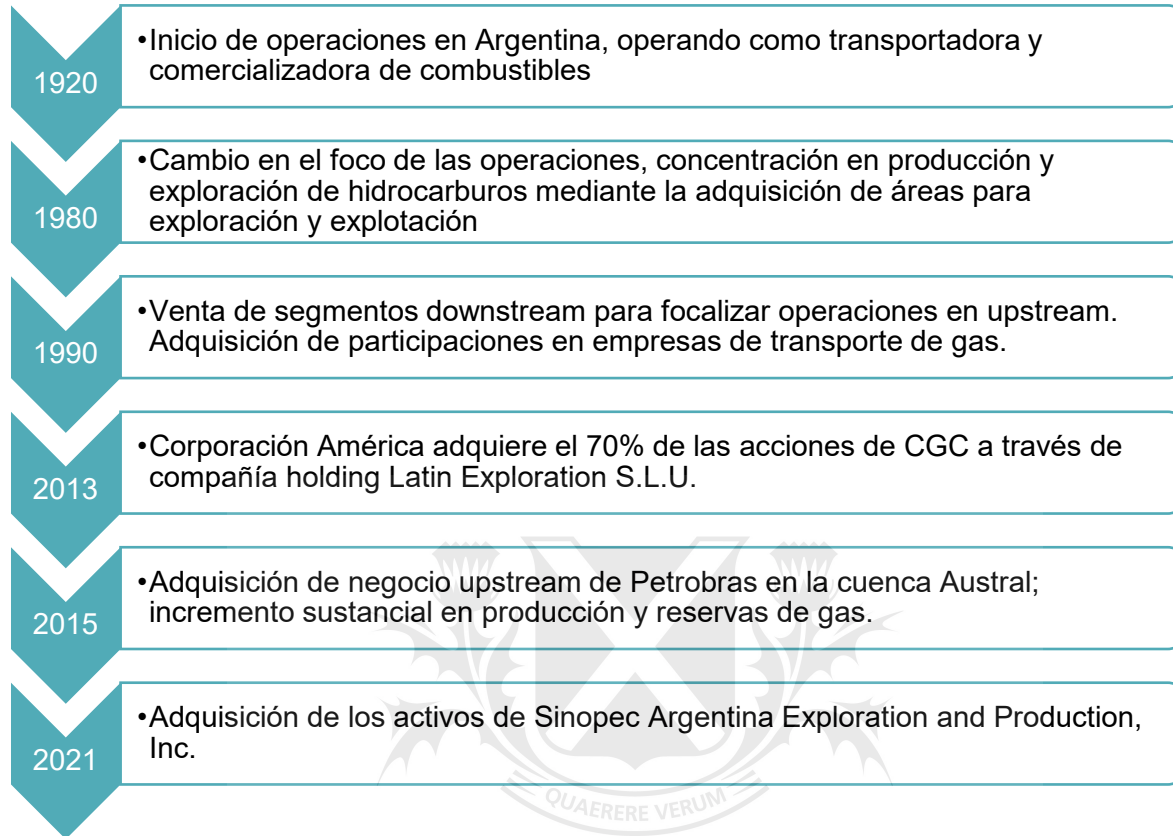
En línea con esta estrategia, en abril de 2015, CGC adquirió el negocio de Petrobras Argentina en la cuenca Austral, incluyendo una participación del 71% y 50% en las áreas Santa Cruz I y Santa Cruz I Oeste, respectivamente, que constituyeron la base de su presencia en la cuenca Austral y aumentaron significativamente el tamaño y la actividad de la empresa.

Durante el 2016, se realizaron importantes inversiones de capital en infraestructura, adquirida previamente a Petrobras Argentina. La compra e inversión en los activos de la Cuenca Austral de Petrobras Argentina permitieron aumentar significativamente la producción de petróleo y gas natural, así como las reservas. El año 2017 fue un año de considerable crecimiento de la actividad, consolidando el programa de desarrollo de las reservas de gas lanzado a fines del año anterior. A partir del éxito de las pruebas piloto para el desarrollo de yacimientos no convencionales sobre el Área “Campo Indio Este-El Cerrito”, se presentó durante el 2017, ante el ex Ministerio de Minería y Energía una solicitud para aplicar al “Programa de Estímulo a las inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales”, el cual fue diseñado para el desarrollo del área Vaca Muerta, en la Cuenca Neuquina.

En enero de 2018 se aprobó la inclusión de CGC en el Programa de Estímulo a la Producción No Convencional, siendo una de las seis compañías que completaron exitosamente el proceso de solicitud y revisión, transformándose así en el único proyecto fuera de Cuenca Neuquina en ser aceptado bajo este programa. En 2018, la producción de gas no convencional aumentó aproximadamente un 175%, en comparación con el año anterior. Continuando con la tendencia creciente, en 2019, la producción de gas no convencional aumentó aproximadamente un 48%, en comparación con dicho período del año anterior. En 2020, la producción de gas no convencional aumentó un 0,5% en comparación con el año anterior.

Con fecha 30 de junio de 2021, TIPTOP Energy Limited aceptó la oferta remitida por la Compañía para la compra, con efectos a partir de esa fecha, de la propiedad del 100% sobre Sinopec Argentina. Con ello, la Compañía ha incorporado, en forma indirecta, las concesiones de explotación y exploración de petróleo y gas de Sinopec Argentina. Las concesiones de Sinopec abarcan una superficie de más de 4.600 km² y están ubicadas en la Cuenca del Golfo San Jorge y en la Cuenca Cuyana. En forma combinada con Sinopec Argentina, CGC incrementa sustancialmente su producción de petróleo a más de 3.100 m³ diarios (m³/d) y su producción de gas a 5.600 Mm³ diarios (Mm³/d).

Resumen de principales hitos de CGC:



1.7 Producción

Si bien la compañía produce tanto petróleo como gas, la participación de ambos hidrocarburos es distinta en cada cuenca. Por ejemplo, tomando de referencia las 2 cuencas más importantes a nivel de producción que son Austral y Golfo de San Jorge, (concentrando ambas el 95%); la primera es netamente gasífera y representa el 93% del gas total producido y sólo el 18% del petróleo; mientras que la segunda tiene una matriz petrolera: concentra el 68% de la producción total de petróleo y sólo el 6% del gas.

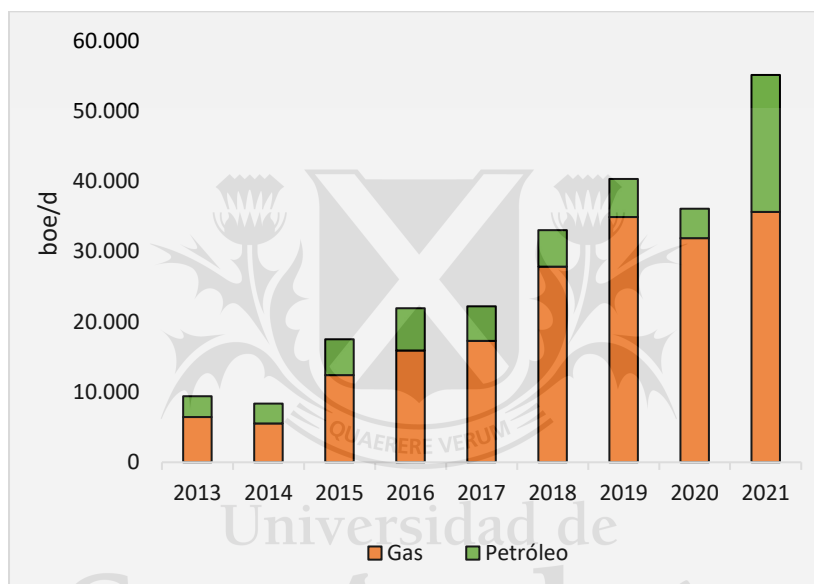
La producción de la compañía ha ido en ascenso en los últimos años. Esto queda en evidencia en el gráfico N° 4 donde se grafica la producción desde el año 2013 hasta el año 2021. Allí se observa como en el año 2013, momento de la adquisición por parte del Grupo Corporación América, la producción diaria era de alrededor de 9.400 barriles equivalentes de petróleo y gas y en el año siguiente se mantuvo similar, aunque levemente inferior con 8.400 boe/d.

En el año 2015 se presenta uno de los hitos en la historia de la compañía cuando se adquiere el negocio de upstream de Petrobras y esto se refleja con un aumento significativo de producción que eleva la cifra un 80% a más de 17.500 boe/d. En los años siguientes, con las inversiones en proyectos de la cuenca Austral, la producción se incrementó año a año hasta alcanzar 40.300 boe/d en 2019. El año 2020, los efectos negativos de la pandemia del COVID-19 generan un

retroceso con una caída del 11% de la producción. Vale aclarar que esto fue un hecho generalizado que se repitió en toda la industria.

El último hito se da en el año 2021 con la adquisición de los activos de Sinopec. La producción diaria cierra el año con poco más de 55.100 boe/d. De este modo analizándolo de extremo a extremo, la producción se quintuplicó respecto a los valores iniciales del año 2013. No sólo se observa un crecimiento de la producción total, sino que también puede evidenciarse un cambio en el mix de productos: pasando de un 12% petróleo y 88% gas, a un mix de 35% y 65% respectivamente.

Gráfico N° 4: Evolución de producción diaria de petróleo y gas.



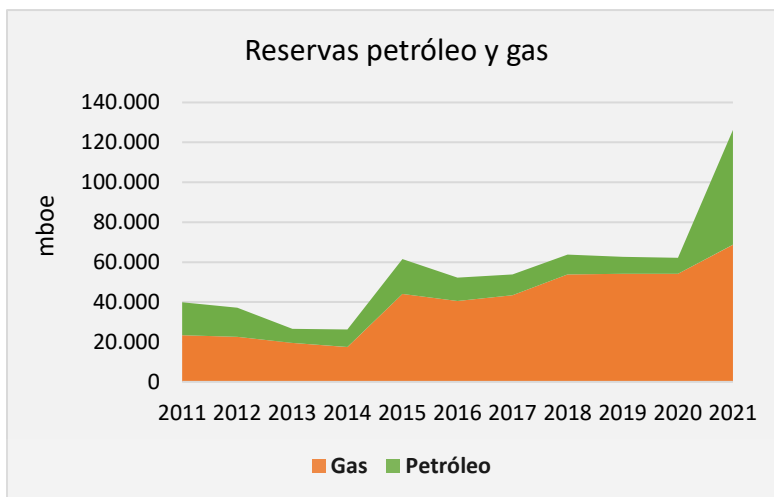
Fuente: Elaboración propia con datos publicados por la Secretaría de Energía de la Nación.

1.8 Reservas

El comportamiento y evolución de las reservas de la compañía van de la mano de la producción explicada en la sección anterior. 10 años atrás, en el año 2011, las reservas de petróleo y gas de CGC ascendían a casi 40 millones de barriles equivalentes y luego fueron disminuyendo por falta de inversiones hasta caer a 26 millones en 2013, año de la adquisición por parte del grupo Corporación América. A partir de ese año, se incrementaron dando grandes saltos primero con la compra de Petrobras en 2015, incrementándose a 61 millones, y después con la compra de los activos de Sinopec en 2021, ascendiendo actualmente las reservas a 126 millones de barriles. De este modo, en el término de 10 años las reservas de petróleo y gas se incrementaron más de un 200% con un gran crecimiento del petróleo como puede observarse en el gráfico N° 5.

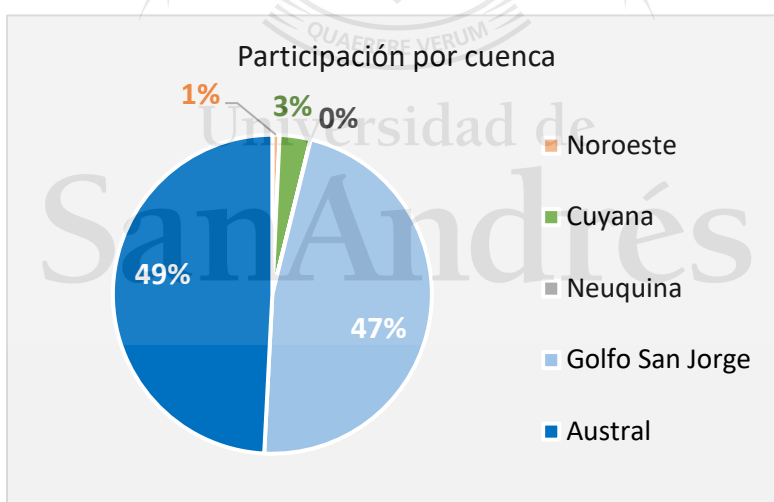
Del total de reservas, un 54% corresponden a gas y 46% a petróleo y casi la totalidad se encuentra localizada en las cuencas Austral y Golfo de San Jorge, donde entre ambas totalizan el 96%, (49% en Austral y 47% en Golfo de San Jorge).

Gráfico N° 5: Evolución de reservas probadas de petróleo por cuenca.



Fuente: Elaboración propia con datos publicados por la Secretaría de Energía de la Nación.

Gráficos N° 6: Composición porcentual de reservas probadas de petróleo y gas por cuenca.



Fuente: Elaboración propia con datos publicados por la Secretaría de Energía de la Nación.

1.9 Clientes

En su segmento upstream de petróleo, la cartera de clientes está concentrada y puede separarse en 3 cuencas: Golfo de San Jorge, Mendoza y Austral.

Golfo de San Jorge: es el área de mayor producción de petróleo de la compañía y la empresa Raizen Argentina, (ex Shell), es la compradora del 100% del producto. La producción de los yacimientos es transportada por oleoductos y almacenada en tanques en la localidad de Caleta Olivia, provincia de Santa Cruz, donde se carga finalmente en los buques que transportan el crudo a las refinerías de Raizen.

Mendoza: en esta área la empresa tiene operaciones conjuntas con YPF. Concesiones como La Ventana o Cajón de los Caballos son explotadas conjuntamente mediante contratos de UTE donde uno de los socios se encarga de explotar la operación y luego se distribuyen los costos y la producción mensual de acuerdo con el porcentaje establecido en el contrato. La producción de esta zona se vende en su totalidad a YPF, que cuenta con oleoductos conectados a los yacimientos.

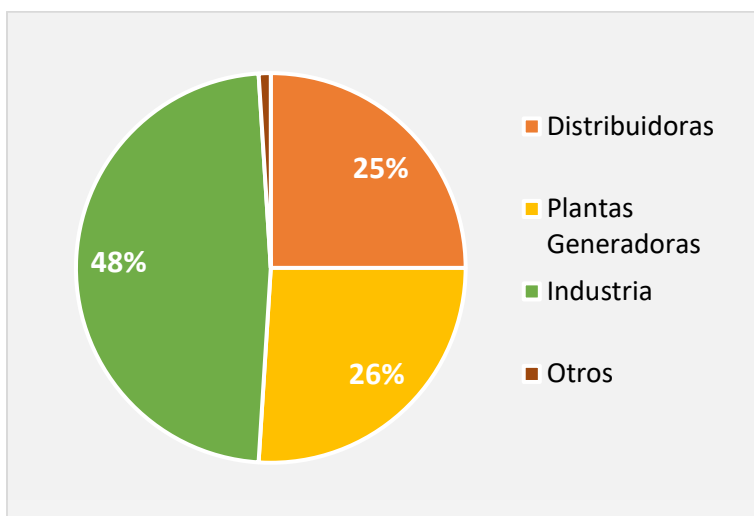
Austral: aquí se obtiene un petróleo con un alto contenido de mercurio que lo hace más difícil de refinar. Los refinadores del mercado interno priorizan la compra de los crudos de otras cuencas y es por ello por lo que el petróleo de esta zona se exporta. La producción de los yacimientos de la compañía se transporta por oleoductos hasta las instalaciones del puerto de Punta Loyola, al sur de Río Gallegos, provincia de Santa Cruz, donde se exporta a través de buques.

Resumiendo lo anterior, el 80% de la producción se vende en el mercado interno y el 20% tiene como destino la exportación. De ese 80% que se vende en Argentina, el principal comprador es Raizen que adquiere más del 90% de ese crudo.

En el negocio upstream de gas, la demanda de gas natural está dividida en cuatro segmentos: demanda prioritaria o residencial, (empresas de distribución de gas que proveen a los usuarios residenciales y otros usuarios no industriales), GNC, generación termoeléctrica y clientes industriales. Cada uno de estos segmentos se encuentra regulado, con excepción del segmento industrial, que se rige por la libre competencia de mercado. La Compañía comercializa el gas en el mercado regulado a través de entregas a los distribuidores, de conformidad con las regulaciones argentinas, a los precios establecidos por la Secretaría de Energía, que varían dependiendo del consumidor final y el lugar de consumo. Por lo general, la Compañía vende su producción excedente de gas a industrias y comercializadores, entre otros clientes, a través de contratos a corto plazo a un precio libremente convenido en dólares estadounidenses por metro cúbico de gas.

Los principales clientes de la Compañía en el mercado desregulado son Aluar Aluminio Argentino SAIC, NESA y Rafael Albanesi. La volatilidad de las ventas de gas en el mercado regulado en contraposición al mercado desregulado es debido a los efectos de la estacionalidad, en épocas invernales la demanda se duplica.

Gráfico N° 7: composición de la cartera de clientes del segmento gas.



Fuente: Elaboración propia con datos publicados en los estados contables de la compañía.

1.10 Inversiones de Capital

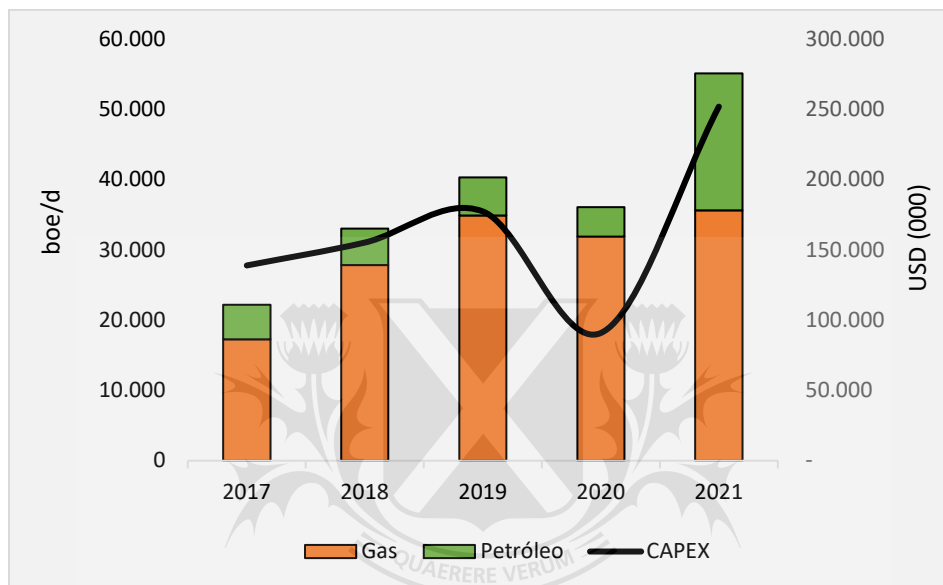
Adicionalmente a los costos necesarios para la obtención de ingresos, la empresa incurre en inversiones tanto para la exploración como el desarrollo de reservas. Las principales categorías son las siguientes:

- Drilling: corresponde a la perforación de pozos, los que a su vez pueden ser de distintos tipos (Lahee, F., 1961)
 - o Exploración: incluye a la perforación de pozos localizados fuera de los límites de yacimientos conocidos o descubiertos con el objetivo de buscar nuevas reservas. Es el pozo que se perfora en zonas donde no se ha encontrado antes petróleo ni gas.
 - o Avanzada: corresponde a la perforación de pozos dentro de los límites de un yacimiento con el objetivo de delimitar la zona y adquirir información que permita incrementar el grado de certidumbre de los yacimientos descubiertos.
 - o Desarrollo: son los pozos perforados dentro de un área probada con la finalidad de extraer las reservas de un yacimiento. Su objetivo es aumentar la producción.
- Workover: intervenciones o estimulaciones en un pozo existente con el objetivo de prolongar o mejorar la producción de este.
- Facility: son los equipos e instalaciones localizados en el sitio para dar apoyo a la producción. Ejemplos de estos son los tanques, cañerías, plantas separadoras, usinas, etc.
- Sísmica y estudios: trabajos de sondeos bajo distintos métodos para localizar y estimar el tamaño de las reservas.
- Propiedad general: aquellas inversiones no incluidas en las categorías anteriores como vehículos, software y equipos de telecomunicaciones e informática.

Aunque no existe una proporción fija de CAPEX, ya que el mismo es variable de acuerdo con las condiciones del mercado e industria, tiene una relación directa en la producción como puede

verse en el gráfico N° 8, donde las inversiones en CAPEX que se dieron en los últimos años estuvieron acompañadas de incrementos en la producción. De hecho, en el año 2020 afectado por el COVID-19, CGC como el resto de las empresas contrajeron su producción y de ese modo las inversiones de capital asociadas.

Gráfico N° 8: Evolución de la producción diaria de petróleo y gas e inversión en CAPEX para el período 2017-2021.



Fuente: Elaboración propia con datos publicados en los estados contables de la compañía y producción de la Secretaría de Energía de la Nación.

2 Análisis de la Industria en el mundo

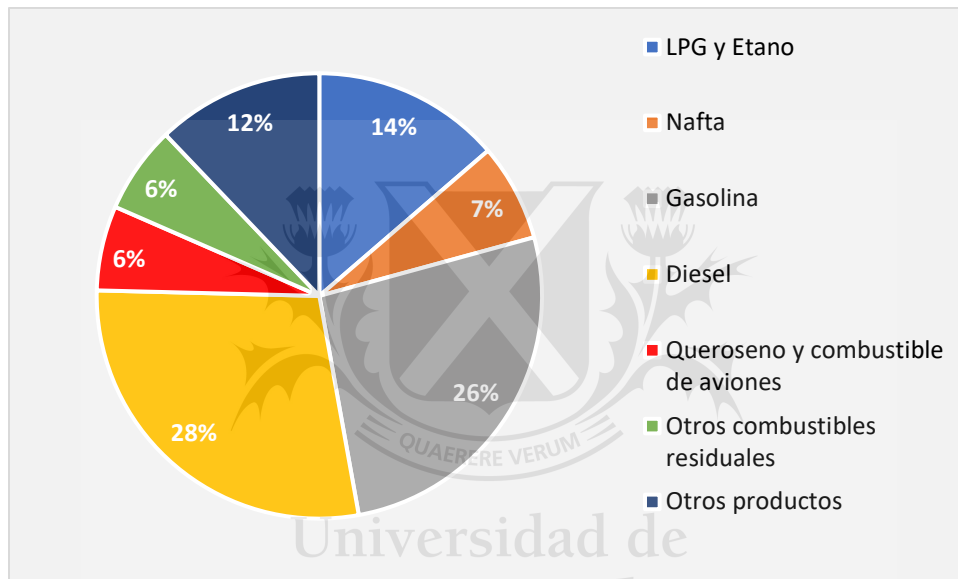
El petróleo es una sustancia orgánica compuesta de hidrocarburos extraídos a partir de la fosilización de restos orgánicos. En la actualidad, el petróleo y sus derivados está presente directa o indirectamente en innumerables productos que se utilizan cotidianamente y de allí deriva su importancia en la economía, representando alrededor del 2,5% del PIB mundial y proporcionando un tercio del total de la energía consumida.

Sólo a modo ejemplificativo, se pueden mencionar algunos de los distintos usos del petróleo:

- Transporte: dos tercios de los combustibles utilizados se obtienen a partir de derivados del petróleo, entre los que pueden mencionarse la gasolina, el combustible diésel, LPG, y combustibles para transportes aéreos y marítimos. De los mencionados anteriormente, la gasolina representa el 55% del total utilizado.
- Farmacéutica: en manufactura de cremas y tópicos.
- Generación de energía: si bien el carbón continúa siendo la fuente dominante, el petróleo y el gas son combustibles ampliamente utilizados en plantas de generación de energía.

- Lubricantes: generalmente conteniendo un 90% del hidrocarburo en su composición, los lubricantes son utilizados en la industria para sus máquinas; en vehículos y para uso doméstico.
- Industria química: presente en gran diversidad de productos e insumos como plásticos, nylon, pinturas, perfumes, fibras sintéticas, detergentes, vaselinas, etc.
- Agricultura: el petróleo está presente en fertilizantes y pesticidas. Sumado al uso de combustibles, este sector es uno de los principales usuarios del petróleo.

Gráfico N° 9: Usos del petróleo según su utilización en distintos productos y subproductos



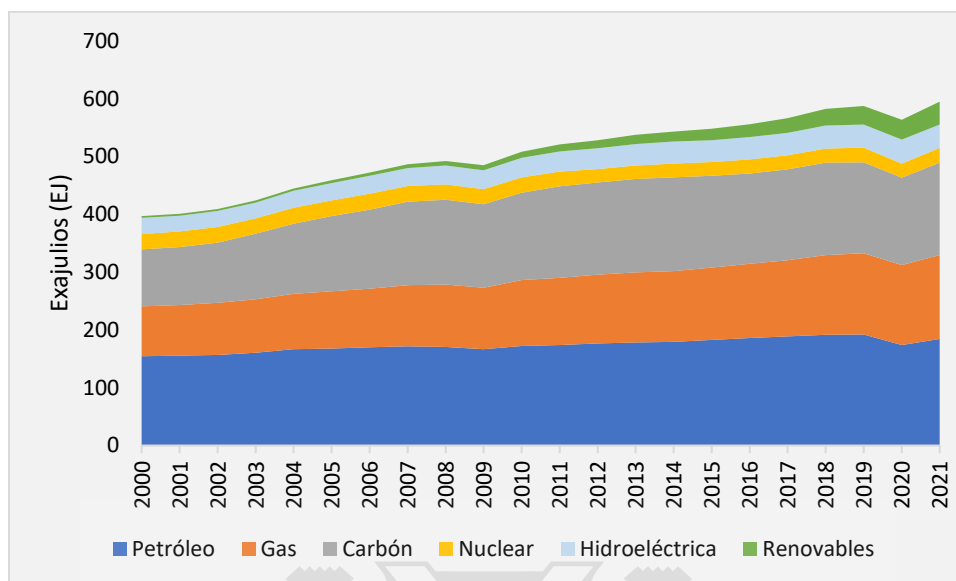
Fuente: elaboración propia con datos publicados por la Agencia de Energía Internacional (IEA).

2.1 Consumo

En lo concerniente al consumo de energía en el mundo en el año 2021, el 55% provino del petróleo y el gas, seguido por el carbón con un 27%, la energía nuclear y de fuentes renovables con un 7% cada una y finalmente la hidroeléctrica con un 4%.

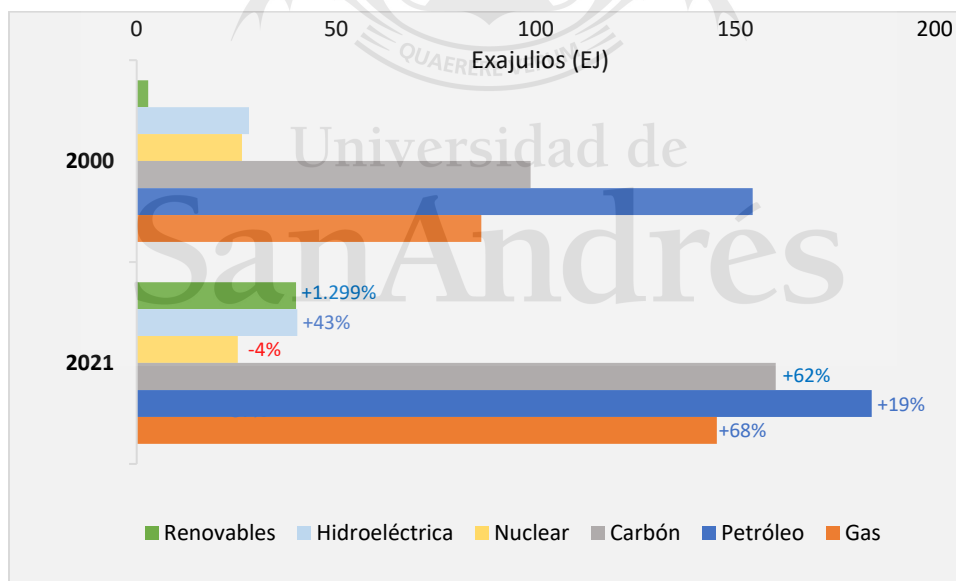
Tanto el petróleo como el gas continúan siendo las fuentes dominantes con un 55% de representatividad sobre el consumo total mundial, aunque levemente inferior al 61% que representaba 10 años atrás en el año 2000. Dicha disminución se debe al crecimiento de usos de otros tipos de energías renovables como la solar o eólica, que pasaron de representar el 1% en el año 2000, a un 7% en 2021. Vale mencionar que, si bien el petróleo y gas perdieron participación en los últimos años, su consumo total aumentó debido a la creciente demanda de energía, pasando de 241 a 330 exajulios en el mismo período, lo que representa un aumento conjunto de un 37% (19% en petróleo y 68% en gas).

Gráfico N° 10: evolución del consumo de energías en el mundo, período 2000-2021.



Fuente: elaboración propia con datos publicados en bp Statistical Review of World Energy.

Gráfico N° 11: variación en el consumo de energía por tipo de fuente 2021 vs 2000.

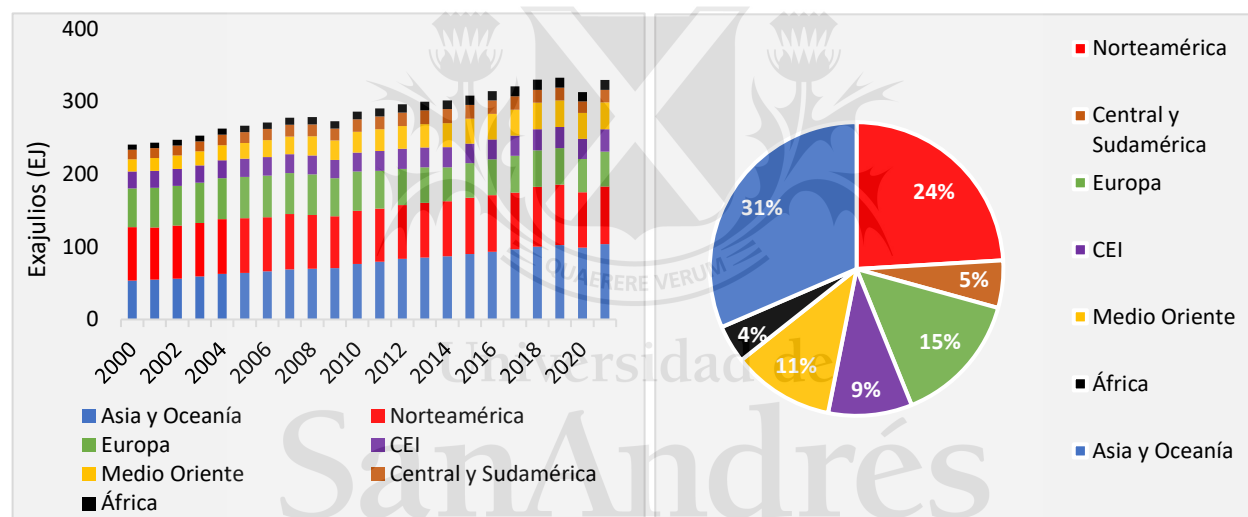


Fuente: elaboración propia con datos publicados en bp Statistical Review of World Energy.

En cuanto a las regiones del mundo consumidoras de petróleo y gas, históricamente el consumo estuvo dominado por Norteamérica, (principalmente motorizado por los Estados Unidos), pero a partir del año 2010, el liderazgo viró a la región de Asia y Pacífico debido fundamentalmente al crecimiento económico de China posterior a su ingreso a la Organización Mundial de Comercio. Sumado a su crecimiento, este mayor consumo se debió también a que gran parte de la matriz

energética de China estaba basada en el uso del carbón que se buscó reemplazar parcialmente por petróleo y gas. En la actualidad la región de Asia y Pacífico concentra el 31% del consumo, con un total de 104 exajulios, y un crecimiento de un 93% respecto al año 2000, le siguen Norteamérica y Europa con un 24% y 15%, respectivamente. El motivo del cambio de tendencia no sólo se debe al crecimiento económico de China mencionado previamente, sino también a las medidas de cambio hacia energías renovables impulsadas por las economías desarrolladas de los países europeos y los Estados Unidos, de hecho, Estados Unidos si bien incrementó su consumo de petróleo y gas en los últimos 20 años, este aumento fue de sólo un 8% y en el caso de Europa en cambio hubo una disminución de un 8% para el mismo período considerado. En el otro extremo del espectro se encuentra la región africana que con un 4% representa el menor consumo de energía mundial, pero sin embargo es la región que mayor crecimiento tuvo con un 121% de variación influenciado por un crecimiento demográfico superior a la media.

Gráficos N° 12: evolución 2000-2021 del consumo de petróleo y gas por región y participación porcentual en 2021.



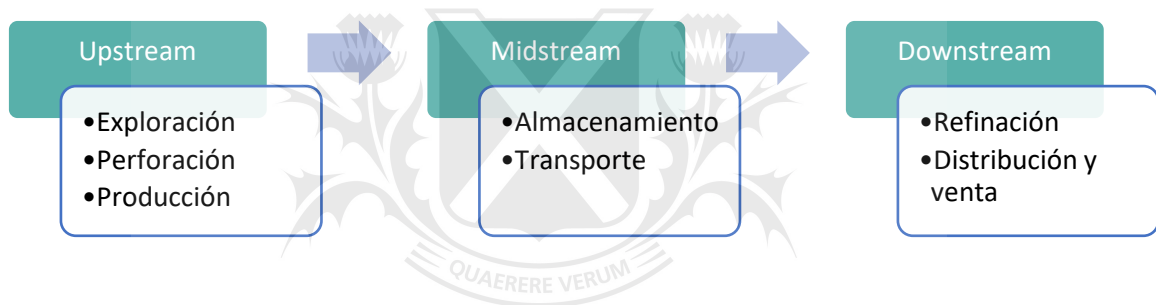
Fuente: elaboración propia con datos publicados en bp Statistical Review of World Energy.

La industria del petróleo es de tipo capital intensiva y cuenta con procesos continuos para extraer los recursos transformarlos y ponerlos a disposición para su consumo. Las compañías de petróleo y gas tienen un papel fundamental de proporcionar energía asequible a los consumidores en todo el mundo. Esta industria se divide en 3 sectores principales:

- Upstream: incluye a la búsqueda de potenciales yacimientos de petróleo y gas, perforación de pozos exploratorios y de desarrollo para su posterior puesta en producción y explotación.
- Midstream: incluye al transporte, almacenamiento y comercialización al por mayor de petróleo crudo o gas natural o de sus refinados, ya sea por ductos u otros sistemas de transporte. En el caso del crudo, puede ser transportado por ductos, barcos o incluso camiones para ser procesados y si bien en esta etapa puede existir un procesamiento

previo del mismo, este es mínimo y con el objetivo de tratarlo para eliminar ciertas impurezas. En lo concerniente al gas, una vez que se extrae el mismo desde los yacimientos, se lo transporta por ductos a plantas de tratamiento cercanas para separar sus componentes que serán utilizados luego para su uso industrial y para la generación de energía.

- Downstream: incluye a las tareas de refinamiento del petróleo y procesamiento del gas natural y la posterior distribución y comercialización de sus productos derivados. Una vez que el gas es procesado y acondicionado en las plantas de tratamiento, pasa por plantas compresoras para adaptarlo a condiciones de presión y densidad acordes y luego se inyecta en gasoductos troncales que alimentan a las distribuidoras de red donde finalmente se distribuye para su uso que puede ser residencial, comercial o industrial. Por el lado del petróleo, una vez que se encuentra almacenado en terminales de despacho, se envía a las refinerías donde se procesa y obtienen los subproductos entre los que se incluyen algunos mencionados previamente como ser gasolina, lubricantes, queroseno, pinturas y demás petroquímicos.



Principales etapas del Upstream

Exploración

La exploración es la parte del proceso que se refiere a la búsqueda de petróleo o gas y en la cual participan geólogos, geofísicos y demás especialistas y que en caso de ser satisfactoria resulta en el descubrimiento de un yacimiento. En esta etapa se emplean métodos muy diversos que van desde el estudio de las formaciones rocosas que afloran en la superficie como el mapeo del subsuelo mediante estudios de sísmica 2D y 3D.

Perforación y terminación

Si la exploración es exitosa, para poder verificar la existencia de hidrocarburos en el subsuelo se requiere la perforación de pozos en ese lugar. Este trabajo se lleva a cabo mediante torres de perforación con sistemas mecánicos o electromecánicos y pueden operar tanto en tierra firme, (onshore), como costa afuera, (offshore). Dentro de los de tipo onshore están los que pueden ser desarmados y trasladados en varios camiones desde una ubicación hacia otra, los cuales se denominan convencionales, y los denominados helitransportables que son aquellos diseñados con características tales de tamaño y peso que permiten su traslado mediante helicópteros. Luego dentro de los offshore, hay una gran variedad que va desde barcos, plataformas flotantes, plataformas fijas, semisumergibles, etc. No existe un costo único ya que depende del tipo de pozo y la naturaleza del yacimiento, pero según estadísticas de la EIA la perforación suele representar entre el 30% y 40% del costo total.

Finalizada la perforación del pozo se procede a la tarea de terminación, que consiste en tareas de ensayo y puesta a punto para ponerlo en producción. Este trabajo se hace con un equipo similar al de perforación, pero de características más pequeñas. Adicionalmente incluye la construcción de facilities como ductos, tanques e instalaciones. El costo de terminación puede representar entre un 60% y 70% del costo.

Finalizadas las fases anteriores, el pozo ya se encuentra en condiciones de producir. Los pozos pueden ser petrolíferos si de ellos se extrae petróleo, o gasíferos si en cambio extraen gas. Pero en todos los casos siempre producirán gas, ya que o bien contienen gas libre o muchas veces el mismo vendrá asociado al petróleo.

Principales etapas del Downstream

El proceso de downstream tanto para el petróleo como el para el gas, puede verse resumido en la ilustración N° 7.

Ilustración N° 7: Esquemas del balance energético nacional del petróleo y gas.

Figura: Esquema del Balance Energético Nacional - Detalle de cadena del gas natural

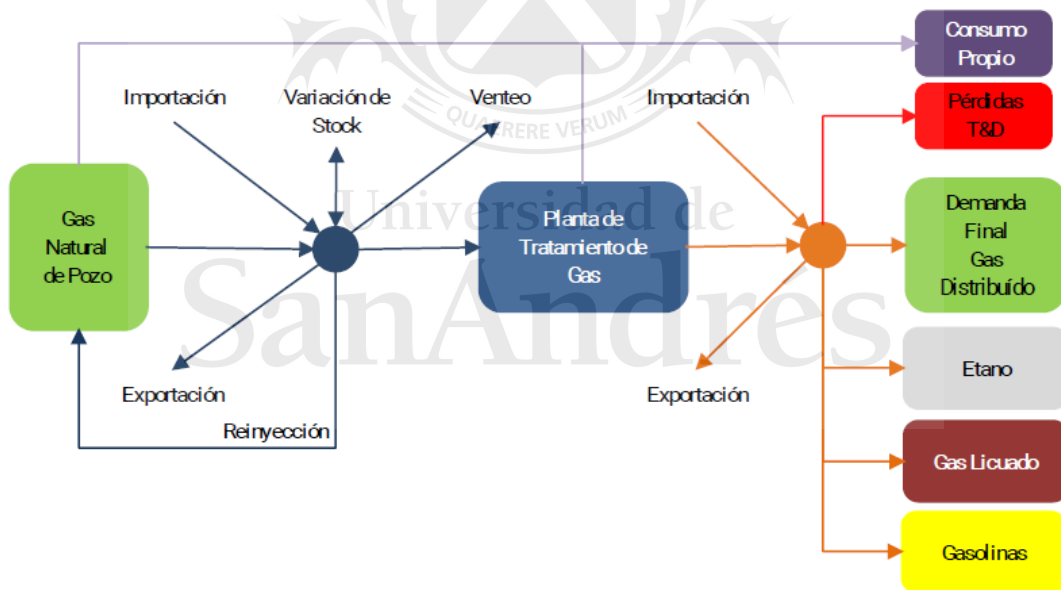
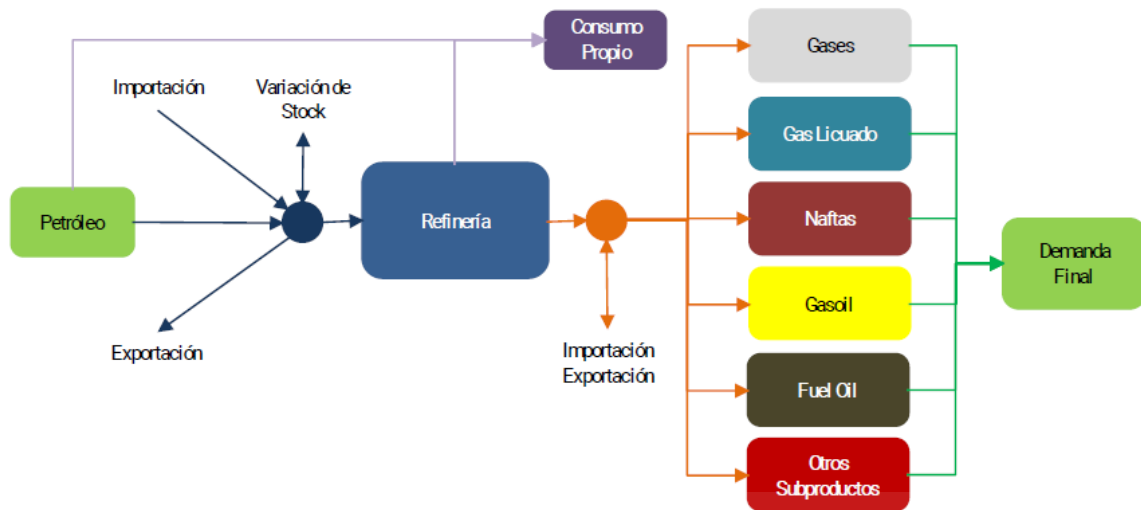


Figura: Esquema del Balance Energético Nacional - Detalle de cadena de petróleo y derivados



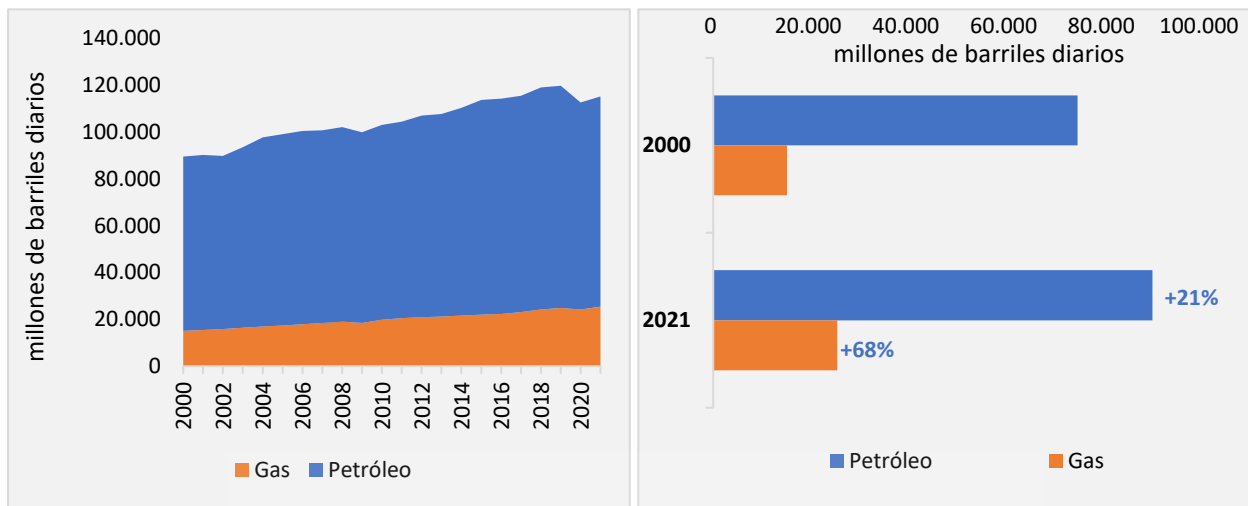
Fuente: Balance Energético Nacional, Centro de Información Energética de la Secretaría de Energía de la Nación.

2.2 Producción

La producción de petróleo y gas se encuentra influenciada por distintos factores no sólo económicos, sino también geopolíticos y existe un fuerte control de esta por parte de la OPEP, quienes con un 43% de la producción y un 81% de las reservas, tienen una influencia significativa. La constante demanda de energía generó que la producción mantuviese un crecimiento sostenido. De hecho, con algunos altibajos puntuales, la producción pasó de 90 millones de barriles en el año 2000 a 120 millones en el año 2019 (un crecimiento del 34%). Este crecimiento se vio bruscamente interrumpido durante el año 2020 por efectos de la reducción de movilidad y restricciones fruto de la pandemia de COVID-19 que azotó al mundo. Esto ocasionó que se produjesen menos de 113 millones de barriles anuales, un 6% menos que el año anterior. Durante el año 2021, con gran parte de la población vacunada y el levantamiento de casi la totalidad de las restricciones, la producción total de petróleo fue cercana a los 90 millones de barriles diarios, mientras que la de gas ascendió a poco más de 25 millones, sumando un total de 115 millones entre ambos; superior al año anterior pero aún inferior a sus niveles de prepandemia.

Entre el gas y el petróleo, el hidrocarburo que evidenció un mayor crecimiento fue el primero con un incremento del 68% (15 mil millones de barriles en 2000 contra 25 mil millones de barriles en 2021, mientras que el petróleo creció un 21% (75 mil millones de barriles en 2000 y 90 mil millones en 2021).

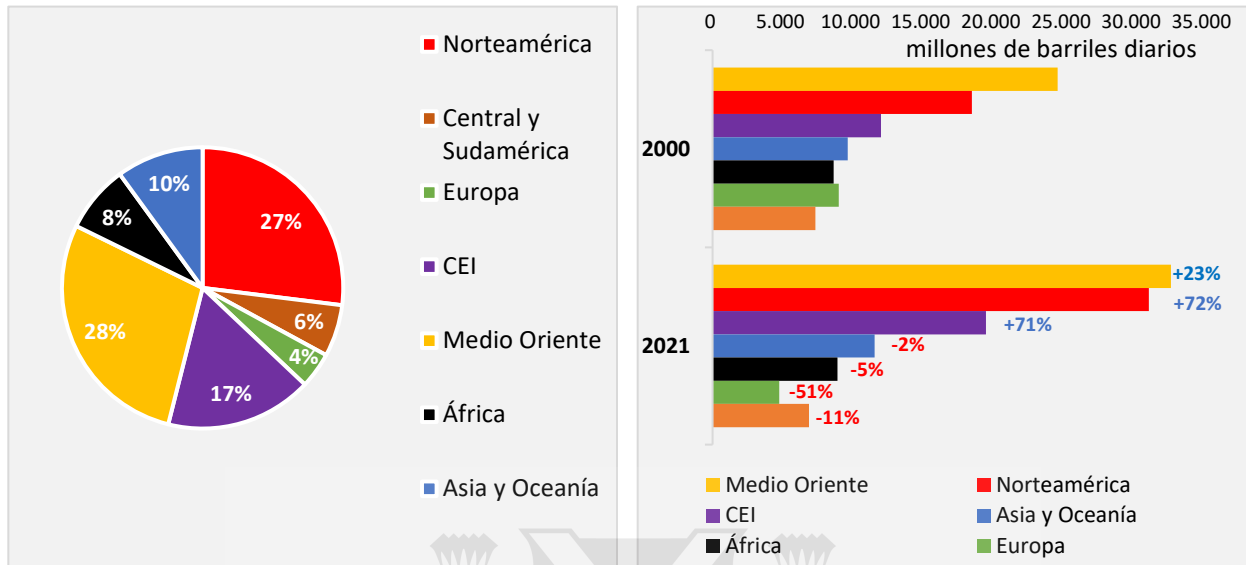
Gráficos N° 13: Evolución de la producción 2000-2021 de petróleo y gas y variación 2021 vs 2000



Fuente: Elaboración propia con datos publicados en bp Statistical Review of World Energy.

Los principales productores de petróleo y gas son Medio Oriente, Norteamérica y los países miembros del CEI, que entre todos concentran en la actualidad el 72% de la producción mundial (28% medio oriente, 27% Norteamérica y 17% CEI). De los nombrados anteriormente, quienes han aumentado más su producción en los últimos 20 años son Norteamérica y CEI (68% y 62%, respectivamente). Esto se debe al descubrimiento de nuevas tecnologías que abarataron costos y permitieron el desarrollo de yacimientos no convencionales a través del fracking y el desarrollo de pozos horizontales. Este aumento de producción contrarresta la disminución de algunas regiones como Europa, Latinoamérica y África, que entre las 3 tuvieron una reducción del 18% en los últimos 20 años. En el caso de Latinoamérica y África, la pérdida de producción fue de un 11%, ocasionada principalmente por falta de estímulos e inestabilidad económica que generaron falta de inversión necesaria para el desarrollo de nuevos proyectos tanto de mantenimiento como de exploración y desarrollo de nuevas reservas. La otra región que disminuyó su producción fue Europa, aquí la disminución fue de un 47% y el motivo de esta fueron las políticas de incentivo a la generación de energías renovables. Los países productores de esta región redujeron su producción propia, la cual fue reemplazada por fuentes alternativas por un lado e importando el resto de otros países productores de petróleo y gas.

Gráficos N° 14: Distribución por regiones de la producción mundial de petróleo y gas y su variación 2021 vs 2000.



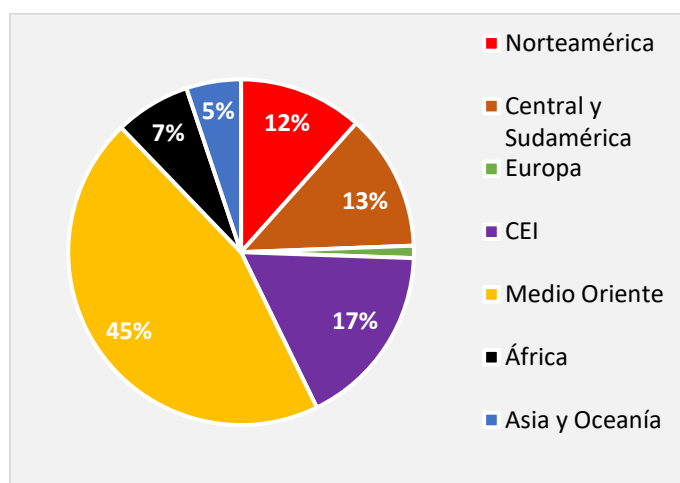
Fuente: Elaboración propia con datos publicados en bp Statistical Review of World Energy.

2.3 Reservas mundiales

Las reservas se entienden como el volumen de hidrocarburos que será posible extraer de un yacimiento a lo largo de su vida útil en condiciones rentables. Son las cantidades de petróleo y gas que se considera pueden ser recuperados comercialmente a partir de acumulaciones conocidas a una fecha futura.

Actualmente la región que ostenta la mayor cantidad de reservas de petróleo y gas es Medio Oriente, que con cerca de 1.312 mil millones de barriles concentra el 45% del total mundial, lo sigue la región CEI con un 17% y 502 mil millones, Central y Sudamérica con un 13% y 373 mil millones, Norteamérica con un 12% 338 mil millones y el 13% restante distribuido en orden de importancia entre África, Asia y Oceanía y Europa.

Gráfico N° 15: Distribución de reservas de petróleo y gas por región existentes al año 2020.



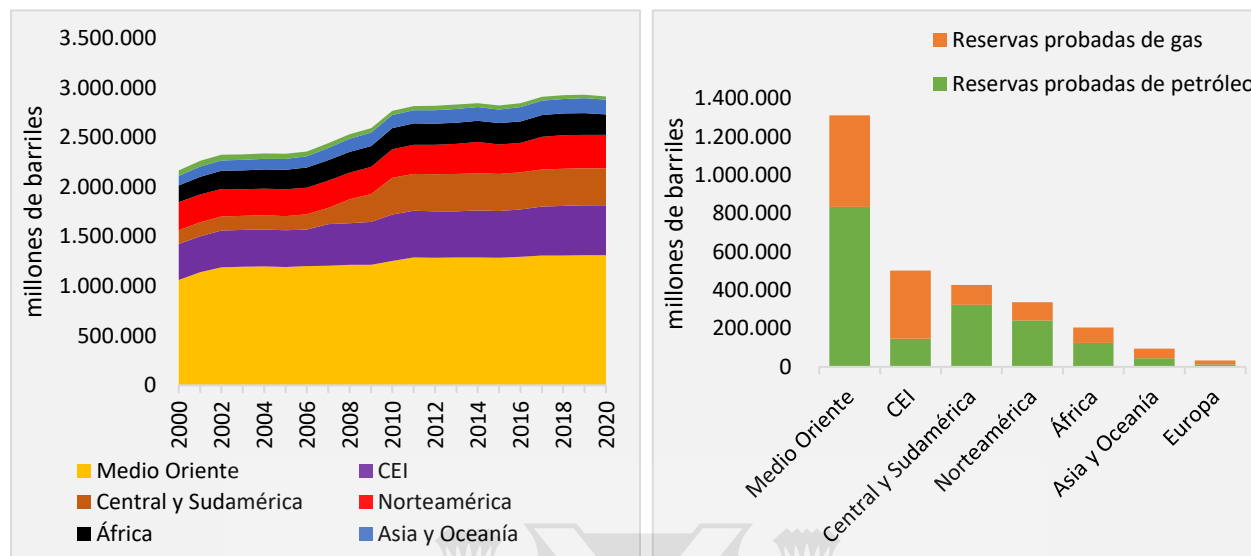
Fuente: Elaboración propia con datos publicados en bp Statistical Review of World Energy.

Todos los estimados de reservas involucran algún grado de incertidumbre y esta incertidumbre depende principalmente de la cantidad de datos de ingeniería y geología disponibles a la fecha de su medición. Estos estimados no son estáticos, sino que son revisados a medida que se cuenten con datos adicionales y disponibles o cuando ocurran cambios en las condiciones económicas. Es por ello que tanto los distintos avances tecnológicos y los vaivenes de la economía tienen un impacto fundamental: por un lado, el avance tecnológico posibilita desarrollar nuevas herramientas y métodos eficientes que reducen los costos y posibilitan la viabilidad de nuevos yacimientos y por otro lado, los cambios en el precio de los commodities tornan rentable o no la operación de un área.

Esto se pone en evidencia al analizar la evolución de las reservas mundiales de petróleo y gas durante los últimos 20 años. Allí se observa que las distintas regiones presentaron comportamientos diferentes. A nivel total mundial, las reservas aumentaron un 34% pasando de 2,2 billones de barriles en el año 2000 a 2,9 billones en 2020. El aumento fue traccionado por aumento del precio y avances tecnológicos, pero si se analiza a cada región individualmente pueden observarse comportamientos antagónicos. Tal es el caso de Europa y la región Central y Sudamérica, mientras que en la primera las reservas se contrajeron un 39%, (55 mil millones de barriles en el año 2000 contra poco más de 33 mil millones en 2020), en la segunda por el contrario hubo un crecimiento del 169%, (139 mil millones en 2000 contra 373 mil millones en 2020).

Mientras que en Europa se redujeron los incentivos para el desarrollo de energías fósiles por sobre alternativas renovables; en Venezuela durante ese mismo período se ha implementado un plan de cuantificación de las reservas en su vasta faja petrolífera del Orinoco, lo que incrementó significativamente las cifras de barriles de crudo pesado y extrapesado.

Gráficos N° 16: Evolución de las reservas de petróleo y gas para el período 2000-2021 y composición por región.



Fuente: Elaboración propia con datos publicados en bp Statistical Review of World Energy.

2.4 Precio

El petróleo es una materia prima de la cual la mayoría de la industria mundial depende y como todo commodity depende de la relación entre oferta y demanda. En el supuesto de que la oferta permanezca estática y su demanda aumente, su precio aumentará y contrariamente si la demanda permanece estática y la producción aumenta, el precio disminuirá.

Existen diversos factores que afectan al precio y uno de ellos son los acontecimientos económicos mundiales. Al ser el petróleo uno de los motores de la economía, su precio es muy volátil ante los vaivenes de esta. Los Estados Unidos, Europa y China consumen cerca de la mitad de la producción mundial de crudo en el mundo y al ser estas regiones las que concentran casi la totalidad de la economía mundial, los shocks económicos impactan directamente en la actividad y por ende en el precio del petróleo. Un ejemplo de esto puede observarse en el gráfico 21 con la crisis financiera global derivada de la quiebra de Lehman Brothers en el año 2008, allí se evidencia una caída en el precio Brent de USD 146 por barril a USD 40, efecto de la crisis financiera.

Otro factor que afecta al precio del petróleo es el hecho de que alrededor del 65% de las reservas se encuentran en regiones de alta inestabilidad política como zonas de Medio Oriente, África y Sudamérica. Ejemplo de esto es el estrecho de Ormuz, un accidente geográfico que representa la única vía de acceso al golfo pérsico y por donde se transporta un tercio del petróleo que se exporta por vías marítimas. Cada vez que Irán amenazó con obstruir su paso, el precio del crudo se vio afectado.

Finalmente puede mencionarse como otro factor que afecta a la determinación del precio a la OPEP. Mediante el establecimiento de cuotas de producción por parte de sus estados miembro,

regulan el abastecimiento para garantizar un buen precio a sus miembros. Esto es de vital importancia ya que, al existir desajustes entre oferta y demanda, pueden ocurrir incrementos o caídas bruscas en los precios como la acontecida en el año 2014 que se puede observar en el gráfico N° 17.

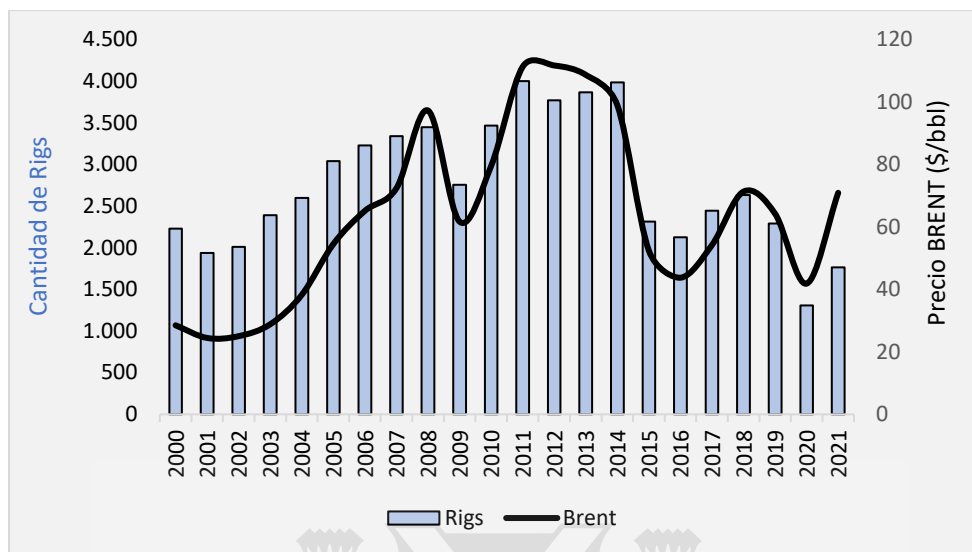
Gráfico N° 17: Evolución del precio BRENT y principales hechos relevantes para el período 2000 – 2021.



Fuente: Elaboración propia con datos publicados en bp Statistical Review of World Energy.

Otra forma de analizar el comportamiento del precio del petróleo y a la actividad en general, es mediante la cantidad de rigs activos. Cuando las perspectivas de la industria son favorables, las compañías se embarcan en campañas de perforación más agresivas en la búsqueda y explotación de reservas y contrariamente, cuando se avizoran horizontes desfavorables, proceden a contraer las inversiones y reducen la actividad. Esto queda en evidencia en el gráfico N° 18 donde se observa una relación directa entre la cantidad de rigs perforados y el precio del petróleo. Cuando el precio se contrae, la cantidad de rigs activos disminuye y estos aumentan cuando los precios suben.

Gráfico N° 18: Relación entre cantidad de rigs activos y precio petróleo BRENT para el período 2000 – 2021.



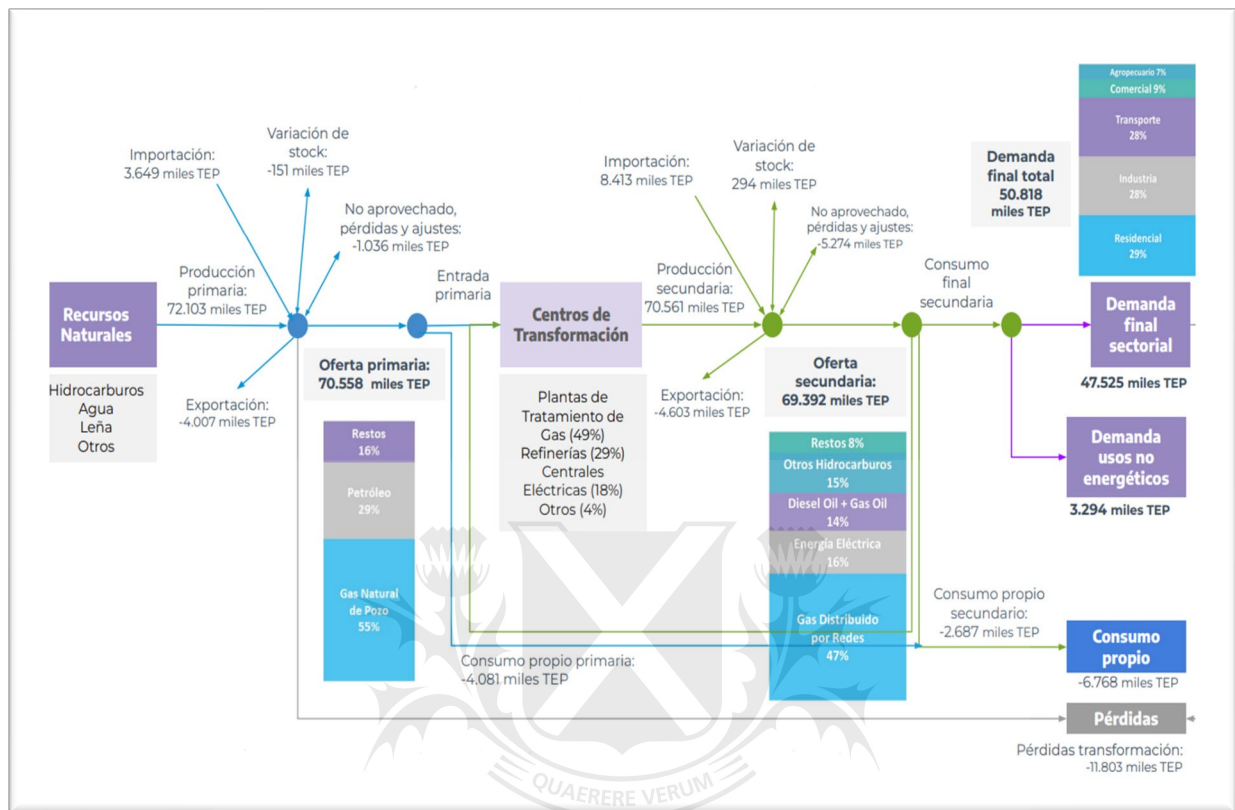
Fuente: Elaboración propia con datos publicados en boletín estadístico anual de OPEC.

3 Análisis de la Industria Argentina

La Argentina basa su matriz energética primaria fundamentalmente en los hidrocarburos. Del total de la energía que se consume, el 84% proviene de esta fuente, situación equiparable a la matriz energética mundial, donde los combustibles fósiles representan más del 80%, siendo también el petróleo y el gas los más utilizados. De acuerdo con el reporte estadístico anual del Ministerio de Economía de la Nación, del total de recursos consumidos un 55% corresponde al gas y un 29% al petróleo, siendo el 16% restante otros combustibles como carbón, leña y otros. Según el mismo informe, la gran mayoría de la producción energética nacional es consumida en el país y sólo un 6% de la misma se exporta al resto del mundo.

El 90% del gas natural proveniente de la oferta primaria es destinado a plantas de tratamiento de gas para la transformación y separación de sus distintos componentes y el 99% del petróleo se destina a las refinerías para la obtención de combustibles y derivados. Entre ambas fuentes se produce el 78% del total de la producción secundaria, lo que refuerza la preponderancia de los hidrocarburos en la matriz energética nacional. Finalmente, el consumo final de los derivados del petróleo y gas como ser las gasolinas y el gas de redes aportan el 71% del total consumido en el país, que por el lado el gas tiene como destinatarios al consumo residencial e industrial, y del lado del petróleo, al sector agro y el transporte. Para graficar el balance energético argentino explicado previamente, puede observarse el esquema elaborado por el Ministerio de Economía de la Nación en ilustración N° 8.

Ilustración N° 8: Balance energético nacional expresado en miles de toneladas equivalentes de petróleo (TEP)².



Fuente: Informe de cadenas de valor elaborado por Secretaría de Política Económica, Ministerio de Economía Argentina.

En el territorio nacional existen 5 cuencas sedimentarias productivas de petróleo y gas:

Cuenca Noroeste: abarca las provincias de Salta, Jujuy y Formosa y es predominantemente gasífera en su región de sierras subandinas y petrolífera en su cuenca cretácica. Se caracteriza por contar con pozos profundos y por un declino en su producción debido a no contar con incorporaciones importantes de reservas en los últimos años.

Cuenca Cuyana: abarca predominantemente el norte de la provincia de Mendoza y su formación es de origen continental con rocas de la edad triásica. Es un área madura productora de petróleo y al igual que la cuenca Noroeste su producción se presenta en declino.

Cuenca Neuquina: comprende las provincias de Neuquén, Río Negro, La Pampa y el sur de Mendoza. Su formación es de la edad jurásica y con origen marino. Se destaca por ser la cuenca de mayor volumen de reservas y producción del país. Es en esta cuenca donde en los últimos

² Unidad de medida que permite las comparaciones entre flujos de diferentes fuentes. Corresponde a la cantidad de energía obtenida por la combustión de una tonelada de petróleo.

años se hicieron importantes desarrollos de reservorios no convencionales como el de Vaca Muerta. Aquí se produce principalmente el crudo Medanito³.

Cuenca Golfo de San Jorge: es una importante zona productora de petróleo, de origen continental y de la edad jurásica y abarca a las provincias de Chubut y Santa Cruz. En esta cuenca, aunque se extiende hacia el mar argentino en su plataforma no continental, no se han desarrollado trabajos de exploración extensos aguas adentro. Aquí se produce principalmente el crudo Escalante⁴.

Cuenca Austral: es un área más reciente que inició en el año 1945 y comprende a la provincia de Tierra del Fuego y el sur de Santa Cruz. Es una cuenca de menor madurez respecto a las otras existentes en la Argentina por lo que tiene potencial exploratorio sobre todo en su plataforma marítima.

De acuerdo con lo expuesto en la tabla N° 3, Argentina cuenta con reservas probadas por 2.616 millones de barriles de petróleo y 2.838 millones de barriles equivalentes de gas, totalizando un total de 5.455 millones. De este total un 97% se concentra en 3 cuencas: 58% en la cuenca Neuquina, 29% en el Golfo de San Jorge y 11% la cuenca Austral.

Tabla N° 3: Representación gráfica de las cuencas sedimentarias de la Argentina y composición de reservas probadas de petróleo y gas en barriles equivalentes, existentes en el año 2021.



Cuenca	Provincias	Reservas (MBOE)		
		Gas	Petróleo	Total
Austral	Tierra del Fuego Santa Cruz	557.224	49.375	606.599
Noroeste	Salta Jujuy Formosa	69.657	15.673	85.330
Cuyana	Mendoza	1.468	56.317	57.785
Neuquina	Neuquén Sur de Mendoza	1.751.878	1.398.426	3.150.304
Golfo de San Jorge	Santa Cruz Chubut	236.262	1.318.367	1.554.629
Total Argentina		2.838.158	2.616.488	5.454.647

Fuente: Elaboración propia con datos publicados por Secretaría de Energía de la Nación.

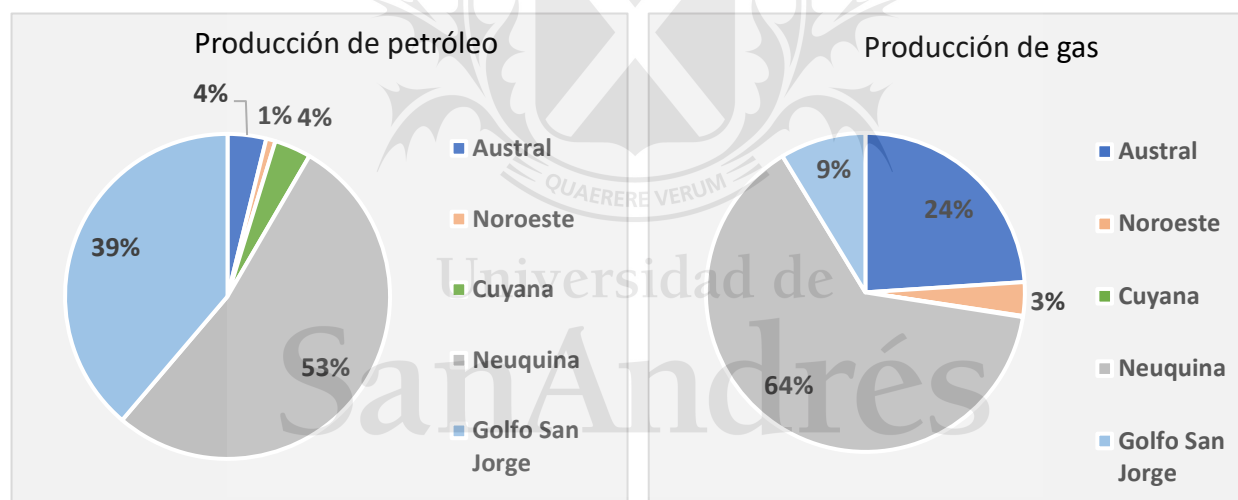
³ Denominación dada al principal tipo de crudo producido en la cuenca Neuquina y que se caracteriza por ser de tipo liviano y de fácil extracción para naftas.

⁴ Denominación dada al principal tipo de crudo producido en la cuenca Golfo de San Jorge y que se caracteriza por ser de tipo pesado.

3.1 Producción

Tomando datos del año 2021 con una producción de 472 millones de barriles equivalentes, Argentina en el mundo ocupa el puesto 29° entre los productores de petróleo y el puesto 20° en gas. Las cuencas que aportan la mayor producción de petróleo son La Neuquina y la de Golfo de San Jorge, la primera con una producción de 98 millones de barriles y un 53% del total y la segunda con 75 millones y un 40%, significando entre ambas el 93% del petróleo producido en el país. Las cuencas Cuyana, Austral y Noroeste tuvieron una producción conjunta de 14 millones de barriles representando el restante 4%, 3% y 1% respectivamente sobre el total país. En cuanto al gas se refiere, la mayor producción la aporta la cuenca Neuquina con el 64% del total y 182 millones de barriles equivalentes, seguida por la cuenca Austral con 68 millones y el 24% de participación. La cuenca del Golfo de San Jorge se ubica tercera con una participación del 9% y 25 millones de barriles y le sigue la cuenca Noroeste 10 millones de barriles y el 3% y finalmente la región Cuyana que tiene una producción marginal de solo 309 mil barriles. La participación de cada cuenca sobre la producción total de Argentina se expone en el gráfico N° 19.

Gráficos N° 19: Participación porcentual de producción petróleo y gas por cuenca sobre el total país.



Fuente: Elaboración propia con datos publicados por Secretaría de Energía de la Nación.

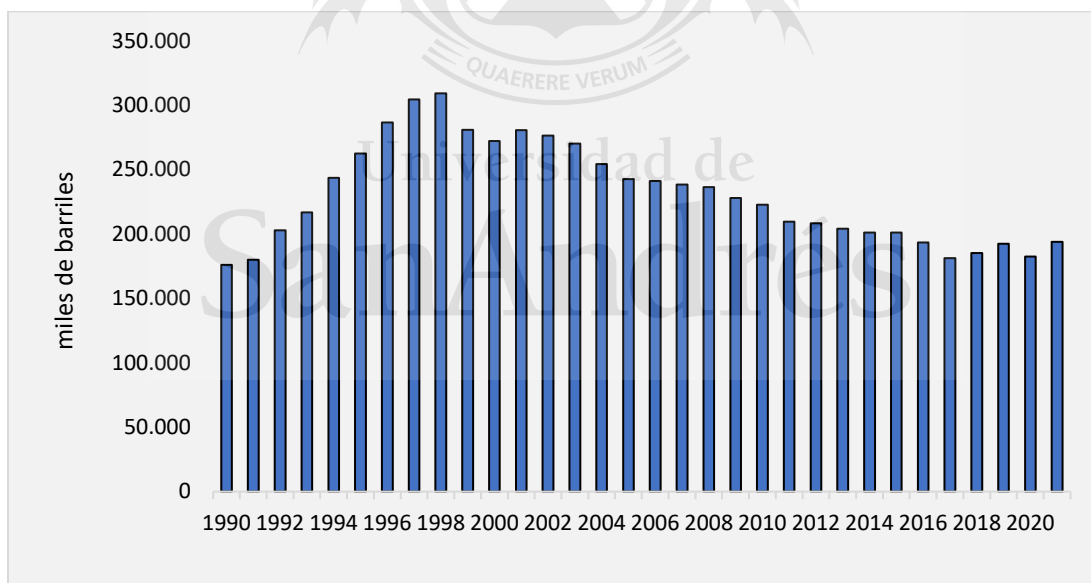
Para poder entender el mercado petrolero argentino es necesario explicar los principales acontecimientos iniciando en la década del 90. Hasta el año 1989 el mercado estaba regulado de manera indirecta a través de la petrolera de bandera nacional YPF, que concentraba el 98% del negocio de upstream y el 70% del downstream y mediante esta concentración ejercía una influencia significativa en la industria, tanto en la fijación de precios como en las políticas de desarrollo e inversión. Al ser una compañía estatal, existía un importante foco en el desarrollo de los intereses energéticos por sobre la rentabilidad directa de las inversiones.

A principio de la década del 90, se inicia en la Argentina un proceso de privatización y desregulación que permitió una mayor participación de capitales privados nacionales e

internacionales. Los desarrollos entonces estuvieron concentrados en la explotación de los yacimientos ya explorados en los años previos y no en la exploración de nuevas áreas. Esto generó un aumento considerable de la producción con récord de exportaciones que se mantuvo durante casi toda la década. La producción de petróleo previa a la desregulación que no superaba los 500 mil barriles diarios aumentó año a año hasta superar los 800 mil barriles en su momento más álgido. Pero este aumento de producción no estuvo acompañado en inversiones de nuevas áreas y por lo tanto luego del pico de producción del año 1998 empieza una declinación.

Entrado el nuevo siglo, la producción de petróleo continuó en declive y el aumento de demanda en transporte y el agro hizo que el estado intervenga estableciendo restricciones a la exportación mediante gravámenes para evitar el desabastecimiento y a su vez regulación en los precios de combustibles para limitar el encarecimiento al consumidor. Esto no hizo otra cosa que alimentar la espiral descendente al desincentivar la inversión de las compañías petroleras en detrimento de la producción tocando su piso en el año 2017 cuando se importó un récord de 7,8 millones de barriles de petróleo. A partir de ese momento se inició una parcial desregulación buscando una mayor equiparación del precio del barril local con los precios internacionales y según puede verse en el gráfico N° 20, se empieza a revertir la declinación de la producción, aumentando año a año, sólo interrumpido en el año 2020 por efectos de la pandemia.

Gráfico N° 20: Evolución de la producción de petróleo en Argentina para el período 1990-2021.

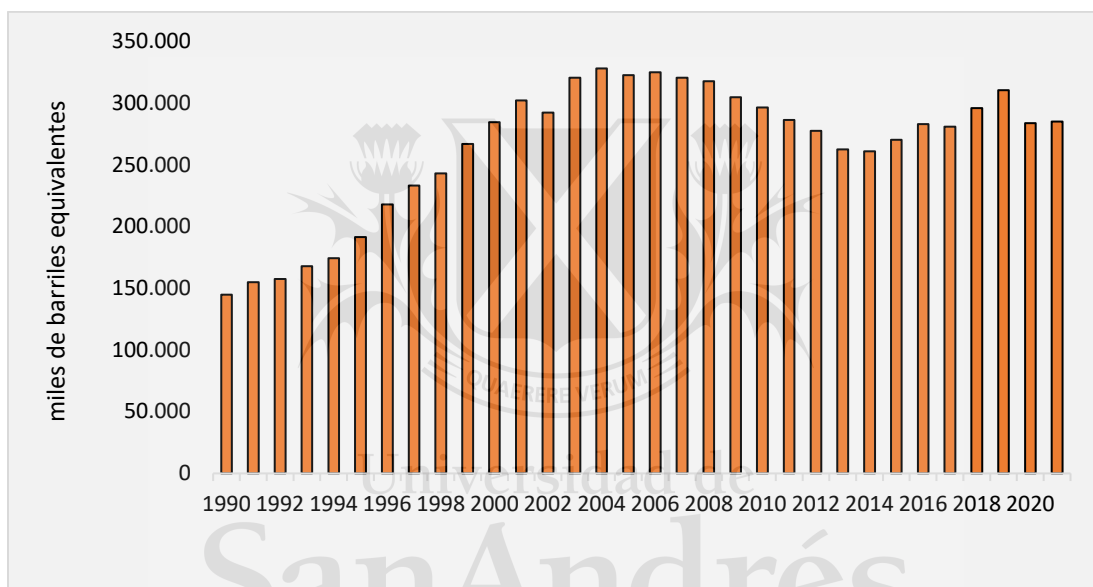


Fuente: Elaboración propia con datos publicados por Secretaría de Energía de la Nación.

El mercado del gas está íntimamente relacionado al del petróleo y su evolución fue similar, aunque al ser la principal fuente de energía de uso residencial, se han implementado políticas adicionales para garantizar el abastecimiento. Al igual que el petróleo, luego de la desregulación de los años 90, la producción fue en aumento y mediante planes de incentivos puntuales se logró mantener el nivel hasta mediados de los años 2000. El declino se presenta en el año 2004 como

consecuencia a la fuerte regulación de precios que no permitieron trasladar los aumentos de costos de producción y generaron desinversión. Como se ve en el gráfico N° 21, el punto más bajo se alcanza en el año 2014 con una producción 261 millones de barriles equivalentes. Para revertir la situación el gobierno implementó planes de incentivos como el Plan Gas, mediante el cual se garantiza un precio a los productores para cubrir parte de la diferencia con los precios internacionales, a la vez que se inicia un plan de convergencia paulatino de actualización de tarifas para incrementar los precios que fueron congelados durante años. Estas medidas, junto a otros incentivos específicos para el desarrollo de áreas no convencionales, logró incrementar la producción llevándola a valores similares previos a la depresión.

Gráfico N° 21: Evolución de la producción de petróleo en Argentina para el período 1990-2021.

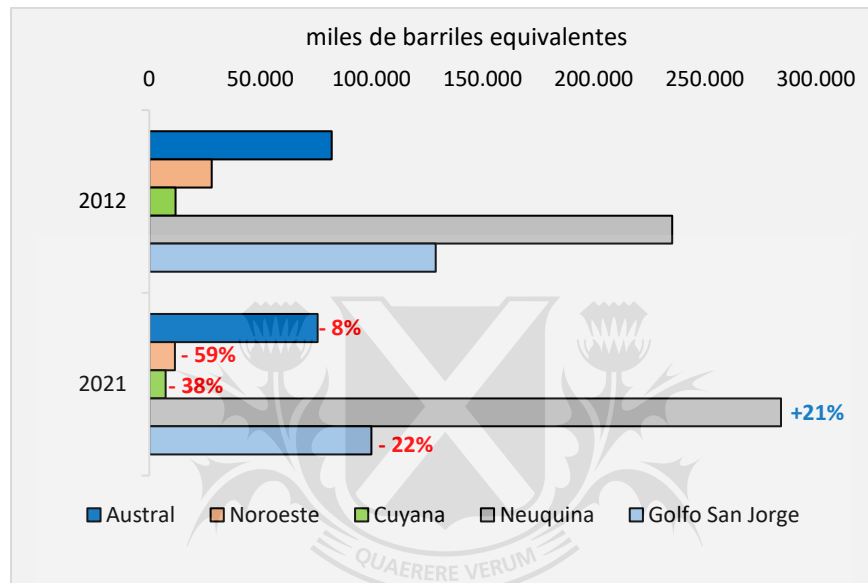


Fuente: Elaboración propia con datos publicados por Secretaría de Energía de la Nación.

Continuando con el análisis de la evolución a lo largo de los últimos 10 años a nivel de cuencas, el comportamiento no es homogéneo, las cuencas Austral, Noroeste y Cuyana que si bien sólo representan el 8% del total, pasaron de 24 millones de barriles a 14 millones, lo que significa una reducción significativa del 42% y la Cuenca del Golfo de San Jorge tuvo también una reducción, aunque menos marcada del 22%. Pero el comportamiento de la cuenca Neuquina fue diametralmente opuesto, allí se reflejó un incremento del 21%, pasando de 81 millones de barriles de petróleo en el año 2012, a 98 millones al cierre de 2021. Respecto al gas, las tendencias se mantienen, la cuenca Neuquina repitió el aumento del 21% generado en el petróleo y las del resto de las cuencas, salvo Austral, tuvieron disminuciones similares a las presentadas en el petróleo. El caso de Austral presentó un nivel de producción muy similar a la de 10 años atrás, sólo se contrajo un 2%. El aumento que se dio en la cuenca Neuquina es producto de los desarrollos de yacimientos no convencionales de formaciones shale y tight de petróleo y gas.

Consolidando tanto el petróleo como el gas, en los últimos 10 años la única cuenca que incrementó su producción fue la Neuquina que compensó las caídas del resto de las cuencas, de modo tal que la producción total tuvo una reducción de sólo el 1%, hecho que puede verse en el gráfico N° 22.

Gráfico N° 22: Comparación de producción de petróleo y gas por cuenca, para los años 2012 y 2021.

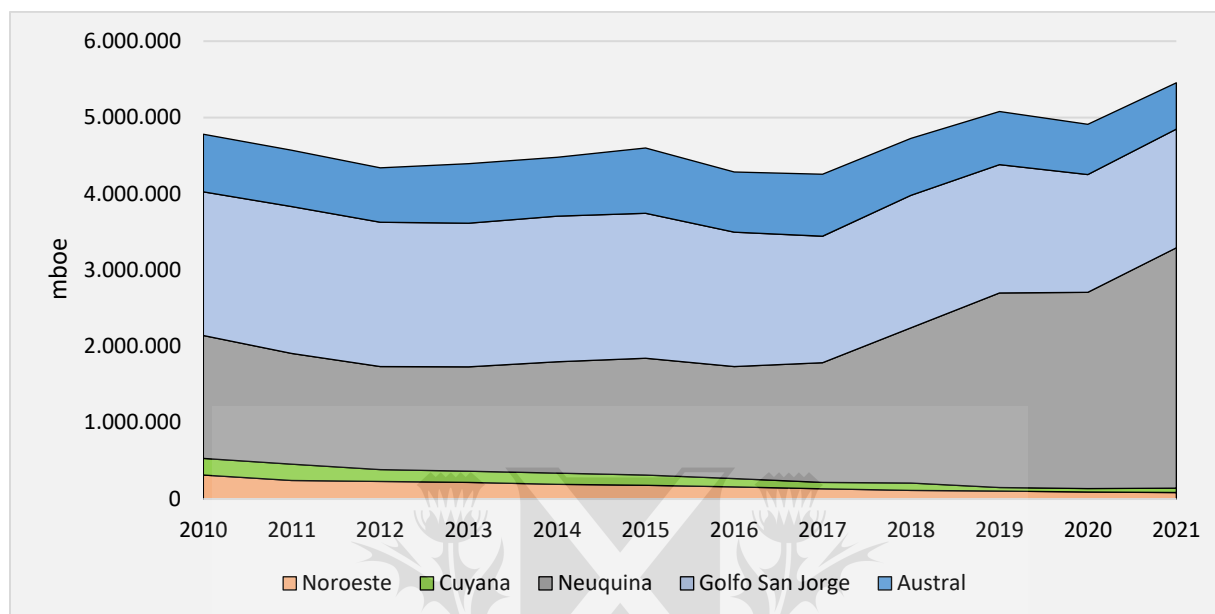


Fuente: Elaboración propia con datos publicados por Secretaría de Energía de la Nación.

3.2 Reservas

En los últimos 10 años las reservas totales argentinas se incrementaron un 26%, pasando de 4.338 millones de barriles equivalentes de petróleo y gas en 2012, a 5.455 millones en 2021, lo cual contrasta y revierte a la reducción del 13% dada en el año 2020 consecuencia de los efectos de la COVID-19. Este aumento, en líneas generales se debió al desarrollo de áreas no convencionales. Pero a pesar de este aumento, la evolución a lo largo de estos años tuvo un comportamiento distinto en cada cuenca como se observa en el gráfico N° 23.

Gráfico N° 23: Evolución de reservas probadas de petróleo y gas discriminada por cuenca para el período 2010-2021.



Fuente: Elaboración propia con datos publicados por Secretaría de Energía de la Nación.

Las cuencas Noroeste y Cuyana, que en la actualidad concentran sólo el 3% de las reservas probadas totales, sufrieron ambas una disminución del 63% respecto a sus valores del año 2012, pasando de 385 mil millones de barriles a 143 mil millones en 2021. Según el reporte de reservas elaborado por la Secretaría de Energía de la Nación, la disminución puede tener su causa en que se tratan de cuencas maduras y que debido a que su potencial exploratorio se encuentra en formaciones profundas y complejas, existen pocos incentivos para su desarrollo.

Las cuencas Austral y Golfo de San Jorge también han sufrido una disminución respecto sus valores de 10 años atrás, aunque esta fue menor y ascendió a un 16%, pasando de 2.602 mil millones de barriles equivalentes en 2012, contra 2.161 mil millones en el año 2021. A pesar de contar con yacimientos maduros, al igual que las cuencas Noroeste y Cuyana, se han realizado proyectos pero que no han sido suficientes para contrarrestar el declino natural.

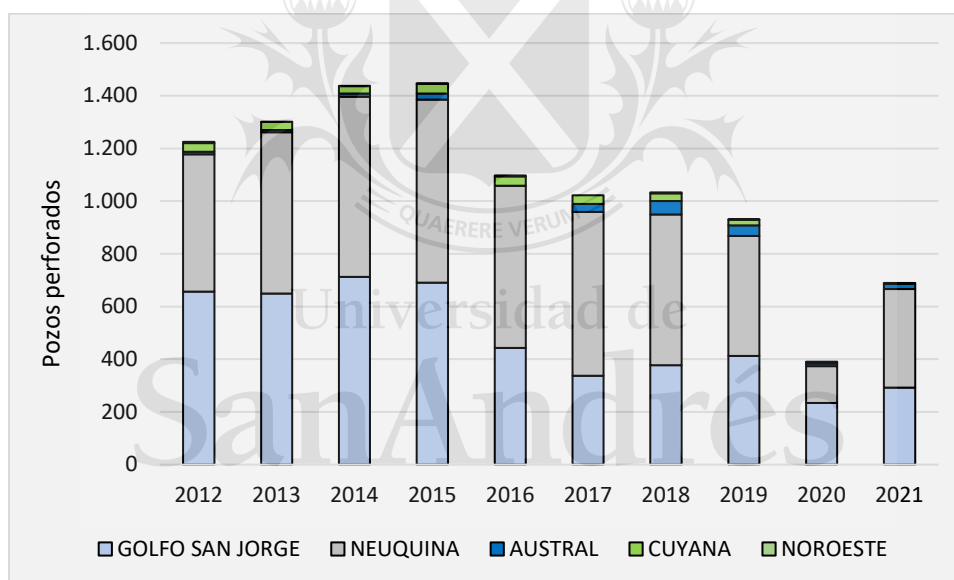
La cuenca Neuquina es la única que logró incrementar sus reservas en el período de análisis considerado, pasando de 1.352 mil millones de barriles de petróleo y gas en el año 2012, a 3.150 mil millones en el año 2021, lo que significó un incremento de un 133%. El motor de este crecimiento fue la incorporación de reservas de proyectos de desarrollo de yacimientos no convencionales. Ejemplo de esto último es el yacimiento Vaca Muerta, localizado en la provincia de Neuquén y que representa a nivel mundial y dentro de la categoría de no convencional, a la cuarta reserva mundial de petróleo y la segunda de gas natural.

El motivo del declino de reservas convencionales se debe en parte a la existencia de yacimientos maduros cuyos costos para el desarrollo de nuevas formaciones es más alto y por lo tanto menos atractivo, como así también a la falta de incentivos y estabilidad jurídica para proyectos de

exploración a largo y mediano plazo. Como parte de solución a esta problemática, el estado nacional ha lanzado en el último año el Plan Gas, mediante el cual se subastan volúmenes y contratos a mediano plazo con el fin de dar mayor previsibilidad a los precios e incentivar la inversión.

Para complementar el análisis y entendimiento de la evolución de las reservas es interesante observar la cantidad de pozos perforados en el mismo período. Para poder reemplazar la producción y descubrir o desarrollar nuevas áreas que incrementen las reservas, es necesario que las compañías emprendan campañas de perforación. Por lo tanto, este dato es evidencia de la actividad e inversión. En el gráfico N° 24 se muestra la cantidad de pozos perforados en las 5 cuencas argentinas. Allí se observa una caída que tiene su piso en el año 2020 por efectos del COVID-19 y empieza un repunte en el año siguiente. En su punto álgido de los años 2014 y 2015, se perforaron cerca de 1.400 pozos mientras que en el año 2021 esa cifra fue de 690. Las cuencas que concentran las perforaciones son la Neuquina y Golfo de San Jorge que coincidentemente son las que concentran la mayor cantidad de reservas.

Gráfico N° 24: Cantidad de pozos perforados por cuenca para el período 2012-2021.



Fuente: Elaboración propia con datos publicados por Secretaría de Energía de la Nación.

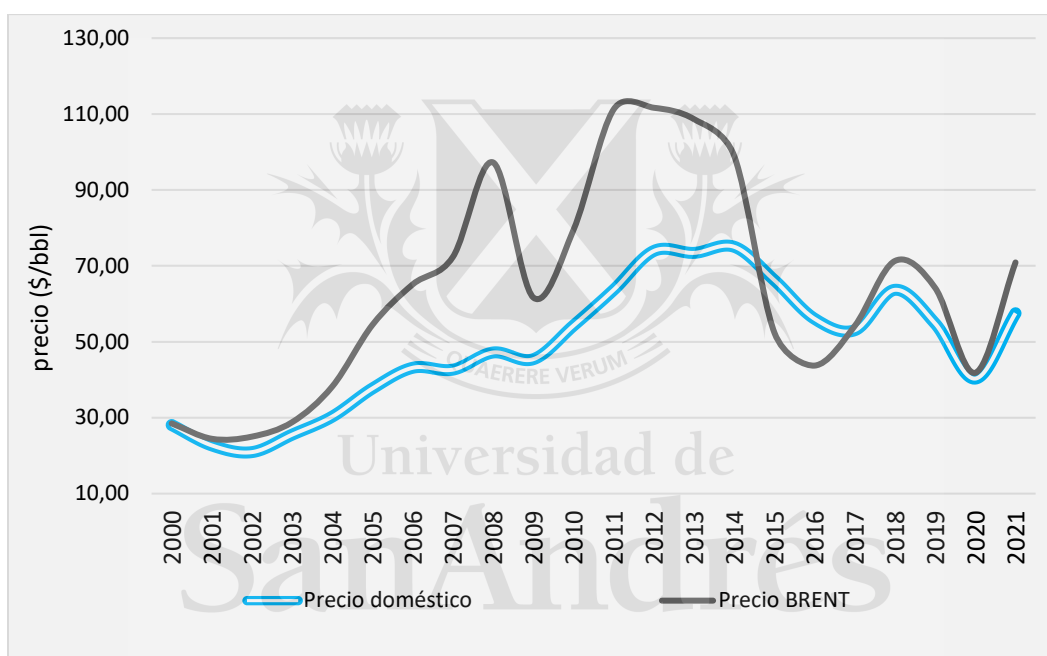
3.3 Precios

El comportamiento del precio del petróleo en Argentina en los últimos años fue fluctuante al igual que los precios internacionales, pero no siempre siguió su misma suerte. Como se explicó en los párrafos previos, la falta de inversión de fines del siglo pasado provocó una declinación en la producción y a su vez, para garantizar el autoabastecimiento se establecieron gravámenes a la exportación. Estos gravámenes han generado que el precio neto obtenido se equipare o sea inferior al del mercado local. Esto puede observarse en el gráfico N° 25, donde el precio local se mantuvo por debajo al precio internacional durante la primera década del siglo XXI. La razón de

esto es por un lado los gravámenes a la exportación mencionados y el hecho de que las compañías refinadoras no pudiesen trasladar los precios internacionales al surtidor.

A partir del año 2014, con el desplome del precio Brent, la rentabilidad de las empresas se ve perjudicada al igual que las arcas de las provincias que ven afectadas las regalías petroleras cobradas a los productores. Para paliar este efecto se establece el “barril criollo”, que fija un precio sostén de 45 USD/bbl independiente al BRENT. Dicha medida tuvo como resultado que el precio local fuese superior al internacional durante los años 2015 y 2016. Este barril criollo fue luego ajustándose en función de la cotización del BRENT. Actualmente, el precio obtenido en el mercado local se mantiene cercano al precio internacional.

Gráfico N° 25: Evolución del precio doméstico de crudo y BRENT para el período 2000-2021.



Fuente: Elaboración propia con datos publicados por Secretaría de Energía de la Nación y bp Statistical Review of World Energy.

Crack Spread

El petróleo no se consume en su forma cruda, sino que requiere de un proceso de refinación para la obtención de sus diferentes combustibles derivados. En la Argentina el precio del crudo está influenciado por el valor del combustible, es decir, los refinadores pagarán un precio tan alto como aquel que puedan cobrar o trasladar a los consumidores finales en los surtidores. Es por este motivo que una relación interesante para analizar el precio es el denominado crack spread, entendido este como el margen de refinería o dicho de otro modo la diferencia entre el precio del barril de petróleo crudo y el combustible refinado.

Ahora bien, como fue mencionado en otras secciones, del petróleo crudo se obtienen diversos derivados, pero los principales son los combustibles como el gasoil y la nafta. Debido a esto se ha optado por simplificar su cálculo, asumiendo que de un barril de petróleo se obtiene gasoil y nafta dando preponderancia al primero sobre el segundo del siguiente modo:

$$\text{Crack Spread} = (2 * \text{Precio Gasoil} + \text{Precio Nafta} - 3 * \text{Precio crudo}) / 3$$

Donde:

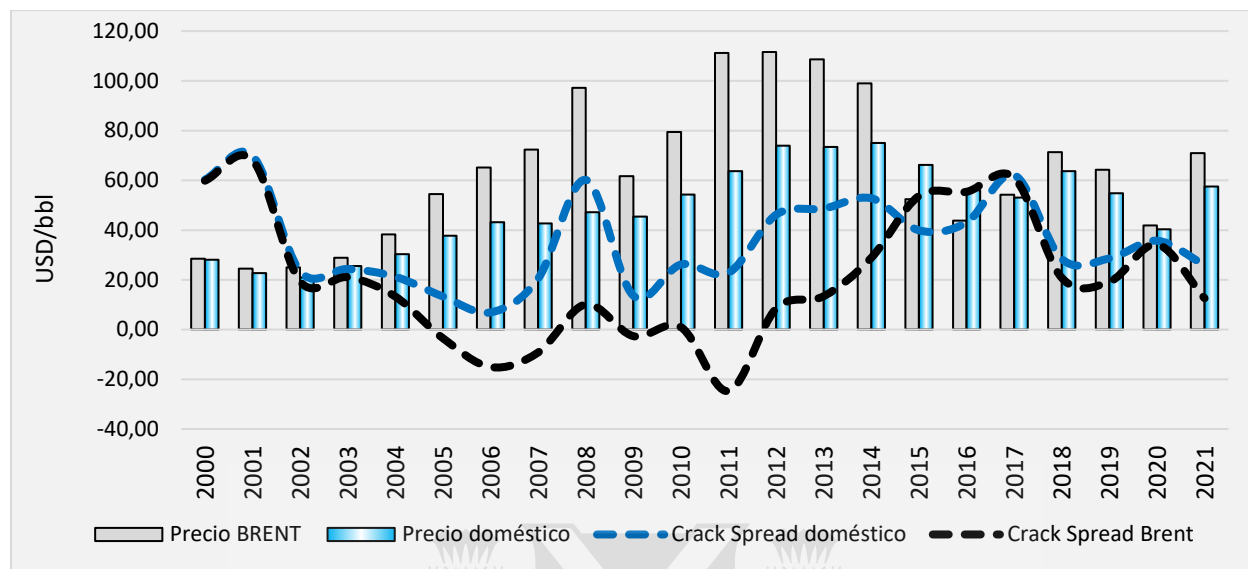
- Precio Gasoil: es el precio informado por Secretaría de Energía en su informe mensual de regalías hidrocarburíferas, al cual luego se han depurado los impuestos principales como IVA⁵ e ITC⁶ para obtener el costo neto.
- Precio Nafta: idem procedimiento seguido en el gasoil. Para la nafta se ha optado por tomar de referencia a su variante súper.
- Precio crudo: corresponde al precio promedio de las cuencas argentinas, publicados por la Secretaría de Energía de la Nación.

Utilizando la metodología anterior, en el gráfico N° 26 se ha calculado el crack spread de Argentina para el período 2000 a 2021, tomando tanto el precio doméstico del barril de petróleo, (línea punteada azul), como el precio Brent, (línea punteada negra), y se incorporaron como referencia los precios de ambos para el mismo período. Allí se puede ver como en los períodos donde el precio del barril doméstico se mantuvo por debajo del precio internacional, el crack spread doméstico es superior al que surgiría del precio internacional o, dicho de otro modo, los refinadores obtienen mayor margen comprando crudo local que importándolo e inclusive en los años de mayor divergencia, el crack spread internacional hubiera resultado negativo. La tendencia luego se invierte en los años 2015 y 2016 con la implementación del barril criollo y el desplome del Brent, el crack spread doméstico es menor al internacional. En la actualidad con la mejor paridad de precio local e internacional, los crack spreads se mantienen en niveles similares.

⁵ Impuesto al valor agregado.

⁶ Impuesto a la transferencia de combustibles.

Gráfico N° 26: Evolución del precio doméstico de gas natural e internacional Henry Hub para el período 2000-2021.

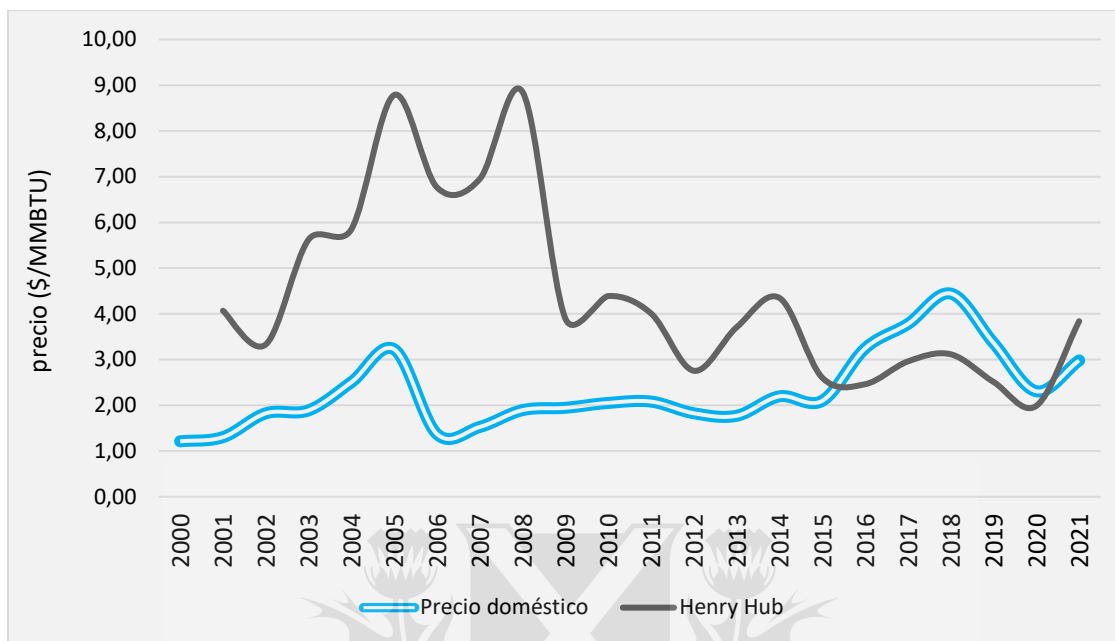


Fuente: Elaboración propia con datos publicados por Secretaría de Energía de la Nación y bp Statistical Review of World Energy.

En lo referido al gas, se repite el comportamiento experimentado en el petróleo. La regulación de tarifas mantuvo el precio doméstico del gas natural por debajo de sus valores internacionales desde el año 2000 hasta el 2015. Luego, con el sinceramiento de tarifas y los incentivos como el Plan Gas, el precio local inició un proceso de recuperación donde inclusive se mantuvo por encima de los valores internacionales. A la fecha, si bien los precios internacionales son superiores al doméstico, la brecha es mucho menos significativa que en años previos.

San Andrés

Gráfico N° 27: Evolución del precio doméstico de gas natural e internacional Henry Hub para el período 2000-2021



Fuente: Elaboración propia con datos publicados por Secretaría de Energía de la Nación y bp Statistical Review of World Energy.

4 Análisis Financiero

En esta sección, se procederá a analizar el desempeño de la empresa mediante el uso de ratios de rentabilidad, crediticios, operativos y también de determinados indicadores específicos de la industria de Oil & Gas. Para ello, se tendrá en cuenta un rango temporal de 5 años. Este análisis luego se complementará haciendo una comparación con otras empresas de características similares que se desempeñen en la misma industria.

4.1 Ratios de rentabilidad

Los ratios de rentabilidad son indicadores básicos para medir los resultados de la empresa y su capacidad para generar rendimientos y retornos. En esta subsección se analizarán varios de ellos, pero se hará antes una lectura del EBITDAX, ya que es una métrica fundamental cuya evolución permite explicar y entender al resto de los ratios de rentabilidad.

El EBITDAX es un indicador utilizado no solo por CGC, sino también en la industria del petróleo y gas ya que permite medir la habilidad de las compañías para generar ingresos a partir de sus operaciones, una vez cubiertos sus costos principales. Considerando los últimos 5 años, CGC mantuvo un EBITDAX positivo y con una tendencia creciente. Efectuando un análisis de punta a punta, la empresa experimentó un incremento de un 302%, pasando de USD 74 millones en 2017 a USD 296 millones en 2021. El primer año en consideración, 2017, es un año de transición ya

que se corresponde al inmediato posterior a la adquisición de los activos de la cuenca Austral de Petrobras. Esto significó para la empresa una intensa actividad en trabajos para mejorar la eficiencia operativa y aumentar la producción futura, como así también en costos adicionales propios de la curva de aprendizaje de un área nueva. En los 2 años siguientes la compañía logra incrementar sustancialmente el EBITDAX, aumentando el mismo un 242% en el año 2018. Este crecimiento se debe al resultado de los trabajos realizados en el año de transición que empezaron a dar sus frutos: la producción aumentó un 50% y ascendió a 1.556 Mm³, proveniente del desarrollo de los reservorios no convencionales en al área Campo Indio y El Cerrito. En el año 2019 la producción continúa en ascenso y el EBITDAX crece un 21%. La tendencia alcista se corta abruptamente en el año 2020, consecuencia de la pandemia global de COVID-19 cuando el consumo de energía, principalmente el petróleo, disminuye por efecto de restricciones a la movilidad e impactan consecuentemente en una menor demanda y menor precio. Durante ese año la compañía debió colocar su producción a un valor promedio de venta cercano a los 33 \$/boe y mantener sus costos fijos. El año 2021, con el gradual levantamiento de las restricciones a la movilidad, muestra una recuperación del EBITDAX a valores cercanos a prepandemia, a su vez este año se produjo la incorporación de los activos de Sinopec en junio de 2021, por lo que tuvo un impacto positivo en los 6 últimos meses.

Teniendo en cuenta lo anterior, los indicadores de rentabilidad por lo general presentarán valores bajos en 2017, luego un crecimiento en los años 2 años siguientes, interrumpidos el año 2020 por el COVID y recuperándose en 2021. Los ratios de rentabilidad de CGC se encuentran detallados en la tabla N° 4.

Tabla N° 4: Ratios de rentabilidad para el período 2017-2021

Ratio		2017	2018	2019	2020	2021
Operativo	EBIT / Ventas	0,04	0,34	0,30	0,22	0,21
EBITDA	EBITDA / Ventas	0,25	0,50	0,52	0,58	0,45
EBITDAX	EBITDAX / Ventas	0,25	0,50	0,55	0,59	0,45
Ganancia	Ganancia neta / Ventas	(0,08)	0,12	0,26	0,14	(0,01)
ROE	Ganancia Neta / PN	(0,54)	0,25	0,49	0,22	(0,02)
ROA	EBIT / Total Activos	0,02	0,16	0,15	0,09	0,10

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de los estados contables publicados de la compañía.

Una observación, es que el EBITDA y EBITDAX no difieren significativamente, ya que los gastos de exploración no capitalizados en los últimos 5 años no han sido significativos, por lo que se obviará el primero y se tomará el segundo.

Otro indicador importante de la empresa y la industria es el EBITDAX y el EBIT, medidos ambos en función de las ventas. Esto da una referencia de qué porcentaje de los ingresos por venta quedan disponibles luego de cubrir sus principales costos.

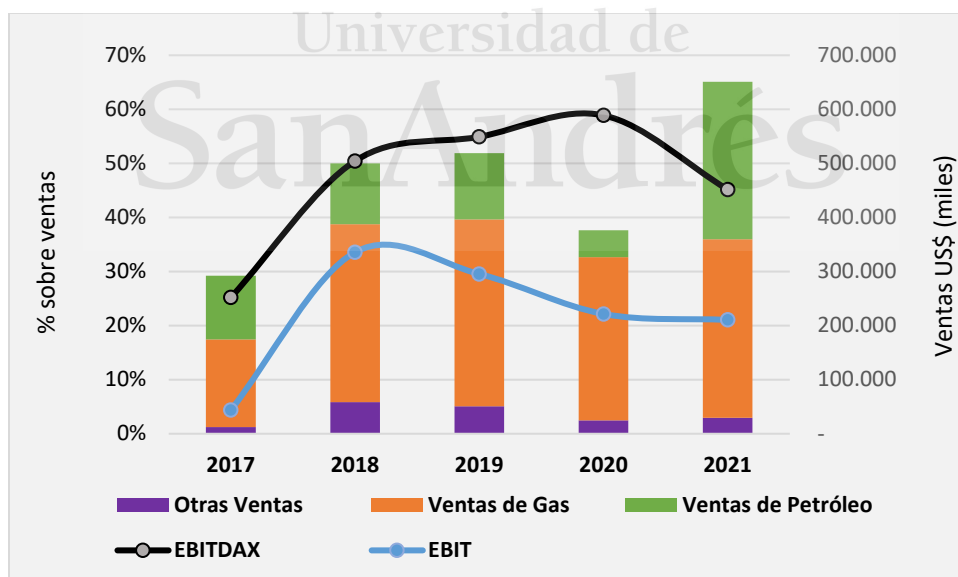
Tanto para EBITDAX como para EBIT, el ratio respecto a ventas se mantuvo positivo en los últimos 5 años y aunque su brecha varía en algunos períodos, ambos indicadores mantienen una

fuerte correlación. En el año 2017 se presenta el ratio más bajo, un 4% para EBIT y 25% para EBITDAX, lo cual está en consonancia con el período de transición posterior a la adquisición de las operaciones de Petrobras y a los costos extraordinarios de ese período. Al año siguiente se dan los incrementos de producción y los ratios crecen a 34% y 50% en EBIT y EBITDAX respectivamente y en 2019 mantienen márgenes similares de 30% y 55%; este último año hay una leve caída en el margen de EBIT debido a que hay ajustes contables que incrementaron el cargo depreciación por la aplicación de normativa nueva de IFRS obligatoria a partir de ese período. Como puede observarse en el gráfico N° 28 las ventas totales se mantienen al mismo nivel que el período anterior.

Una observación interesante para efectuar es respecto al año de pandemia 2020, como se vio previamente, el EBITDAX se contrajo un 22% pero sin embargo su relación con las ventas se incrementó a un 59%. Esto fue debido a las acciones llevadas a cabo por la empresa que pudo reducir sus costos para hacer frente a la contracción de demanda.

El año 2021 también merece una mención especial, si bien la demanda empieza a recuperarse al igual que los precios, los márgenes sobre ventas son ligeramente inferiores al año de COVID previo y si se observa el gráfico N° 28 se ve un aumento significativo en el total de ventas, lo cual no resultaría lógico. Su explicación está en que el crecimiento de ingresos ocurre por la adquisición de Sinopec en el mes de junio que trajo ventas adicionales para el segundo semestre del año, pero el proceso de adquisición generó a su vez costos extraordinarios tanto administrativos como operativos que lo contrarrestaron.

Gráfico N° 28: Evolución del EBITDAX y el EBIT, medido en función de las ventas, para el período 2017-2021

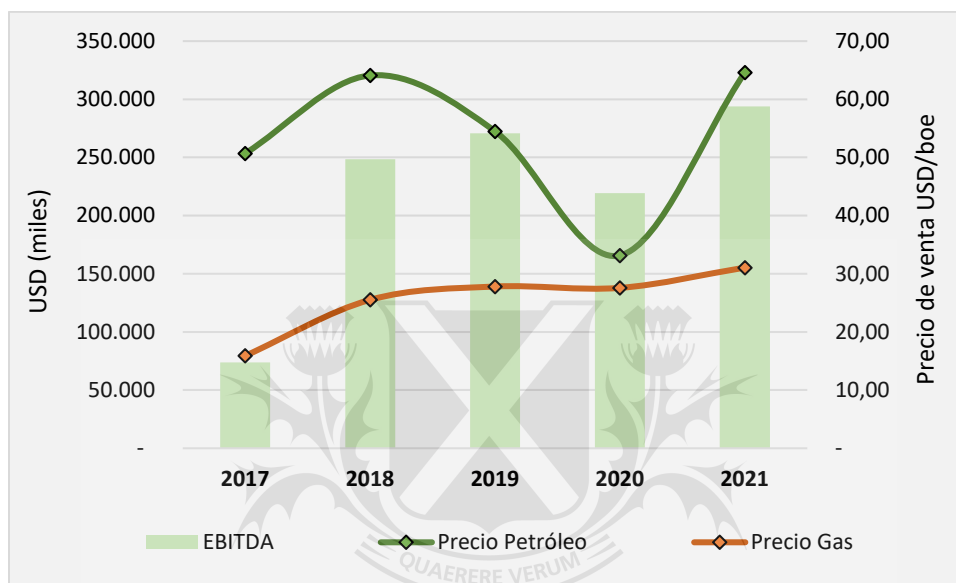


Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de los estados contables publicados de la compañía.

El análisis del EBITDAX puede ser complementado con la evolución de los precios, como puede observarse en el gráfico N° 29, los contextos de precios favorables estuvieron acompañados de

incrementos del EBITDAX. A esto debe hacerse una salvedad en los años 2017 y 2018, particularmente en el primero cuando según se mencionó antes se empiezan a operar los activos de Petrobras de cuenca Austral y aún no se obtienen los incrementos en producción que permiten el aprovechamiento de los mejores precios.

Gráfico N° 29: Evolución del EBITDAX, precio de petróleo y gas de CGC, para el período 2017-2021



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de los estados contables publicados de la compañía.

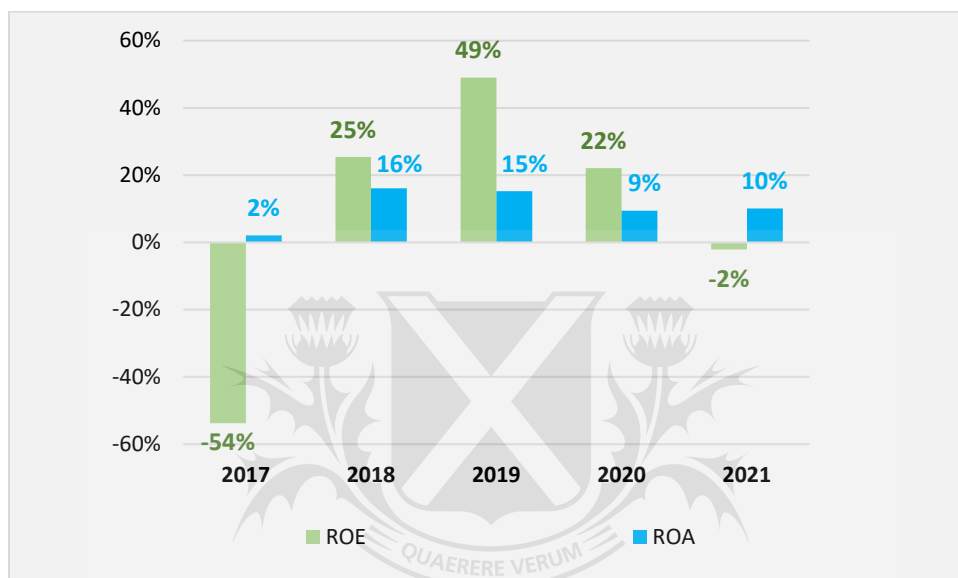
La relación entre la ganancia neta y las ventas, si bien sigue la misma suerte que los ratios mencionados previamente, a diferencia del resto de los indicadores contiene resultados financieros e ingresos y egresos no operativos por lo que no se profundizará su análisis.

Otro de los índices utilizados en la medición de rentabilidad es el ROE, el cual relaciona el beneficio neto con el patrimonio neto invertido en la empresa. Este indicador si bien no es el del todo exacto, dado que el patrimonio neto no es necesariamente representativo del valor del capital invertido y adicionalmente el beneficio neto puede estar afectado por errores de medición o de otro tipo, brinda una guía del retorno obtenido sobre el patrimonio de los accionistas y adecuadamente interpretado provee cierta información de utilidad (Fraile G., Preve L., 2013).

Salvo el año 2017, donde el ROE mostró un valor muy negativo de -54%, la compañía ha podido sostener un ratio positivo en cada ejercicio como puede observarse en el gráfico N° 30. El motivo de esta caída no es otra cosa que el efecto de las magras ventas que se mencionaron previamente como consecuencia del impasse inmediato posterior a la compra de Petrobras. En los años siguientes el comportamiento de este indicador siguió la misma fortuna que el EBITDAX: un crecimiento en 2018 y 2019, con su pico de 49% en este último, una recaída en 2020 por efecto de la pandemia que llevó el ROE a un 22% y un valor negativo de 2% en 2021 pero principalmente por resultados extraordinarios generados en la adquisición de los activos de Sinopec.

Para complementar el ROE, en el mismo gráfico N° 30 se acompaña también el ROA. Este índice muestra qué rendimiento tiene a valores contables la empresa sobre la inversión total realizada, independientemente de la manera en que fue financiada y de los impuestos a las ganancias. Aquí puede apreciarse quizás mejor la performance sin algunos de los efectos distorsivos presentes en el ROE y de hecho puede observarse un crecimiento sostenido hasta 2019, un declino en 2020 y su leve recuperación en 2021.

Gráfico N° 30: Evolución del ROE y ROA, para el período 2017-2021



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de los estados contables publicados de la compañía.

4.2 Ratios Crediticios

La evolución de flujos de fondos de la compañía repite las tendencias en los resultados operativos explicados previamente: incremento sostenido hasta 2019, estancamiento temporal en 2020 y recupero en 2021. En esta subsección se desarrollarán distintos ratios crediticios.

4.2.1 Estructura de capital, apalancamiento y cobertura de intereses

CGC como toda empresa de la industria de Oil & Gas, se caracteriza por ser capital intensiva y por ende requerir de grandes inyecciones de fondos para poder sostener e incrementar la producción y desarrollar sus reservas. Por este motivo el endeudamiento está presente en su estructura de financiamiento.

La tabla N° 5 muestra la caja y deuda de CGC, así como también los ratios de esta sobre el patrimonio y EBITDAX y a su vez detalla también la cobertura de intereses. Respecto a esto último, se ve que los resultados que genera la operación tienen solidez suficiente para hacer frente a los pagos de intereses, con valores superiores a 4 veces en los últimos 2 años. Por otro lado, se puede observar también que en el año de pandemia 2020, los indicadores en general

no han sufrido significativamente, lo que infiere que la compañía ha mantenido una estructura de deuda acorde con los resultados de la operación.

Tabla N° 5: Ratios de cobertura

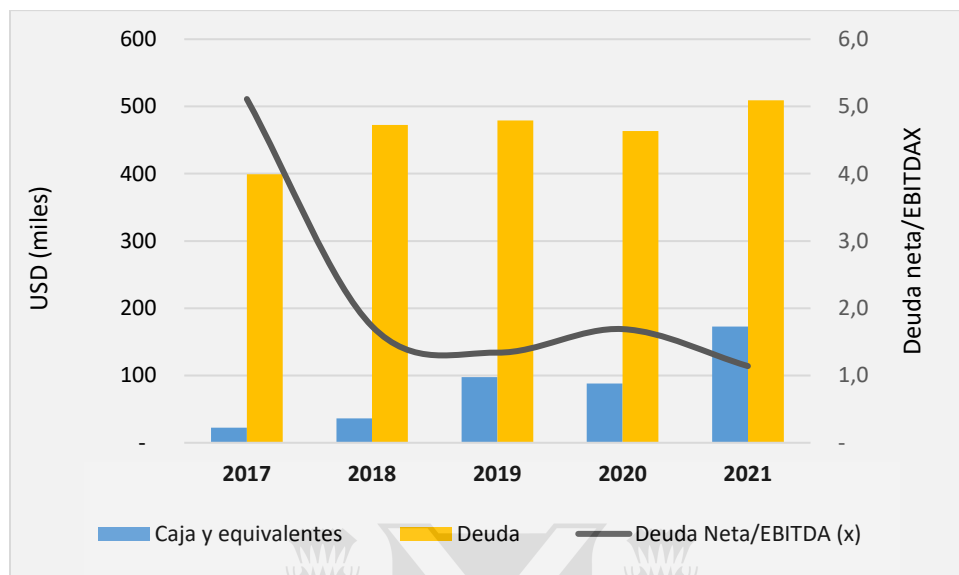
Cobertura		2017	2018	2019	2020	2021
Caja y equivalentes	USD mm	23	36	98	88	173
Deuda	USD mm	399	472	479	463	509
Deuda / PN		9,08	2,51	1,90	1,99	1,67
Deuda / EBITDAX		5,42	1,87	1,68	2,09	1,73
Deuda Neta / EBITDAX		5,11	1,73	1,34	1,69	1,14
EBITDAX / Intereses		2,66	6,18	6,61	4,65	4,44

Fuente: Elaboración propia con datos publicados en estados contables publicados por la compañía.

La deuda en los últimos 5 años expuesta en el gráfico N° 31, muestra que la compañía ha mantenido un stock de deuda casi constante en el tiempo, iniciando con USD 399 millones en 2017 y cerrando con USD 509 millones en 2021. Esto significa en principio un aumento del 28%, pero si se incorpora a la caja para obtener la deuda neta, esta pasó de USD 377 millones a USD 337 millones en el mismo período, lo que se traduce en una disminución del 10%. CGC ha podido invertir grandes cantidades para incrementar su producción tomando deuda, pero manteniendo un stock constante. A su vez, sus ratios de deuda sobre EBITDA también se han mantenido constantes, lo que permite inferir que la performance del negocio ha podido acompañar el endeudamiento tomado.

Universidad de
San Andrés

Gráfico N° 31: Evolución de deuda, caja y ratio deuda neta/EBITDAX para el período 2017-2021.



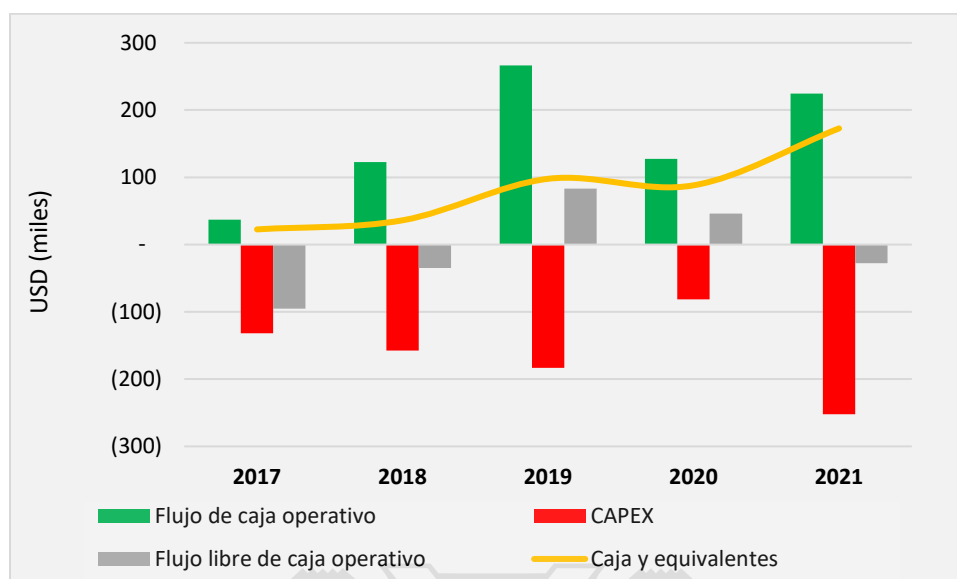
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de los estados contables publicados de la compañía.

Incorporamos ahora al análisis las inversiones de CAPEX, para obtener un flujo operativo neto como se expone en el gráfico N° 32. De su lectura se puede interpretar que la compañía acompañó los crecimientos de sus flujos con inversiones de CAPEX más agresivas.

El año 2017 fue el más agresivo en términos de CAPEX respecto al resultado operativo, cuando la empresa implementó un plan de inversiones para potenciar las operaciones de las áreas adquiridas en la cuenca Austral y cerró con un flujo neto operativo negativo de USD 95 millones, el más bajo de la serie histórica considerada. En el año 2018 la producción aumenta significativamente y junto a la mejora en precios, se duplica en más de dos veces el flujo operativo respecto al período anterior. El CAPEX también aumenta, la compañía continúa reinvertiendo y si bien el flujo neto es negativo, el mismo es de USD - 35 millones, menor a 2017. El año 2019 tiene una inversión que es un 16% superior al año previo, pero sin embargo el flujo neto operativo se vuelve positivo por primera vez fruto principalmente del continuo aumento de la producción y ayudado por un leve incremento en los precios del gas. Durante la pandemia de COVID, el precio cayó junto a la actividad, la empresa redujo sus operaciones y mantuvo un CAPEX mínimo de mantenimiento y logró así sostener un flujo neto operativo positivo.

Hay comentarios particulares que deben mencionarse para lo ocurrido en 2021. Como puede verse en el gráfico N° 32, el flujo de caja operativo se recupera post COVID, aunque no llega aún a su nivel de prepandemia. Desde el punto de vista del CAPEX, hay un salto significativo de un 200% que por un lado son producto de la reactivación de la actividad de perforación luego del impacto sufrido en 2020 por las medidas adoptadas a raíz de la pandemia de coronavirus; pero por otro lado se debe a pagos extraordinarios que hizo la compañía para extender el plazo de las concesiones en la provincia de Santa Cruz. Tomando esto en consideración, es lo que genera un flujo neto de caja negativo al cierre de año.

Gráfico N° 32: Evolución de flujos de fondo, CAPEX y caja, para el período 2017-2021



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de los estados contables publicados de la compañía.

4.2.2 Ratios de liquidez

En cuanto a la liquidez, ésta tiene fundamentalmente dos funciones en la empresa, se la usa para hacer frente a los pagos comprometidos y para afrontar el plan de inversiones. Cuando las empresas no logran reunir la liquidez necesaria suelen tener problemas, ya sea a enfrentar los costos de financial distress⁷, o los costos derivados de la sub-inversión cuando no logran ejecutar la política de inversiones adecuada (Fraile G., Preve L.). Un indicador de liquidez usualmente utilizado es el que relaciona los activos corrientes sobre los pasivos corrientes; CGC lo mantuvo por encima de 1 en los 5 últimos años. En referencia a la solvencia, la compañía publica en sus estados financieros la relación entre el patrimonio neto y el pasivo total a fin de mostrar, bajo valores contables, la proporción de capital propio sobre el total del pasivo. Aunque en el último año este indicador tuvo una caída, esto se debió principalmente por ajustes a balance consecuencia de la adquisición de Sinopec, siendo constante en los años previos.

Tabla N° 6: Ratios de liquidez

Ratios	2017	2018	2019	2020	2021
Liquidez	1,27	1,45	1,64	1,00	1,19
Solvencia	0,39	0,43	0,53	0,51	0,31
Inmovilización del capital	0,76	0,70	0,72	0,71	0,69

Fuente: Elaboración propia con datos publicados en estados contables publicados por la compañía.

⁷ Percepción del mercado del incumplimiento por parte de la empresa de sus compromisos.

4.2.3 Stock de deuda financiera y calificación crediticia

Tal como se indicó en un apartado previo, CGC al igual que el resto de las compañías de la industria tiene en su estructura un componente de deuda financiera significativo. La compañía, al igual que otros miembros del grupo Corporación América, ha demostrado poseer buen acceso a los mercados de capitales en el mercado local e internacional además del financiamiento bancario y se encuentra entre los principales emisores con el ratio de apalancamiento más bajo, como se expone en el gráfico N° 33.

De acuerdo con lo expresado por el directorio de la compañía en su memoria anual, la estrategia financiera consiste en mantener niveles de endeudamiento conservadores y vencimientos acordes a los ciclos de inversión, de manera de asegurar la generación de los fondos necesarios para el desarrollo y la exploración de hidrocarburos, en línea con la estrategia de largo plazo de la compañía.

Gráfico N° 33: Emisiones de deuda en el mercado de capitales local.



Fuente: Presentación a inversores CGC, diciembre 2021.

Al cierre del ejercicio 2021, la deuda financiera de CGC asciende a USD 509 millones, compuesta por un 23% de préstamo bancario y 77% en obligaciones negociables. El costo promedio es de 7,7% y tiene una duración de 2,86 años. El detalle de la composición de la deuda se expone en la tabla N° 7.

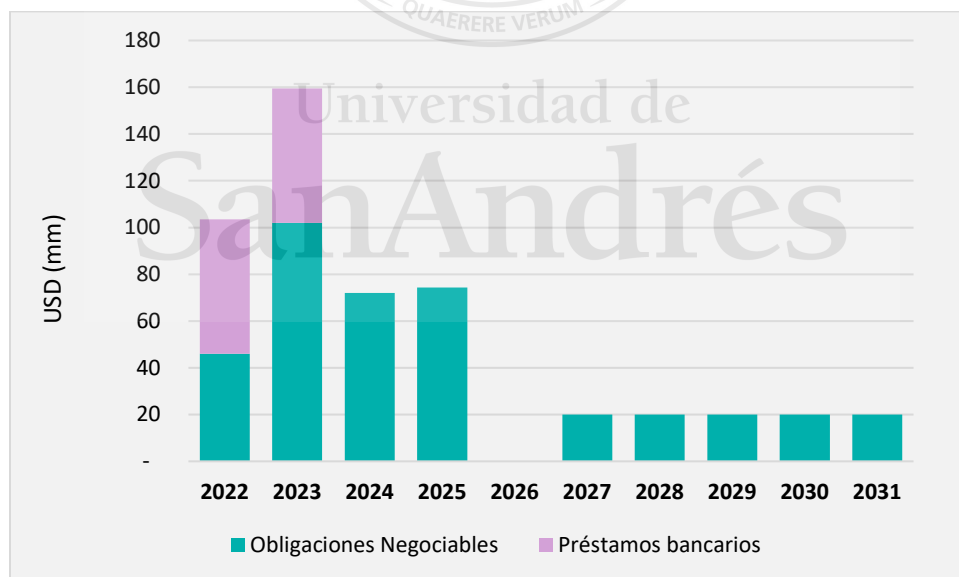
Tabla N° 7: Stock de deuda financiera de CGC en USD millones al 31/12/2021.

Instrumento	Saldo	Interés	Vencimiento
Obligaciones negociables clase 17	204,3	9,5%	Mar-25
Obligaciones negociables clase 18	20,0	3%	Nov-22
Obligaciones negociables clase 19	36,0	5%	Jun-23
Obligaciones negociables clase 21	14,0	7%	Jun-23
Obligaciones negociables clase 22	20,0	3%	Sep-24
Obligaciones negociables clase 23	100,0	6,05%	Sep-31
Préstamo sindicado en USD	115,0	8,5%	Feb-23
Total	509,3		

Fuente: Elaboración propia con datos publicados en estados contables publicados por la compañía.

La deuda total se extiende hasta el año 2031, pero sus vencimientos no son uniformes. Los años 2022 y 2023 destacan como aquellos de mayor exigencia, ya que la compañía debe hacer frente a vencimientos de capital por USD 104 y USD 160 millones, respectivamente. Esto es un punto para tener en cuenta, la empresa debería generar fondos suficientes particularmente esos años.

Gráfico N° 34: Perfil de vencimientos de deuda financiera.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de los estados contables publicados de la compañía.

En cuanto a las calificaciones crediticias otorgadas por las principales calificadoras, CGC ha reconfigurado positivamente su calificación en el último año:

Ratings locales:





- FixScr: actual **AA-**; previo **BBB-**
- Moody's local: actual **A+**; previo **A**

Ratings internacionales:

- S&P global: actual **CCC+**; previo **CCC**
- Fitch: actual **B-**; previo **CCC**

CGC compara favorablemente respecto otras compañías locales como Pampa Energía (B-) o CAPEX S.A. (CCC+), y respecto a compañías de la región, pero fuera de Argentina como GeoPark Limited (B+), SierraCol Energy (B+), Gran Tierra Energy (B) o Frontera Energy (B+)⁸. Un resumen de las calificaciones de CGC junto a otras empresas argentinas se muestra en la tabla N° 8.

Tabla N° 8: Calificaciones crediticias de CGC y otras empresas argentinas.

	Ratings locales		Ratings internacionales	
	FixScr <small>with FitchRatings</small>	MOODY'S LOCAL	S&P Global	FitchRatings
	AA-	A+	CCC+	B-
	AA	AA-	CCC+	CCC
	AA	AA-	CCC+	B-
	AA+	AA-	CCC+	B-

Fuente: Elaboración propia en base a información de presentación a inversores CGC, diciembre 2021.

Riesgos y Fortalezas

Los principales riesgos y fortalezas consideradas por las distintas agencias de riesgo se resumen a continuación:

Riesgos:

- Elevada exposición a las políticas del sector energético en Argentina.
- Exposición a las variaciones de tipo de cambio, las potenciales restricciones regulatorias para el acceso a divisas para el pago de deudas y el contexto macroeconómico actual con las correspondientes expectativas con relación a la disponibilidad futura.
- Exposición a la volatilidad en el precio de los commodities a nivel local e internacional, parcialmente mitigado por la producción de gas comprometida en el Plan Gas IV.
- Alta necesidad de inversiones para cumplir con el plan de inversión.

⁸ Fitch ratings.

Fortalezas:

- Aumento sostenido en la liquidez de CGC, pasando de USD 88 millones de caja en 2020, a USD 173 millones en 2021, (para más información ver gráfico N° 31 ilustrado previamente).
- Adquisición de los activos de Sinopec: significativo crecimiento en tamaño y escala de las operaciones, aumentando la producción de petróleo y diversificando las actividades al operar en distintas cuencas del país.
- Bajo riesgo de demanda en el mediano plazo: la matriz energética argentina se encuentra concentrada y es dependiente de combustibles fósiles, principalmente del gas natural.
- Perfil de vencimientos adecuado.

4.3 Ratios Operativos

Al ser CGC una empresa dedicada a la producción y comercialización de commodities, en condiciones normales la venta se encuentra garantizada, sobre todo en el contexto actual de alta demanda de energía. Al tener una entrega virtualmente garantizada y un precio establecido por el mercado, el análisis de los costos y su rentabilidad tiene una importancia vital en el desempeño de la compañía. Estos costos se relacionan principalmente con:

- OPEX: incluyendo servicios contratados, repuestos y reparaciones, salarios operativos, jornales; costos de energía; entre otros.
- G&A: entre ellos se incluyen a salarios de administración, alquileres de oficinas, honorarios profesionales, solo por mencionar algunos.
- Gastos de comercialización: abarca a las tarifas de almacenaje y transporte de crudo desde los yacimientos hasta las terminales de venta.
- Depreciación de bienes de uso
- Impuestos a la producción: regalías, cánones a los superficiarios, y otros derechos de participación pagados en conexión con los permisos de exploración y las concesiones en Argentina.

Dejando de lado la depreciación de bienes de uso, en grado de significatividad, los costos más importantes son el OPEX, que representan aproximadamente el 50% del total de gastos; seguido por los impuestos directos a la producción con un 17%, y el resto se reparte en G&A, gastos de comercialización y otros egresos varios. Habiendo hecho esta breve mención, en esta sección se analizarán diversos indicadores operativos propios de la industria de Oil & Gas.

Uno de los indicadores más importantes es el netback, que en la industria del petróleo y gas se entiende como el resumen de los ingresos derivados por la venta de una unidad de petróleo y gas, neta de los costos necesarios para obtenerla y comercializarla. Se expresa en dólares por barril y se obtiene detrayendo del ingreso obtenido por la venta, todos los costos asociados a su producción y comercialización. Es un indicador que en resumidas cuentas indica que beneficio neto obtiene la compañía por la venta de un barril de petróleo o gas, luego de cubrir los costos necesarios para obtenerlo.

Para el cálculo del netback de CGC, se procede a tomar los ingresos por venta de petróleo y gas y se restan el OPEX, los costos de comercialización (transporte y almacenamiento) y los cargos directos (regalías, impuesto a los ingresos brutos y canon de producción).

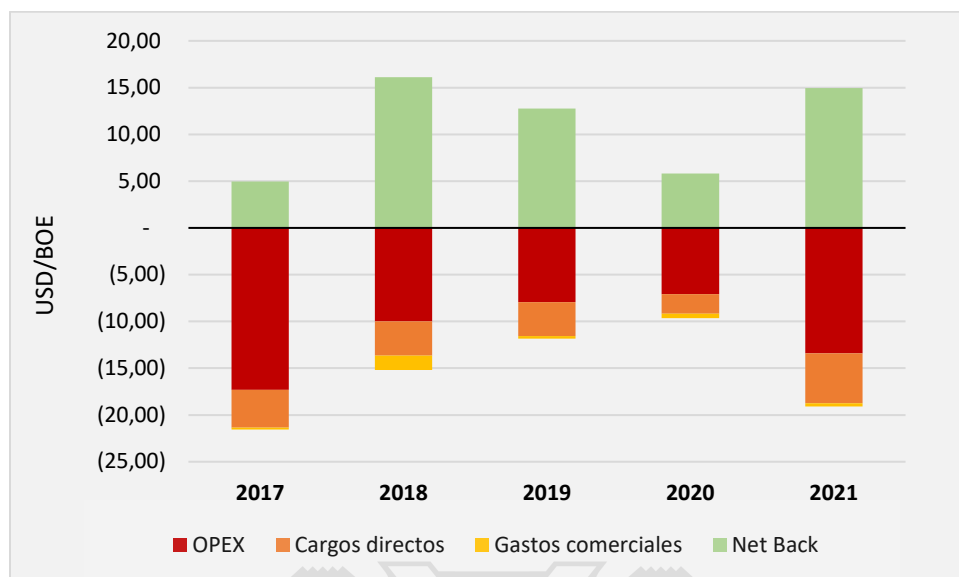
Como puede verse en el gráfico N° 35, la compañía ha mantenido netbacks positivos a lo largo del tiempo con una evolución favorable de sus márgenes. El año 2017 presenta la combinación de bajos precios e ineficiencias operativas que resultaron en un margen de sólo 5 USD/BOE. Durante ese año, que fue el posterior a la adquisición de Petrobras, el precio del petróleo se ubicó en un promedio de 50 USD/bbl y la empresa decidió cambiar los equipos de perforación, lo que generó mayores costos e interrupciones en la producción. Esto último se ve claramente en el OPEX elevado de 17 USD/BOE.

En los años 2018 y 2019, el netback aumenta significativamente a 16 y 13 USD/BOE, respectivamente, impulsado por mejores precios, pero también a la reducción del OPEX que evolucionó reduciéndose a 10 USD/BOE en 2018 y 8 USD/BOE en 2019. Gracias a esta combinación de precios favorables y reducción de costos operativos, el margen neto mejoró en un 158%.

En el año 2020, golpeado por la pandemia, el precio del petróleo se desplomó a 33 USD/bbl y generó una retracción del netback a 6 USD/BOE, lo que significó un 58% de reducción respecto al período previo. Pero a pesar de contraerse el margen, la empresa logró ser eficiente en su operación, llevando el OPEX a 7 USD/BOE y reduciéndolo un 11%. Al año siguiente, las restricciones a la movilidad se levantan paulatinamente y se recupera la demanda y los precios y el netback retorna a valores similares a los de prepandemia. Por otro lado, el OPEX aumenta un 89% debido a la adquisición de los activos de Sinopec que al contener en su matriz un mayor peso del petróleo por sobre gas, los costos de extracción son más elevados sumado esto a algunas ineficiencias e improductividades efecto de la transición por cambio de operador.

Teniendo en cuenta la evolución de los últimos años, de mantenerse precios similares, se esperaría a futuro una mejora en el netback producto por un lado del total levantamiento de las restricciones que traccionaría la demanda y precios, y por otro lado de la reducción de costos operativos por la consolidación de sinergias y economías de escala luego de la adquisición de Sinopec.

Gráfico N° 35: Evolución del netback 2017-2021.

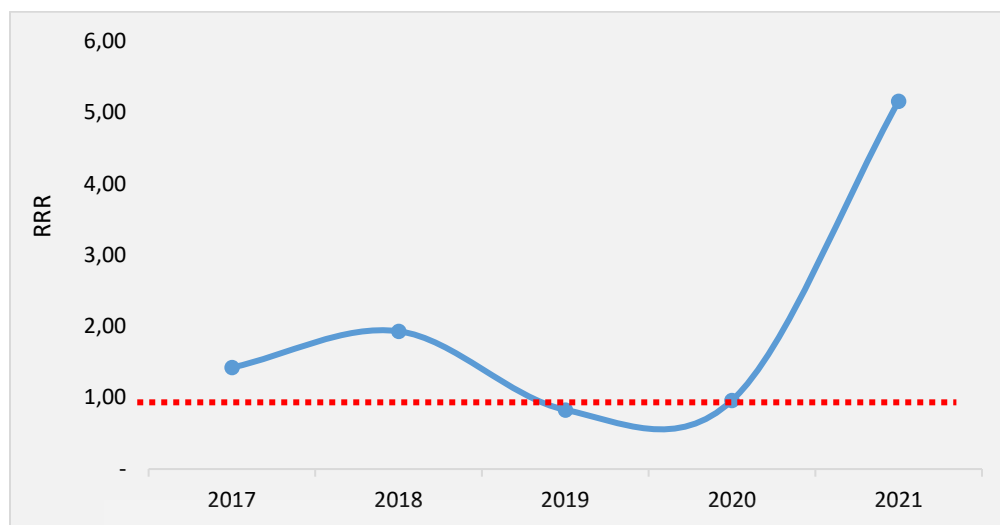


Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de los estados contables publicados de la compañía.

Otro indicador de la industria es el de la eficiencia de las inversiones de capital. Como se ha mencionado en otras secciones, las empresas petroleras realizan inversiones de CAPEX para el desarrollo de nuevos pozos y el descubrimiento de nuevas reservas. El índice de RRR muestra la capacidad de reposición de reservas de la empresa, un valor igual a 1 significa que la compañía incrementó reservas por la misma cantidad de producción tenida en el período, es decir, que por cada barril producido ha incorporado un barril de reserva que lo repone.

En el gráfico N° 36 se muestra el RRR de CGC de los últimos 5 años, donde la línea punteada indica si la tasa de reemplazo se ubica por debajo o encima de 1. Allí se observa que durante los años 2017 y 2018 la tasa de reemplazo de reservas probadas fue de 1.4 y 1.9, ambos por encima de 1 y en los 2 años siguientes, 2018 y 2019, si bien no se logró reemplazar completamente la producción, el índice estuvo apenas debajo de 1. El año 2021 describe una situación particular, el RRR da un salto muy significativo por encima de 5, esto es efecto de la adquisición de Sinopec que incorporó importantes reservas de petróleo, potenciado por una producción anual debajo del promedio. Pero también se da otro evento importante, CGC ese mismo año extiende el plazo de las concesiones del Golfo de San Jorge, lo que genera un incremento adicional de las reservas al contar con mayor tiempo para explotarlas.

Gráfico N° 36: Evolución del RRR 2017-2021.

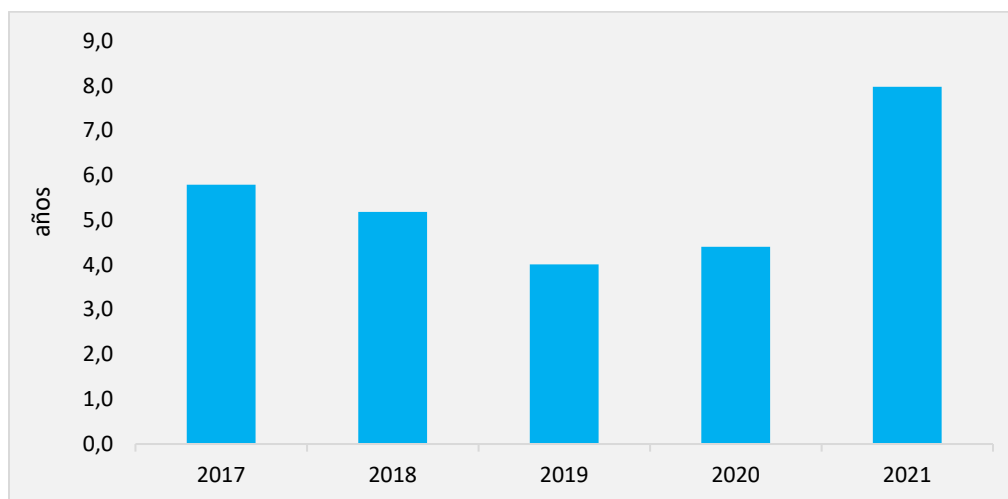


Fuente: Elaboración propia con datos publicados por Secretaría de Energía de la Nación

En línea con el RRR, puede complementarse el análisis con el RPR, que indica la cantidad de años restantes para consumir las reservas probadas al ritmo de producción actual. Esto no significa estrictamente que cumplidos esos años se agoten las reservas existentes, ya que las inversiones de CAPEX a su vez incrementan las reservas ya sea porque se exploran áreas nuevas o se realizan desarrollos para transformar reservas probables o posibles en reservas probadas. A pesar de ello, el RPR es de utilidad para contar con una referencia del ritmo de producción en relación con el stock de reservas probadas de un momento dado.

Si se observa la evolución de los últimos 5 años, a excepción del 2021, CGC expuso un leve pero sostenido declino en su RPR, esto tiene su origen en el incremento de la producción que superó al ritmo de inversiones. En el último año, sin embargo, la incorporación de Sinopec incorporó nuevas reservas y esto generó un aumento importante en la cantidad de años, elevándolo a 8.

Gráfico N° 37: Evolución del RPR 2017-2021.

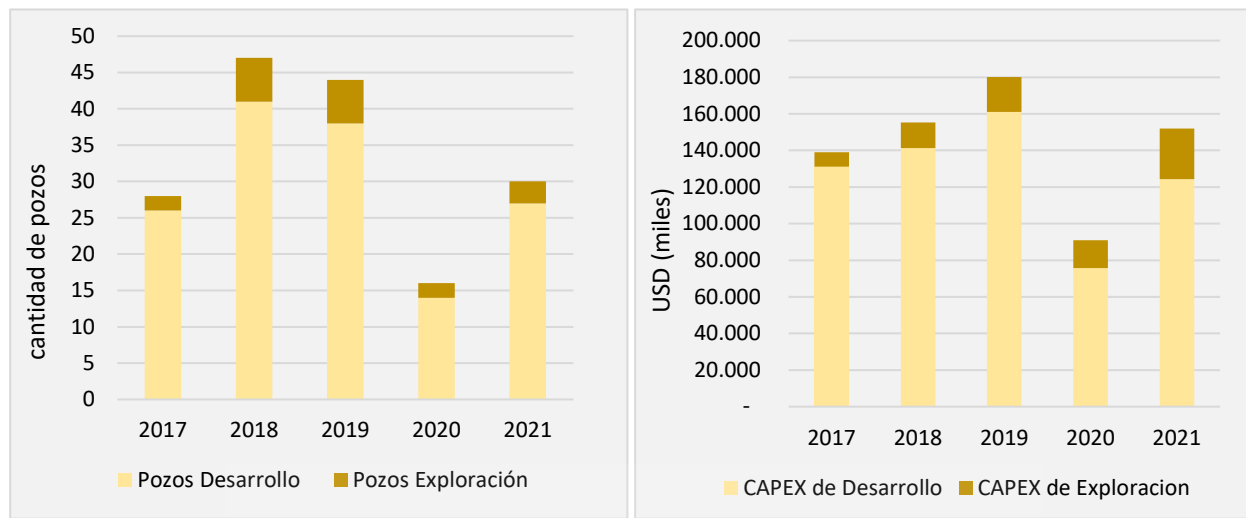


Fuente: Elaboración propia con datos publicados por Secretaría de Energía de la Nación y con datos obtenidos de los estados contables publicados de la compañía.

Un dato interesante también para incluir es la inversión de CAPEX y la cantidad de pozos perforados. El CAPEX puede ser de desarrollo, cuando tiene como finalidad poner en producción reservas ya descubiertas, o de exploración cuando tiene por objetivo descubrir nuevas reservas. En el gráfico N° 38 se puede visualizar la evolución de los últimos 5 años tanto de la cantidad de pozos perforados, como del CAPEX invertido. En el período 2017 a 2019, CGC emprendió una campaña con inversiones que fueron incrementándose año a año, pasando de USD 139 millones en 2017 a USD 180 millones en 2019. El crecimiento se vio bruscamente interrumpido en el año 2020 como consecuencia del COVID, cayendo el CAPEX a USD 91 millones. En el último año, la empresa retomó gradualmente el plan de inversiones y de acuerdo con el plan presentado a la Secretaría de Energía, se espera que durante 2022 el CAPEX de la compañía ascienda a USD 277 millones.⁹

⁹ Inversiones anuales previstas de acuerdo con información presentada por la compañía a la Secretaría de Energía (Res. 2057).

Gráficos N° 38: Evolución de cantidad de pozos perforados y CAPEX invertido para el período 2017-2021.



Fuente: Elaboración propia con datos publicados por Secretaría de Energía de la Nación y con datos obtenidos de los estados contables publicados de la compañía.

De acuerdo con el análisis de los distintos indicadores detallados, CGC logró tasas de RRR por encima de 1, pero a medida que la producción aumentó, el ritmo de éstas provocó que en los últimos años no lograra aumentar sus reservas. Esta situación cambió en 2021, la adquisición de los activos de Sinopec trajo consigo un aumento de reservas significativo. De cumplirse el plan de inversiones comprometido, la compañía debería retornar a tasas de reposición positivas en los siguientes años.

4.3.1 Análisis comparativo

Con el objetivo de realizar un análisis comparativo, se han seleccionado 4 empresas de la industria para cotejar los respectivos indicadores operativos, de rentabilidad y de endeudamiento. Para la selección de éstas se han considerado aquellas compañías con parámetros similares a CGC: una producción entre 20 y 60 mboe/b, con información financiera presentada públicamente y siendo principalmente operadores de upstream y no integrados. Considerando estos parámetros, las empresas seleccionadas son Vista Oil & Gas, (operadora en el mercado argentino al igual que CGC), Geopark Limited, GranTierra Energy y Frontera Energy, éstas últimas con activos fuera del país, pero con características similares.

Para las métricas operativas, se incluyen a la producción, las reservas probadas y los ratios de reemplazo de reservas y de años de producción restante. CGC destaca con un RRR de 5,2x, el más alto de todos, sólo cercano al de Vista y muy por encima del resto (alrededor de 4 veces más). Respecto al RPR, con un valor de 8 años está en valores similares a GranTierra y Frontera, 8,5 y 8,1 respectivamente y Vista aquí tiene el índice más alto, en gran parte por tratarse de una compañía nueva fundada sólo hace 5 años.

En términos de rentabilidad, la relación Ventas/EBITDAX es similar entre las 5 empresas y CGC con un 46% está dentro del promedio del grupo. Otra métrica propia del Oil & Gas considerada es el lifting cost, donde la compañía también se encuentra en niveles promedio al resto, con excepción a Geopark y Vista, que están con un costo inferior. En Vista por tratarse de en su mayoría pozos no convencionales, de corta vida útil, alto costo de perforación, pero bajos costos de operación y en Geopark por operar en zonas de mayor facilidad de extracción, respecto al resto. Durante el año 2021 se adquirieron los activos de Sinopec y la transición generó algunas ineficiencias operativas e interrupciones en la producción, esto motivó que el netback de CGC sea el menor entre las empresas comparables.

Los parámetros de endeudamiento muestran a CGC en una posición saludable, la deuda total se encuentra por debajo de 2 veces el EBITDAX y cuenta con una cobertura de intereses sólida de 4,5x; la empresa no tiene signos de alerta para cubrir el costo de los intereses ni para cubrir su deuda de largo plazo. El ratio de deuda neta sobre EBITDAX está entre los más bajos junto Frontera y Vista y tiene el mejor margen de liquidez.

Tabla N° 9: Análisis comparativo de métricas operativas, de rentabilidad y endeudamiento, para el año 2021.

Métricas		Empresas				
		CGC	Vista Oil & Gas	Geopark Limited	GranTierra Energy	Frontera Energy
Operativas						
Producción	MBOE	15.263	14.178	13.725	7.890	13.646
Reservas probadas	MBOE	122.580	181.600	88.359	66.844	110.412
RRR		5,2x	4,8x	- 0,5x	1,2x	1,6x
RPR	años	8,0	12,8	6,4	8,5	8,1
Rentabilidad						
Ventas	USD (miles)	651.015	652.187	688.543	473.722	926.633
EBITDAX	USD (miles)	296.241	380.100	300.800	241.536	373.202
Ventas/EBITDAX	%	46%	58%	44%	51%	40%
Lifting cost	\$/BOE	13,40	7,56	7,27	16,77	19,92
Net back	\$/BOE	21,38	29,01	34,03	41,84	33,86
Endeudamiento						
Deuda total/EBITDAX		1,7x	1,6x	2,2x	2,7x	1,5x
Deuda neta/EBITDAX		1,1x	0,8x	1,9x	2,6x	0,8x
Deuda neta/Reservas		2,7x	1,6x	6,5x	9,4x	2,7x
Cobertura intereses		4,5x	7,5x	6,7x	4,4x	8,9x
Liquidez		1,2x	1,0x	1,1x	0,4x	0,9x

Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de los estados contables publicados de las compañías y presentaciones a inversores.

5 Valuación por Net Asset Value (NAV)

El valor de cualquier empresa se deriva de sus flujos de efectivo y ganancias, que dependen de la cantidad y calidad del producto que ofrece, junto con el precio de venta. Existen diversos modelos de valuación, pero de acuerdo con el consenso de diversos autores, se pueden clasificar bajo 3 enfoques principales:

- Enfoque de Ingresos: mediante la estimación del flujo futuro de fondos descontado, (DCF, por sus siglas en inglés)
- Enfoque de Mercado: también conocido como metodología de múltiplos o valuación relativa, que mediante el uso de información de empresas de similares características se sirve de indicadores para obtener el valor de la empresa.
- Enfoque de activos: mediante la valoración de los activos netos de la empresa, (NAV, por sus siglas en inglés).

La producción de las empresas de petróleo y gas se deriva de las reservas y el inventario de bienes de capital, equipo de producción, infraestructura y superficie. Estas reservas de hidrocarburos se encuentran debajo de la superficie y aún no se han producido, pero son económica y técnicamente viables para extraer, (Kaiser M., 2013). Siguiendo la afirmación anterior y considerando que estas compañías explotan un recurso natural finito, el enfoque que se utilizará para valorar a CGC es el NAV y luego en otra sección se procederá a complementar el análisis con el enfoque de mercado.

Los modelos de valoración de activos netos son una buena alternativa a los de DCF, ya que las empresas petroleras al explotar un recurso natural no pueden permitirse un crecimiento a perpetuidad. Cuando se valora una empresa de estas características, el enfoque de NAV es la metodología clave. A diferencia de un DCF, donde se supone que el crecimiento del flujo de efectivo es infinito, en un modelo NAV se supone que los flujos de efectivo de la empresa llegan a \$0 eventualmente, ya que produce por completo todas sus reservas.

Un modelo de NAV también es complejo, pero se reduce a modelar la producción existente de la empresa a partir de los pozos que ya tiene pudiendo suponer una tasa de disminución para la producción anual cada año e inversiones de capital para contrarrestarlo, suponiendo también los precios de las materias primas para determinar los ingresos y vinculando los gastos operativos de producción y calcular el flujo de efectivo de esa manera.

Esquemáticamente, la fórmula a utilizar será la siguiente:

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

Donde:

- n = período de tiempo hasta agotamiento de las reservas
- t = cantidad de años
- FF = flujo de fondos generados por la compañía

- i = tasa de descuento aplicable al flujo

Siguiendo lo anterior, se tomarán las reservas de la empresa y se estimará la producción de estas en el tiempo hasta su consumo total, se multiplicará esta producción por los precios de crudo y gas para de ese modo obtener los ingresos. A los ingresos se le detraerán los costos de producción (OPEX), junto a los gastos de comercialización y los impuestos asociados. También se incorporará la inversión en CAPEX para el desarrollo de los pozos y a medida que se agoten las reservas y se abandonen las áreas de explotación se incluirán costos de abandono y remediación ambiental vinculados.

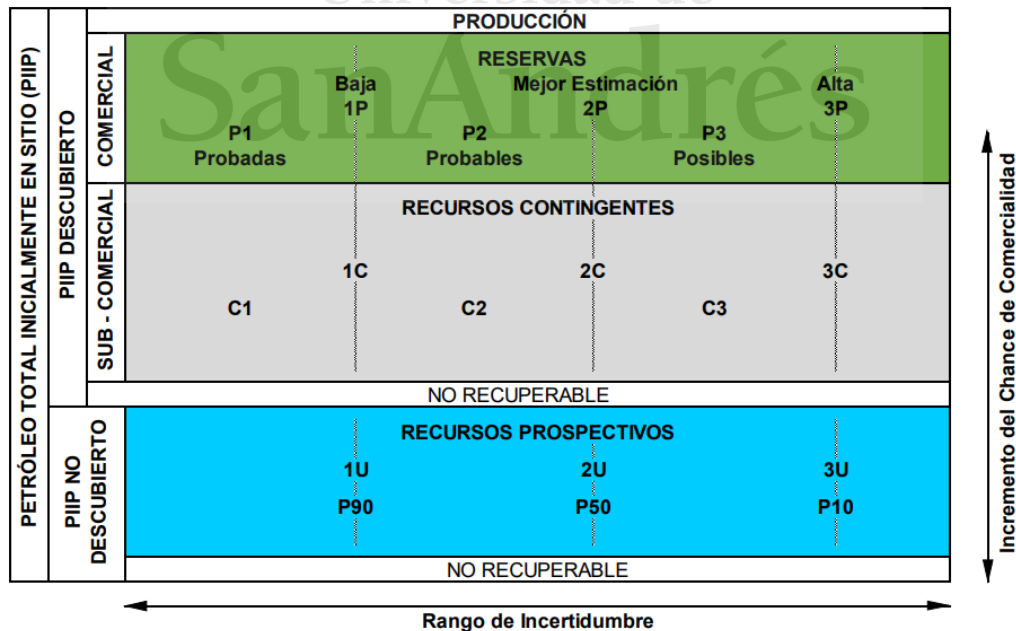
El resultante de los pasos mencionados en el párrafo previo será un flujo de fondos que será descontado finalmente por una tasa WACC y así se llegará a un valor descontado equivalente al valor estimado de la empresa.

En las siguientes secciones se desarrollarán cada uno de estos puntos.

5.1 Reservas

El punto de partida para el NAV es el volumen de hidrocarburos de petróleo y gas disponible para poner en producción y posteriormente vender. Las compañías cuentan con volúmenes de recursos, pero éstos tienen diferentes características de acuerdo con su grado de certidumbre y potencialidad económica de comercialización, tal como se puede apreciar en la ilustración N° 10.

Ilustración N° 10: Marco de clasificación de recursos



Fuente: Publicado por el SPE en su PRMS.

El gráfico anterior expone en ambos de sus ejes los grados de certidumbre y economicidad de acuerdo con el PRMS. En el eje horizontal se muestra el rango de incertidumbre de las cantidades de hidrocarburos potencialmente recuperables de una acumulación¹⁰, es decir la existencia cierta de volúmenes bajo los siguientes criterios:

- La incertidumbre respecto del petróleo total remanente.
- La incertidumbre técnica vinculada a la tecnología empleada en la cantidad de petróleo total que puede recuperarse al aplicar proyectos definidos de desarrollo.
- Cambios conocidos en los términos comerciales que puedan impactar las cantidades recuperadas y vendidas (por ejemplo, disponibilidad de mercado, cambios contractuales o especificaciones de calidad del producto).

El grado de incertidumbre sigue un sentido de izquierda a derecha, yendo de mayor a menor certidumbre respectivamente.

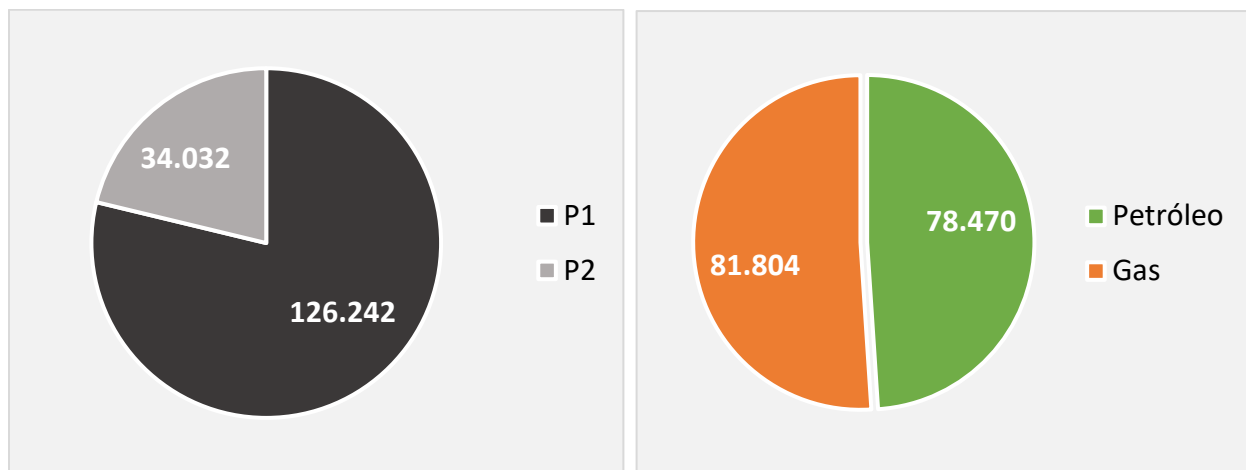
Por otro lado, en el eje vertical del gráfico, se muestra la chance de comerciabilidad de los volúmenes. Un recurso descubierto debe ser económicamente rentable su puesta en producción para alcanzar la categoría de reserva.

Teniendo en cuenta lo anterior, los recursos pueden ser descubiertos o no descubiertos y a su vez dentro de los descubiertos sólo aquellos que sean económicamente viables tienen la categoría de reservas. Dentro de estas reservas, están aquellas con un grado de certidumbre de por lo menos un 90% (P1), otras de 50% (P2) y finalmente otras de un 10% (P3). Para la elaboración del NAV sólo se considerarán las reservas de tipo P1 y P2. Las P1 serán tomadas a un 100% dado que su grado de certidumbre es el más alto pero las P2 al tener una certidumbre de entre el 50% y 90%, serán consideradas asumiendo un factor de riesgo del 80%. Las reservas de tipo P3 no serán tenidas en cuenta.

La cantidad de reservas a utilizar es la que surge de lo publicado por la Compañía ante la Secretaría de Energía de la Nación. De acuerdo con esto, CGC cuenta al 2021 con un total de 160 millones de barriles de petróleo y gas (126 millones de tipo P1 y 34 millones de tipo P2). A su vez, el volumen se corresponde con 78 millones de barriles de petróleo y 81 millones equivalentes en gas.

¹⁰ Cuerpo individual de petróleo de ocurrencia natural de un yacimiento.

Gráficos N° 39: Reservas P1 y P2 y apertura petróleo y gas expresadas en miles de barriles.

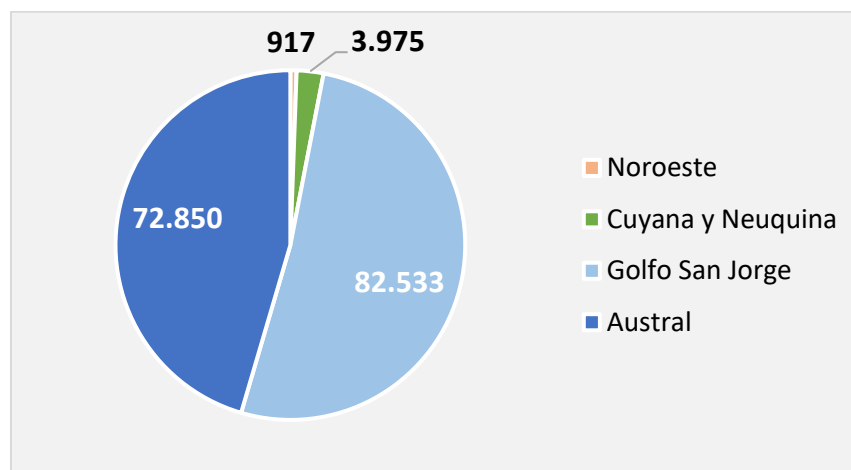


Fuente: Elaboración propia con datos publicados por la Secretaría de Energía de la Nación e informes de la Compañía.

Les reservas expuestas previamente conformarán el volumen total considerado. Pero debido a la extensión y las diferentes áreas geográficas en las que opera la empresa, vale la pena hacer una apertura ya que, si bien se trata del mismo operador, el tipo de hidrocarburo que se produce en cada una de las áreas, así como también las condiciones de comercialización difieren entre sí y su consideración individual en el flujo será distinta.

Siguiendo las cuencas sedimentarias, de los 160 millones barriles de reservas, la cuenca del Golfo de San Jorge y la Austral concentran casi la totalidad con 83 y 73 millones respectivamente, sumando ambas unos 155 millones de barriles equivalentes. Las cuencas Cuyana y Neuquina tienen 4 millones de barriles y la cuenca Noroeste el millón restante. Esto se expone en el gráfico N° 40.

Gráfico N° 40: Reservas 2P de CGC al 2021, expresadas en miles de barriles.



Fuente: Elaboración propia con datos publicados por la Secretaría de Energía de la Nación e informes de la Compañía.

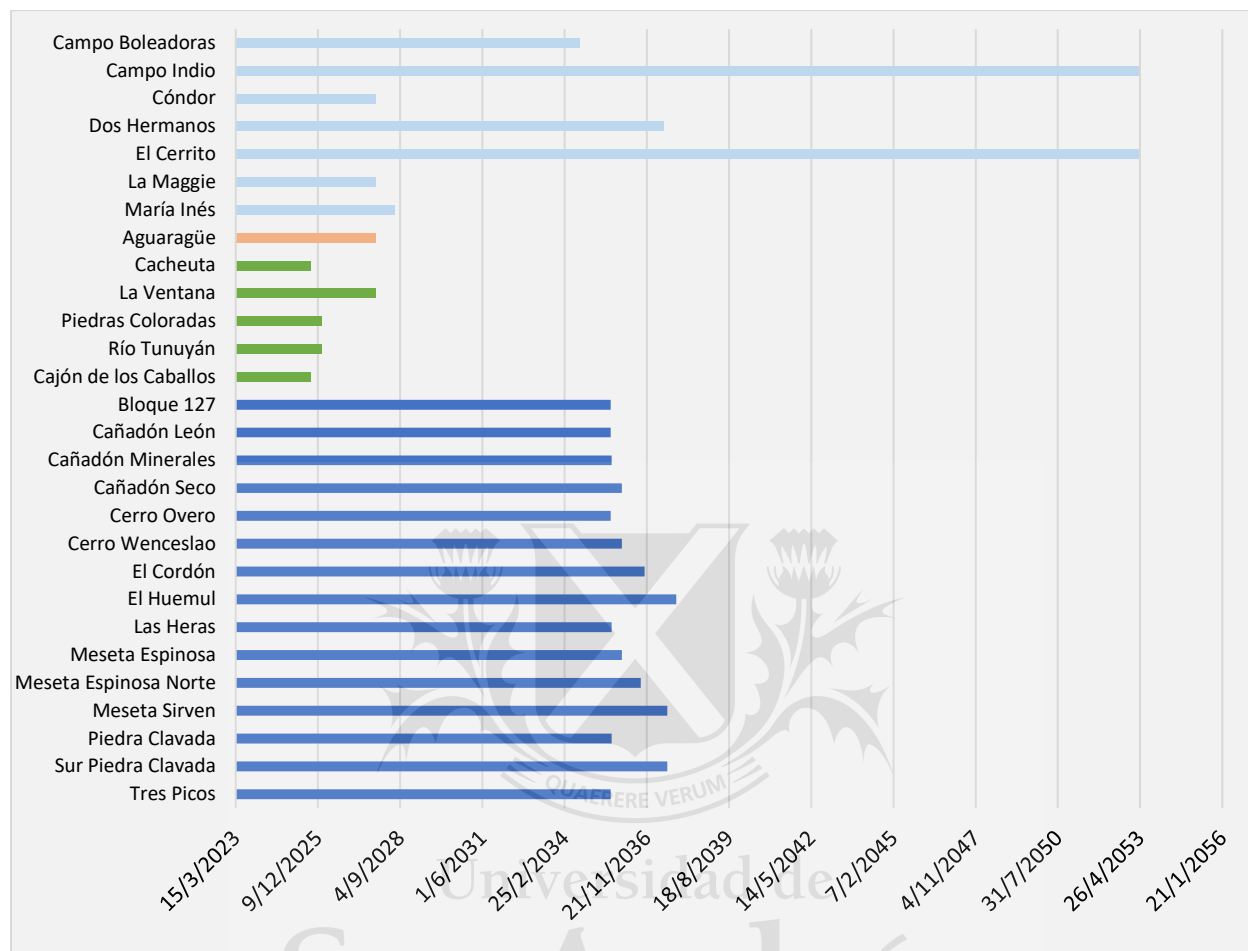
Es importante aclarar que las compañías de extracción de recursos naturales no sólo ponen en producción sus reservas actuales, sino que también se embarcan en campañas de inversión para tanto explorar nuevas áreas como para llegar a zonas ya exploradas y convertir recursos en nuevas reservas. El NAV que se llevará a cabo contemplará en su flujo los 160 millones de barriles de petróleo y gas de reservas existentes a diciembre de 2021 y los consumirá hasta su agotamiento. No se incluirán aumentos futuros ni se considerarán inversiones de exploración o adquisición de nuevas áreas.

5.2 Plazo

Las reservas tratadas antes son el volumen existente en un momento dado para un período de tiempo establecido. Este período de tiempo puede ser hasta el agotamiento total de la formación o hasta el final de la concesión otorgada por la autoridad, (durante la vida total de la formación el yacimiento puede ser explotado por distintos operadores en diversos plazos de concesión). El plazo que aquí tiene en cuenta las reservas es el de final de concesión, es decir, el volumen total de petróleo y gas a explotar y producir hasta el fin de la concesión otorgada por la provincia. CGC opera en distintas áreas y dentro de las mismas en diversos campos o distritos que cuentan con permisos de exploración y producción de distinto vencimiento.

En el gráfico N° 41 se esquematizan los distintos distritos con sus respectivas fechas de finalización de plazo de concesión otorgados.

Gráfico N° 41: Fechas límite de final de concesiones de áreas de exploración y producción de CGC.



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos de los estados contables publicados de la compañía.

- Graficadas en color azul, se muestran los campos pertenecientes al Golfo de San Jorge que tienen un vencimiento cercano al año 2036, estas áreas están situadas en el extremo norte de la provincia de Santa Cruz.
- Con color verde, están las áreas localizadas en las cuencas Neuquina y Cuyana que se sitúan en la provincia de Mendoza y vencen alrededor del año 2025.
- En color naranja está el área de Aguaragüe, en la provincia de Salta y correspondiente a la cuenca Noroeste. Esta concesión vence su plazo en el año 2027.
- En colores celeste, se exponen los distritos de la cuenca Austral. Aquí hay diversos plazos, que van entre los años 2027, 2035 y 2053. Estos distritos se ubican en el extremo sur de la provincia de Santa Cruz.

Dependiendo las cuencas y estrategia de la empresa, el plazo del NAV podrá ser hasta el límite de concesión establecido por la provincia o bien en fecha anterior de acuerdo con el límite económico de los yacimientos. En nuestro flujo todas las cuencas con excepción de Austral se extenderán hasta sus fechas límite de concesión. Austral cuenta con plazos más extensos de

tiempo que apuntan a campañas de exploración para el desarrollo y descubrimiento de nuevas reservas, como el NAV no contemplará adición de reservas, el plazo del flujo finalizará años antes una vez agotadas las reservas actuales.

Otro comentario por mencionar es que los períodos de tiempo no son pétreos, sino que la empresa tiene la posibilidad de extender el tiempo de concesión con las provincias. Ejemplo cercano de ello es la cuenca del Golfo de San Jorge, donde CGC extendió por 10 años más el permiso durante el año 2021. De todos modos, el NAV no considerará extensiones adicionales.

5.3 Producción

La producción es la cantidad de hidrocarburos que la empresa producirá hasta agotar sus reservas. En consecuencia, para el NAV, la sumatoria de producción será igual al total de reservas al 2021. Ahora bien, esta producción puede distribuirse en el tiempo de distintas formas: mantenerse constante, ir declinando paulatinamente o incluso aumentar. A su vez, la producción puede ser de petróleo o gas, o inclusive otros gases como el GLP. Cada cuenca en las que opera la compañía tiene condiciones y características diferentes que darán forma al tipo de producción.

La cuenca de San Jorge es principalmente productora de petróleo, (genera 75% de petróleo y 25% de gas). El plazo de concesión de dicha área fue extendido recientemente por 10 años más durante el 2021 y corresponde al activo de Sinopec que fue adquirido por CGC. Es una cuenca con yacimientos maduros que en los últimos años se encontraba subexplotado por el antiguo operador, la estrategia de CGC fue de obtener ante la provincia la extensión del permiso de explotación y aprovechar su potencial. Debido a esto la producción futura estimada tanto de petróleo y gas se estima que se incrementará levemente y mantendrá constante durante los 10 años siguientes. Luego de ese período, con el advenimiento del fin de los permisos de concesión, se entrará en el declino paulatino hasta el su límite en el año 2037.

La cuenca Austral por otro lado es principalmente operador de gas y tiene también una cantidad marginal de GLP. Sus campos son maduros pero la concesión tiene zonas con potencial exploratorio. Los vencimientos de estas áreas son extensos y llegan hasta el año 2053, plazo suficiente para explorar y encontrar más recursos explotables. Ahora bien, como el NAV a generar no considera exploración ni aumento de reservas, la producción se limitará a las reservas existentes al 2021. Con esto establecido, la producción en los próximos años se estimará con un declino inicial anual de un 5% que llegará hasta un 35% hasta el año 2027, que es cuando vencen algunos distritos de la cuenca. Luego de ese año el declino se establecerá en un promedio cercano al 25% hasta el año 2033 donde se agotarían las reservas.

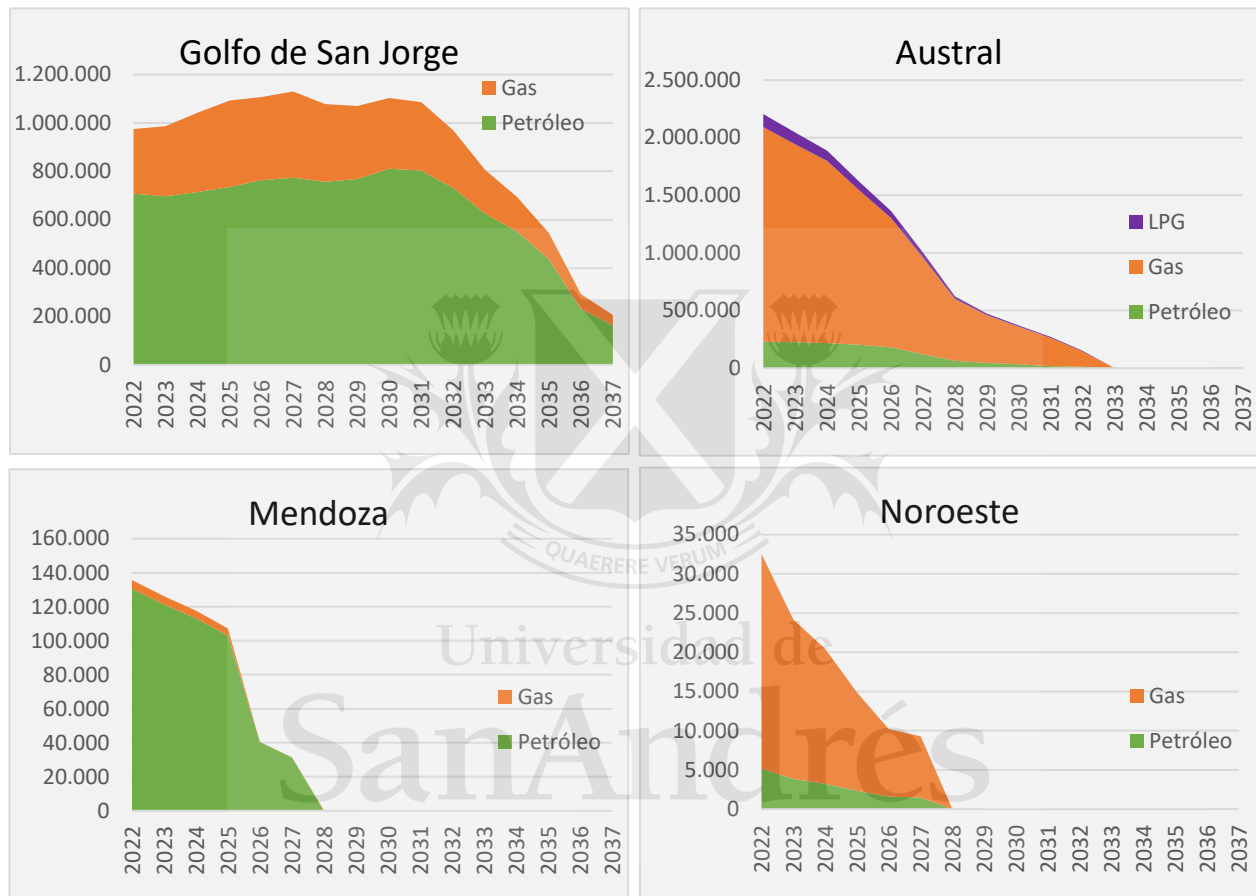
Las cuencas Neuquina y Cuyana, al igual que la del Golfo de San Jorge, son productoras principalmente de petróleo. El vencimiento actual de los permisos es en los años 2025 y 2027. Si bien la empresa puede negociar la extensión de los plazos, el NAV no lo contemplará. Con esto considerado, también se aplicará un declino en la producción del 8% anual hasta el año 2025 donde vencen la mayoría de sus distritos, luego producirá el remanente hasta el 2027 con un declino superior.

La cuenca del Noroeste es la que menor cantidad de reservas tiene, éstas representan menos del 1% del total y su vencimiento se extiende hasta el año 2027. Debido a la baja significatividad

que tiene sobre el total y similar plazo a las cuencas Neuquina y Cuyana, se aplicará mismo declino que el allí aplicado.

Las proyecciones de producción de cada cuenca explicadas en los párrafos previos se exponen en los gráficos N° 42.

Gráficos N° 42: Producción de petróleo y gas de CGC, abiertas por cuenca y expresadas en barriles

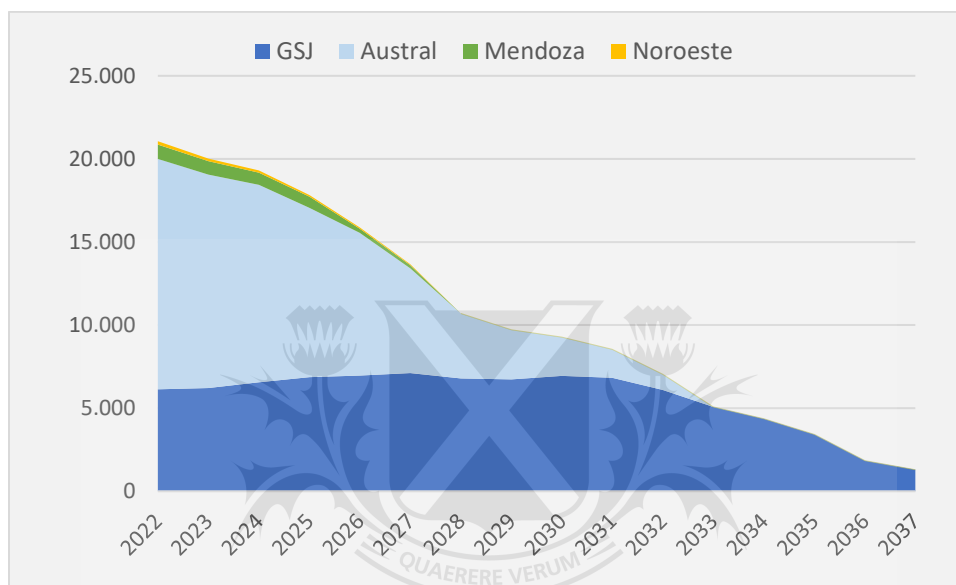


Fuente: Elaboración propia.

Como se ha visto, cada cuenca tiene un plan de producción propio y el NAV consolidará las producciones de todas ellas. A fines de resumirlo, el gráfico N° 43 muestra la totalidad a nivel de compañía como un todo. Allí se puede observar que las cuencas del Golfo de San Jorge y Austral representan casi la totalidad de la producción de CGC y que mientras la primera tiene una producción constante hasta el fin de su plazo de concesión, la segunda presenta un volumen decreciente pero su límite se extiende mucho antes de su fecha límite de concesión, (el NAV no considera la potencialidad de exploración).

Finalmente, de la producción total establecida, la correspondiente a las reservas de tipo P1 será tomada en cuenta en un 100% pero a la de tipo P2 se aplicará un factor de riesgo y se la considerará en un 80%. Como referencia, la mayoría de las reservas de CGC son de tipo P1, representando estas un 73% sobre el total.

Gráfico N° 43: Producción total consolidada, abierta por cuenca y expresadas en miles de barriles



Fuente: Elaboración propia.

5.4 CAPEX

El CAPEX representa a las inversiones realizadas por la compañía para el desarrollo de sus reservas, debido a esto están íntimamente ligadas a la producción.

Las inversiones son de distinto tipo, pueden ser destinadas a la exploración de nuevas zonas o de zonas aledañas a las ya exploradas y estas consisten en pozos exploratorios o estudios de sísmica para determinar la existencia de recursos. Si su resultado es exitoso, se traduce en descubrimientos que aumentan las reservas. Como el NAV no tendrá en cuenta aumentos futuros, estas inversiones son excluidas del flujo.

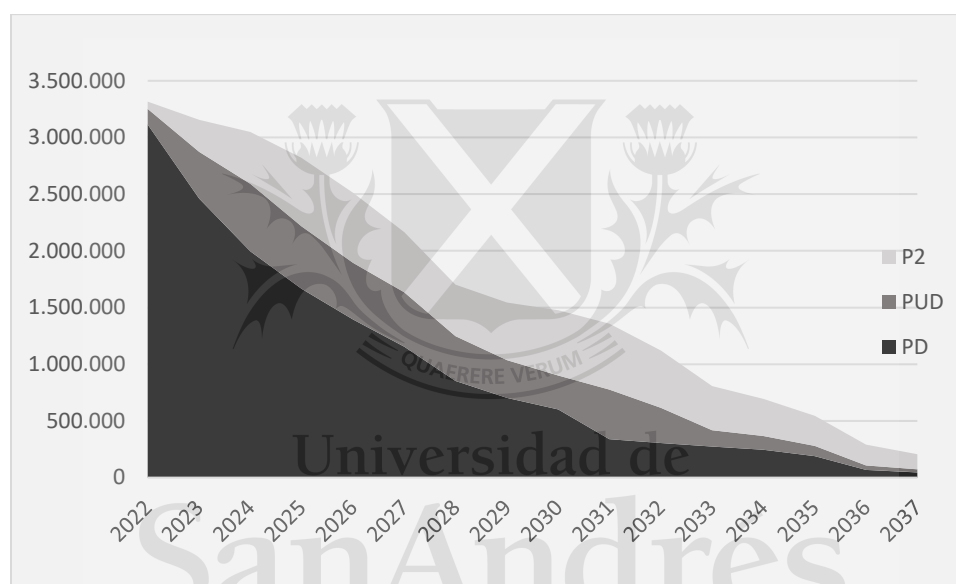
Otro tipo de inversiones son las necesarias para poner en producción las reservas que ya están descubiertas y comprobadas, pero que no están desarrolladas, es decir que, si bien se tiene la certidumbre de su existencia, no cuenta aún con las instalaciones o pozos para producirlas. En el flujo de fondos a desarrollar esto se traduce en el CAPEX que será necesario para poner en producción las reservas PUD.

Hay Reservas que tienen menor grado de certidumbre, aquellas denominadas de tipo P2. Estas son probables y también pueden traducirse en producción para la empresa, pero la inversión necesaria es mayor debido a que adicionalmente a los desembolsos en infraestructura de

extracción, también requiere de costos de perforación y estudio para incrementar la certidumbre del recurso.

Como se mencionó previamente, la mayoría de las reservas de CGC son probadas y dentro de esta categoría su mayoría ya se encuentran desarrolladas, (PD¹¹), Esto quiere decir que no requieren de inversión de CAPEX adicional para ponerlas en producción. Dentro de la preservas probadas hay una porción que son las PUD que no están desarrolladas y requerirán de pozos e instalaciones. Finalmente, la empresa cuenta con reservas probables, estas son las de tipo P2 y se establecerá también su CAPEX correspondiente. La cantidad de producción por tipo de categoría de reservas puede verse en el gráfico N° 44.

Gráfico N° 44: Producción consolidada, abierta por categoría de reservas y expresadas en metros cúbicos



Fuente: Elaboración propia.

El gráfico anterior evidencia que gran parte de las reservas de CGC ya están desarrolladas y no requerirán de CAPEX, sólo será necesario invertir para la porción que no se encuentra desarrollada y para las de tipo probables.

En lo que respecta a producción, se ha dicho que en la cuenca del Golfo de San Jorge la empresa extendió el plazo de concesiones y emprenderá un plan para aprovechar el potencial subexplotado del área. Los volúmenes por producir se mantendrán estables durante varios años sin declinar, pero para lograr eso se requiere de un nivel de CAPEX que lo acompañe. De acuerdo con el análisis de informes de reserva de CGC, el mismo ascendería a unos USD 811 millones y abarcaría hasta el año 2032, dando inicio al declino hasta fin de concesión.

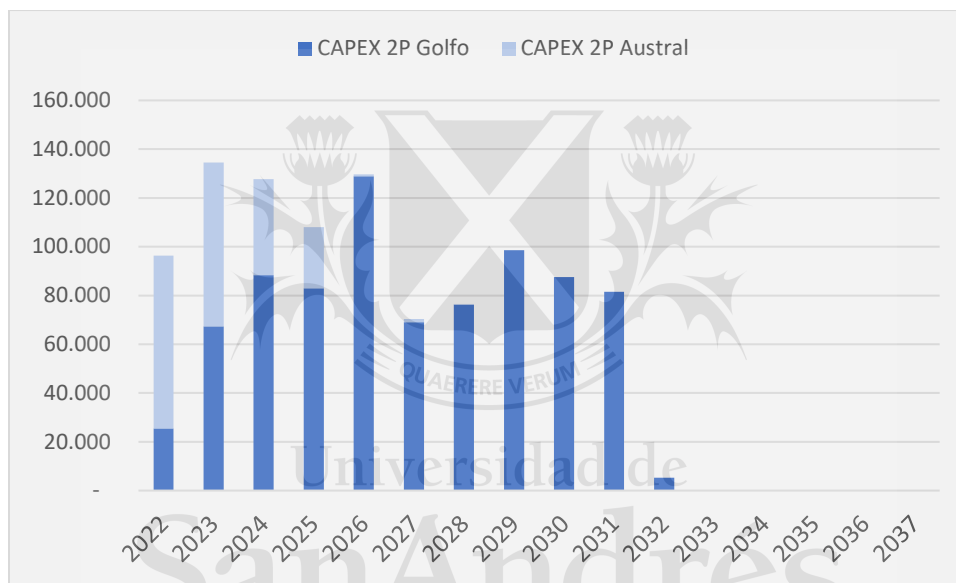
¹¹ Proved developed, (probada desarrollada), por sus siglas en inglés.

La producción de cuenca Austral no se extiende hasta el final del plazo de la concesión, sino que finaliza años antes (el NAV no considera exploración). La producción se da en declino, disminuyendo año a año y debido a esto el CAPEX se limita sólo al necesario para producir esos volúmenes. En consecuencia, las inversiones son menores y ascenderían a USD 205 millones principalmente hasta el año 2025.

En las cuencas Neuquina, Cuyana y Noroeste, las concesiones vencen a no más del año 2027. El tiempo es más acotado y la producción se limitará al volumen de reservas probadas desarrolladas existentes sin inversiones de CAPEX adicionales.

El resumen de inversiones anuales en CAPEX estimadas se expone en el gráfico N° 45.

Gráfico N° 45: Inversiones en CAPEX expresadas en miles de dólares



Fuente: Elaboración propia.

5.5 OPEX

La puesta en producción de los recursos de la empresa requiere de gastos de operación, estos consisten en mantenimientos, equipos de producción, energía, servicios, contratistas, etc. El OPEX tiene un componente fijo que a modo de ejemplo son alquileres, licencias, gastos administrativos y otros conceptos que son inelásticos ante el cambio de producción. Pero, por otro lado, tiene un importante componente de conceptos que varían en función del volumen producido como ser químicos, materiales o mantenimientos. Debido a esto se puede decir que, a mayor producción, el OPEX se incrementa también. En el NAV, se incorporará OPEX fijo y variable y se lo aplicará a cada cuenca de acuerdo con sus características.

La cuenca del Golfo de San Jorge es principalmente petrolera y ello empuja sus costos de operación por encima de aquellas áreas gasíferas. Esto se debe a que los pozos petroleros requieren de mayores gastos de operación como varillas de bombeo y bombas de extracción que

encarecen su operación. Teniendo en cuenta esto, el costo promedio de producción que se utilizará en el NAV es de alrededor de USD 17 por barril producido, el cual refleja el costo promedio actual de sus distintos distritos. Respecto al costo fijo, este se fija en USD 55 millones por año.

La cuenca Austral es predominantemente gasífera y por ello sus costos de operación son más bajos. El costo variable promedio de sus distritos asciende a USD 13 por barril y a su vez los costos fijos son de USD 24 millones por año.

La disparidad de costos de operación entre Golfo y Austral se debe en que una produce principalmente petróleo y el otro gas, como ya se dijo el primero tiene costos más elevados, pero también tiene un precio de venta superior que lo compensa.

La cuenca Neuquina y Cuyana se halla en la región oeste del país y su formación geológica difiere del resto, así como sus costos, que ascienden en promedio a USD 22 por barril. El costo fijo se establece en USD 22 millones anuales, inferior a las cuencas del este, motivado por menor volumen de producción. La última cuenca que resta considerar es la del Noroeste, que es la de menor producción de todas. Aquí los costos son reducidos y se estiman en USD 1 millón anuales en conceptos de fijos y USD 4 por barril en concepto de variables.

5.6 Precios

Al igual que en las secciones anteriores, existen particularidades respecto al precio en cada cuenca. Estas se deben tanto a la calidad o tipo de crudo que produce cada área, como a las condiciones comerciales allí presentes.

En la cuenca del Golfo de San Jorge, CGC obtiene un crudo de tipo mediano con una gravedad API de entre 24° y 25°. Este tipo de petróleo tiene mayor facilidad de refinamiento y por lo tanto es bien cotizado en el mercado argentino. Todos los campos que operan en esta área tienen acceso a oleoductos que derivan la producción a los puertos de Caleta Olivia donde es comercializado. Al tratarse de un crudo con características aptas para las refinerías argentinas, el 100% de la producción se vende en el mercado interno y a un único cliente que es Raizen. Dicho cliente adquiere toda la producción para sus refinerías.

En la zona Austral, el tipo de crudo que se obtiene es de tipo pesado y con alto contenido de mercurio, debido a estas características no es demandado en el país y se destina a la exportación que se realiza en el puerto de Loyola, al sur de la provincia de Santa Cruz.

En las cuencas Neuquina y Cuyana, la empresa actúa en muchos de sus yacimientos en UTEs con otras compañías petroleras, siendo YPF la de mayor participación. Los yacimientos tienen conectividad directa con los oleoductos de YPF allí presentes y la totalidad de la producción es vendida a este cliente.

El crudo de Austral, al ser de exportación está más directamente vinculado con los precios internacionales, aunque el precio final de venta tiene algunos descuentos por calidad o transporte propios de su lejanía con el resto del mundo, su variación acompaña a la del petróleo Brent.

Por el lado del resto del crudo que se destina al mercado interno, debemos remitirnos a lo mencionado en otra sección de este documento. El país tiene necesidades de energía y en las últimas décadas estableció distintos mecanismos para garantizar la demanda con la producción

del país y evitar las exportaciones de hidrocarburos. Esto generalmente se materializó mediante gravámenes o altos derechos de exportación que quitaba incentivos a los operadores para exportar. Como se mencionó anteriormente, el efecto a largo plazo que esas medidas tuvieron fue la falta de incentivos para invertir y el desmedro consecuente de la producción. Para revertir esto, en los últimos años se establecieron otros mecanismos como el barril criollo que consistía en asegurar un precio en el mercado local, acompañando su cotización la fluctuación de los precios internacionales y el tipo de cambio. Esto ocasionó que el precio local se equiparó al internacional, de hecho, el precio al cierre de 2021 fue de USD 73,50 por barril y el Brent cerró en no más de USD 75. Con esto en consideración, en el NAV se usará una proyección de precios BRENT y se aplicará un factor de descuento para llevarlo a un equivalente local.

Una vez definidas las premisas de precios, se debe establecer cuál será la proyección futura que se utilizará en el NAV. Para ello se usarán diversas fuentes de referencia que se analizarán considerando tanto la información histórica como las proyecciones de consumo y generación de energía. Una primera aproximación son los contratos de futuros sobre el crudo WTI para los próximos períodos, que se complementará con el informe “Annual Energy Outlook 2022” emitido por EIA y también el “bp Energy Outlook” publicado por BP p.l.c. Ambos informes establecen escenarios futuros de consumo de energía para los próximos años.

Los precios futuros se obtuvieron del portal web de CME group¹², donde se observó que el promedio para los próximos 10 años se sitúa en 65 \$/bbl. Para poder enriquecer y complementar la serie, se obtuvo el informe anual de proyecciones elaborado por EIA, donde estima un escenario base que no es una predicción de lo que sucederá, sino que un resumen de proyecciones modeladas de lo que podría ocurrir bajo los supuestos y metodologías empleados y es de gran utilidad para trazar una línea base. El EIA avizora:

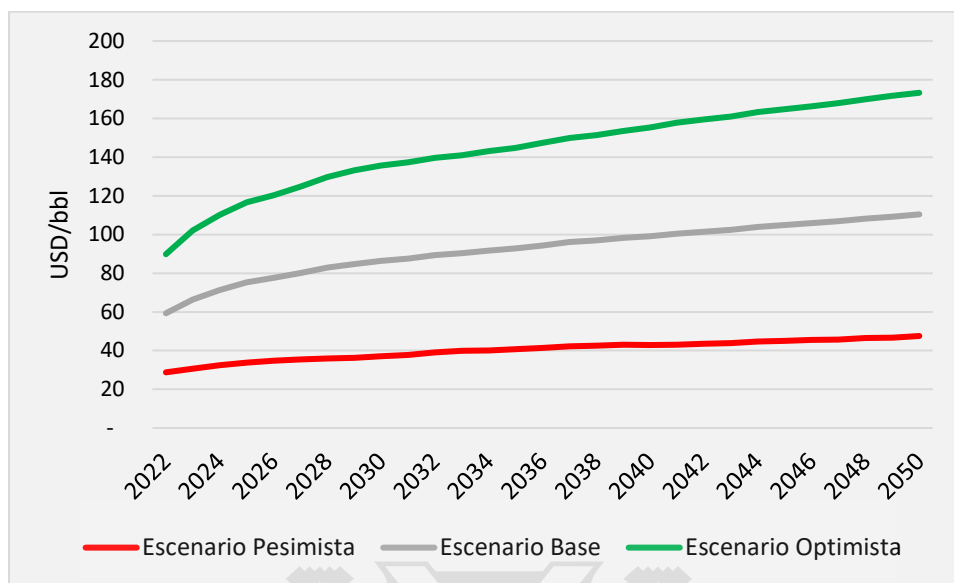
- Que tanto el petróleo como el gas continuarán como los principales combustibles, pero que las energías renovables crecerán con mayor velocidad.
- Los automóviles eléctricos continuarán aumentando su participación en el mercado, pero los motores de combustión interna se mantendrán como los más utilizados aún.
- El consumo de energía en general será mayor al actual y el crecimiento poblacional y económico superará a la eficiencia energética.

Con esto último se puede traducir que, a pesar del crecimiento de fuentes alternativas de energía, el incremento de consumo energético global generará que el petróleo y gas, aunque con un crecimiento inferior, continúen como las fuentes predominantes.

Además del escenario base, el EIA simula otros escenarios alternativos de aumentos y disminuciones en costos de energías renovables, crecimientos económicos o suministros de hidrocarburos. Considerando todo lo anterior se elaboraron 3 escenarios de precios, uno base y otros pesimista y optimista. Las 3 sensibilidades se encuentran esquematizadas en el gráfico N° 46.

¹² <https://www.cmegroup.com/>

Gráfico N° 46: Escenarios de precios futuros del petróleo BRENT



Fuente: Elaboración propia con datos del Annual Energy Outlook 2022 publicado por EIA.

El análisis efectuado por bp en su Energy Outlook, también establece una tendencia base y 2 alternativas, aunque aquí se enfoca en las emisiones de carbono de la producción y el uso de energía, la mayoría de los procesos industriales no relacionados con la energía y la quema de gas natural más las emisiones de metano, transmisión y distribución de combustibles fósiles.

El escenario base denominado “New Momentum” está diseñado para capturar la amplia trayectoria a lo largo de la cual el sistema energético global está progresando actualmente. Pone énfasis tanto en el marcado aumento en la ambición global para la descarbonización visto en los últimos años y la probabilidad de que esos objetivos y ambiciones se logren, como en la forma y la velocidad del progreso observado en el pasado reciente.

Los 2 escenarios alternativos “Accelerated” y “Net Zero” exploran cómo pueden cambiar los diferentes elementos del sistema energético para lograr una reducción sustancial de las emisiones de carbono. Están condicionados a la suposición de que existe un endurecimiento significativo de las políticas climáticas que conduce a una caída pronunciada y sostenida de las emisiones de CO2 equivalente; ambos asumen compromisos de reducciones adicionales de gases y por ende menor demanda de combustibles fósiles.

Si bien el enfoque de análisis de bp no menciona precios, si proyecta demanda de petróleo, que en su caso base la mantiene constante hasta el año 2035. Esto lo hace compatible con el caso base de EIA.

En lo referente gas, el precio a considerar en el NAV será uno solo para cada una de las cuencas. Si bien existe volatilidad similar al petróleo, el gas es un componente de gran importancia en la matriz energética argentina y por ende el gobierno establece esquemas que aseguran a los productores un precio de sostén para incentivar la producción y para garantizar el suministro. CGC tiene diversos segmentos de clientes de gas y entre ellos están las distribuidoras y usinas de generación. La empresa mediante el Plan Gas tiene asegurado un precio de venta en los

próximos años siempre que mantenga un nivel de producción acordado, por este motivo para el flujo de fondos se fijará el precio acordado para esos años.

5.7 Impuestos

Otro de los componentes a considerar en el flujo son los impuestos. Estos se resumen en regalías, canon, impuesto a los ingresos brutos, derechos de exportación e impuesto a las ganancias.

Las regalías son los impuestos que paga cada operador por la extracción de hidrocarburos. De acuerdo con la legislación argentina, los recursos hidrocarburíferos son propiedad de la provincia donde se encuentren y cada operador debe resarcir a la provincia por los volúmenes que extraiga. Este gravamen consiste en una tasa sobre la cantidad de producción a boca de pozo extraída y valorizada al precio promedio de venta. Este gravamen es provincial y por lo tanto se paga a cada provincia según corresponda, la alícuota es de un 12%.

En la cuenca del Golfo de San Jorge se negoció la extensión de plazo durante el año 2021 y parte del acuerdo con las autoridades fue un canon adicional del 4%, por lo que en esta cuenca el porcentaje de regalías se eleva a un 16%.

Otro impuesto es el de ingresos brutos, el mismo aplica a las ventas locales y también es de carácter provincial, aunque su liquidación se efectiviza mediante un método de cálculo establecido por convenio multilateral para todas las jurisdicciones donde opera la empresa. En el NAV, se aplicará una tasa única del 3%.

CGC vende una parte de su producción al exterior y sobre estas operaciones se aplican derechos de exportación tanto sobre el gas como sobre el petróleo. Este derecho es de un 8% pero la tasa efectiva para la empresa es de 7,41%. En el caso del gas se aplica directamente, pero para el petróleo el decreto 288 del año 2020 estableció un mecanismo para adecuar el impuesto al precio internacional. Esto fue motivado para evitar que ante una baja determinada en la cotización se abone el impuesto. La fórmula establecida es la siguiente:

$$\text{Tasa aplicable} = \frac{(\text{Precio internacional} - 45)}{(60 - 45)} * 7,41\%$$

De este modo, se establece un techo a la alícuota, que en ningún caso superaría el 7,41%. En otras palabras, si el precio internacional supera los 60 USD/bbl, la tasa de impuesto se fija en 7,41%; si en cambio está en el rango de entre los 45 y 60 USD/bbl, la alícuota se reducirá proporcionalmente y si el precio es menor a 45 USD/bbl no aplica impuesto.

El último gravamen que se tendrá en cuenta es el impuesto a las ganancias. En líneas generales consiste en un 35% sobre el resultado neto impositivo. Para obtener el resultado impositivo se utilizará el mismo flujo del NAV, pero deben adicionarse las depreciaciones, que por no tratarse de un concepto monetario no están incluidos en el flujo. Al ser una empresa de extracción de recursos naturales, la depreciación no es de tipo línea recta, sino que principalmente es por unidades de producción, es decir que los activos se van depreciando en el tiempo a medida que se produce y por ende consumen las reservas. El ratio que se utiliza para depreciar es la relación entre las reservas actuales de cada momento y la producción, que luego es aplicado al valor residual de los bienes de uso, de tal modo que a mayor producción, mayor depreciación. En el

NAV se tomará un valor residual de inicio y luego se obtendrá la tasa de depreciación mediante la relación de producción y reservas de cada año.

5.8 Costos de abandono

Como parte de las obligaciones que tiene la empresa con la provincia, están los pasivos medioambientales. Las empresas asumen el compromiso de devolver las áreas bajo concesión haciendo remediaciones para dejar la zona en las mismas condiciones en las que se encontraba al recibirlas. Durante la explotación se perforan pozos, se construyen caminos y se instalan facilities que una vez vencido el plazo deben ser saneados: desinstalar los equipos, tapar los pozos abandonados, revegetar el lugar de ser necesario, etc.

En el NAV se incluirán estos costos a medida que venzan las concesiones, el costo promedio a utilizar será de USD 75 mil por pozo.

5.9 Tasa de descuento

Una vez confeccionado el flujo de fondos, el valor de la firma se obtiene descontando el mismo por el costo promedio ponderado de capital (WACC, por sus siglas en inglés).

Cuando nos referimos al costo de capital de una firma, lo hacemos usualmente como el costo de financiar sus activos. En otras palabras, considerando a la firma como una sucesión de proyectos de inversión y financiamiento, el WACC es el costo de financiar todos esos proyectos y, por lo tanto, es el costo de capital para el riesgo promedio del proyecto constituido por la firma misma como un todo, (Dumrauf G., 2010).

Continuando con lo anterior, el capital es un factor necesario para la producción y tiene un costo. Como la empresa no utiliza los distintos componentes en las mismas proporciones para financiarse, se debe calcular el costo de capital total como el costo promedio ponderado de todas las fuentes de capital. Por ende, para la valuación de CGC se procede a calcularlo de la siguiente forma:

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

Donde:

- K_e = costo del capital propio
- E = valor de mercado de las acciones
- D = valor de mercado de la deuda
- K_d = costo de la deuda
- t = tasa de impuesto a las ganancias

A continuación, desarrollaremos cada uno de los componentes.

5.9.1 Costo del capital propio

De acuerdo con diversos autores, entre los que podemos nombrar a Damodaran, el costo del capital propio puede definirse como la tasa de retorno que requieren los inversores para invertir en el capital accionario de una firma. Existen varias metodologías para calcularlo, pero se utilizará el modelo de valuación activos de capital, (CAPM), que es uno de los más utilizados y difundidos. Dicho modelo tiene su origen en la teoría del portafolio desarrollada por Harry Markowitz que sirvió de base para que en la década del 60 los economistas William Sharpe, John Lintner, Jack Treinor y Jan Mossin desarrollen el CAPM.

Las premisas que postula son que los mercados de capitales son eficientes, hay aversión al riesgo por parte de los inversores y éstos tienen las mismas expectativas sobre la distribución de los rendimientos esperados y la volatilidad de los activos, no hay impuestos, restricciones de financiamiento, ni costos de transacción y el horizonte temporal es el mismo, (Dumrauf G. 2010).

De este modo:

$$K_e = r_f + \beta (E(r_m) - r_f)$$

Donde:

- r_f = tasa libre de riesgo
- β = Beta, riesgo específico de la firma
- $E(r_m)$ = tasa de rendimiento esperado del portafolio de mercado

Entonces, el rendimiento requerido a un activo es igual al rendimiento de la tasa libre de riesgo más un premio por riesgo, que surge de multiplicar el Beta del activo por la prima de mercado.

Se debe obtener la tasa libre de riesgo, entendiendo esta como aquella que refleje un activo sin riesgo de impago y sin desvíos en su rendimiento esperado hasta su vencimiento. La práctica más habitual es considerar los rendimientos de los bonos emitidos del tesoro de los Estados Unidos, ya que reúnen las condiciones mencionadas y para CGC, al contar un flujo expresado en USD, se optará por utilizarlos. El plazo seleccionado es el de 10 años y su valor a la fecha de valuación, 31 de diciembre 2021, es de 1,47%¹³.

Otro componente necesario para obtener es el Beta, que representa al riesgo adicional que incorpora un activo financiero a un portafolio de mercado diversificado. El mismo se expresa en rangos numéricos, de tal modo que cuando los rendimientos de una acción varían en forma muy similar a los rendimientos del mercado, su Beta se acercará a 1; cuando el rendimiento es más volátil al del mercado, estará por encima de 1 y si por el contrario es menos volátil, será menor a 1. De esta forma intenta reflejar la sensibilidad de los cambios en su rendimiento con respecto a los cambios en el rendimiento de mercado.

El Beta es igual a la covarianza entre los rendimientos de la acción y los rendimientos del mercado, dividido por la varianza de los rendimientos del mercado:

$$\beta = \frac{\text{covarianza}(R_j, R_m)}{\text{varianza}(R_m)}$$

¹³ Dato obtenido del portal web www.federalreserve.gov

Ahora bien, CGC es una empresa de capital cerrado, por lo que no existe una cotización pública que permita calcular su beta y por otro lado opera en un mercado emergente, lo cual también generaría algunas vicisitudes por no ser un mercado de capitales lo suficientemente desarrollado. Entonces, debe emplearse una alternativa que permita resolverlo.

Lo que se aplicará es un análisis a través de Betas comparables. Esto consiste en seleccionar otras empresas de capital abierto, de características similares y que coticen en mercados de capitales desarrollados. El criterio que se tomó fue buscar empresas que coticen en la bolsa de los Estados Unidos, que operen en el segmento upstream de oil y gas, no integradas, principalmente con desarrollo onshore y que su producción no supere los 150 mil barriles diarios. Una vez seleccionados los comparables, se obtuvieron sus respectivas cotizaciones bursátiles para los últimos 5 años y se calcularon sus retornos.

Con los retornos de las empresas comparables, el paso siguiente fue obtener las cotizaciones de un índice de mercado, el S&P500, del que se calcularon sus retornos y con ambos datos se procedió a calcular los Betas a través de la fórmula de correlación mencionada en párrafo previo.

Un comentario a realizar es que si bien dentro del mercado argentino se encontró una empresa como Vista Oil & Gas que cumple con las características de comparabilidad mencionadas, se la ha excluido debido a que es una empresa fundada hace menos de 5 años y su beta arroja valores muy alejados del promedio de la industria.

Con lo anterior, los resultados que se obtuvieron son los Betas apalancados, es decir, incluyendo las estructuras de capital de cada una de las empresas. Por lo que resta desapalancarlos del siguiente modo:

$$\beta_u = \frac{\beta_e}{1 + D/E * (1 - t)}$$

Donde:

- β_u = Beta desapalancado
- β_e = Beta apalancado
- D/E = relación de endeudamiento sobre el capital

Considerando la tasa de impuesto de los Estados Unidos y la relación D/E de cada empresa, se desapalancaron cada uno de los Betas y se calculó luego la mediana que arribó a 1,14.

Con el Beta desapalancado resta volver a apalancarlo, (basta aplicar la misma fórmula y sólo despejar términos). Pero cómo la relación D/E es a valores de mercado y CGC es de capital cerrado, se debe recurrir a una alternativa. La opción tomada es considerar a empresas de upstream de capital abierto del mercado argentino, calcular su D/E y promediarlos para obtener un valor a aplicar a nuestra empresa objetivo. Por ello se buscaron compañías argentinas de E&P como ser YPF, CAPEX y Pampa, por mencionar algunas, y mediante su relación entre capitalización de mercado y deuda se calculó un promedio de D/E de 0,65; que aplicado junto a la tasa de impuesto a las ganancias del 35%, da como resultado final un Beta re apalancado de 1,62. Dicha relación de D/E, si bien es un parámetro asumido en base a empresas similares, resulta razonable en cuanto al valor de la deuda y el resultado del NAV que se presentará en las siguientes secciones de este trabajo. Los resultados de los procedimientos detallados se exponen en la tabla N° 10.

Tabla N° 10: Obtención del Beta a partir de empresas comparables

Compañía	Ticker	Beta apalancado	Relación D/E	Beta desapalancado
Magnolia Oil & Gas Corp.	MGY	1,24	0,32	0,99
Callon Petroleum Company	CPE	1,90	0,59	1,30
Range Resources Corporation	RRC	1,16	0,62	0,78
Matador Resources Company	MTDR	2,09	0,45	1,53
Northern Oil & Gas Inc.	NOG	1,59	0,79	0,98
Earthstone Energy Inc.	ESTE	1,74	0,37	1,35
Promedio				1,14
CGC		1,62	0,65	1,14

Fuente: Elaboración propia, con cotizaciones obtenidas en Yahoo Finance y balances anuales presentados ante la SEC.

Continuando con el cálculo del K_e , es necesario obtener la prima de riesgo de mercado. Esta prima es el rendimiento extra que exigirá un inversionista al mercado por su inversión en él, en comparación de invertirlo en un activo libre de riesgo. Para conseguir este valor se tomó el rendimiento del índice S&P500 de los últimos 50 años que arrojó un resultado de 8,70% y se le dedujo la tasa libre de riesgo de 1,47%.

Con todos los pasos mencionados previamente ya se obtendría el costo del capital propio, pero vale recordar nuevamente que se está valuando una empresa que opera en un mercado emergente y por ende existe un riesgo adicional por desarrollar las operaciones en el país, que debe incorporarse. Esto tiene diversas alternativas y no existe una única forma de hacerlo, por ello a continuación se mencionarán distintos enfoques explorados para su cálculo.

5.9.1.1 EMBI

Una metodología comúnmente aceptada entre profesionales de finanzas y banca de inversión es la de incorporar a la tasa de descuento una prima por riesgo país calculada en base a los diferenciales observados en cotizaciones de bonos soberanos argentinos frente a bonos de un país de economía desarrollada que generalmente son los del tesoro de Estados Unidos.

5.9.1.2 Tasa de descuento en restructuración de deuda

En contextos de expectativas de default o de una restructuración de deuda soberana, aplicar el EMBI puede dar como resultado valuaciones muy bajas, esto es consecuencia de que las primas de atribuibles al riesgo país reconocen básicamente la posibilidad de insolvencia del deudor y cuando existe riesgo de default, su inclusión suele concluir en tasas elevadas. Por ello, una práctica que suele utilizarse es la de contemplar la tasa de rendimiento esperada por restructuración de deuda soberana. Tomando esto de referencia, el último antecedente en Argentina de evento de restructuración de deuda soberana arrojó rendimientos de los nuevos bonos en valores promedio de un 11%.

5.9.1.3 Spread corporativos

Las compañías que operan en un país por lo general están sujetas al riesgo de deuda soberano de dicho país. Esto suele denominarse “sovereign ceiling”¹⁴ y respalda el uso del EMBI como prima de riesgo. Pero esto no siempre se cumple, ya que existen casos en los cuales las empresas exportan su producción, tienen respaldo de casas matrices u otras situaciones, que morigeran el riesgo soberano. A los fines de exponer lo anterior, se seleccionaron las emisiones de empresas petroleras argentinas entre las que se encuentran entre otras YPF, Panamerican Energy, Vista, Pampa y Tecpetrol, sólo por nombrar algunas. Si bien sus rendimientos no son iguales, los mismos van en rangos desde el 6% al 15%, lo que puede servir de ejemplificar para esta alternativa mencionada.

5.9.1.4 Otros métodos

A los métodos anteriores, pueden sumarse otras alternativas como por ejemplo incorporar un porcentaje de sensibilidad a la prima de riesgo soberana, considerar los CDS¹⁵, tomar spreads por industrias o sectores, ponderar variables macroeconómicas como PIB, inflación, etc. La lista puede ser extensa y no se ahondará en cada una de ellas, sino sólo se nombran para evidenciar el abanico de opciones.

Ningún método puede definirse como el único o mejor a emplearse, todos tienen sus puntos a favor y en contra y esto es propio de la complejidad y particularidades de los mercados emergentes. El objetivo de este trabajo no es hacer un análisis exhaustivo de esta temática en particular, pero vale la pena hacer mención de ello y traerlo a colación. Con todo lo anterior dicho, la alternativa que se seleccionará para incorporar la prima de riesgo es el EMBI, cuyo resultado al 31 de diciembre de 2021 es de un 16,88%. De este modo, el costo del capital propio aplicando los procedimientos previos asciende a 30,10%, según puede observarse a continuación:

Concepto	Valor
r_f	1,47%
β	1,62
r_m	8,70%
EMBI	16,88%
Ke	30,10%

$$K_e = r_f + \beta (E(r_m) - r_f) + \text{EMBI}$$

$$30,10 = 1,47 + 1,62 * (8,70 - 1,47) + 16,88$$

5.9.2 Costo de la deuda

Una vez determinado el costo del capital propio, resta obtener el correspondiente al endeudamiento. Como se ha detallado en otra sección de este documento, CGC tiene a diciembre de 2021 una deuda total emitida por USD 509 millones, de la cual un 23% corresponde a un préstamo sindicado y el resto a obligaciones negociables. De estas obligaciones negociables, poco más de la mitad de ellas se concentran en el bono CGC 17 por USD 204 millones. A los fines de estimar el costo de endeudamiento de la compañía, se tomó esta ON y

¹⁴ Término en inglés con el cual se reconoce a la asunción de que ninguna deuda corporativa puede tener una calificación crediticia más alta que la del gobierno en la que la empresa desarrolla sus actividades.

¹⁵ Siglas en inglés de Credit Default Swap. Es un indicador de riesgo o referencia sobre la posibilidad de impago. Un seguro para protegerse ante el evento de default.

se calculó su tasa de retorno al 31 de diciembre de 2021, lo que dio un 7,75%. Como los intereses son deducibles impositivamente, se aplica la tasa de impuestos en Argentina del 35% y la tasa neta del escudo fiscal es de 5,04%.

5.9.3 WACC

Ya con todos los componentes desarrollados, se incluyeron en la fórmula de cálculo y el costo de capital promedio ponderado fue de 12,66%. El resumen se esquematiza a continuación:

Concepto	Valor
Ke	30,10%
E/(E+D)	35%
Kd	5,04%
D/(E+D)	65% ¹⁶
t	35%
WACC	12,66%

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

$$12,66 = 30,10 * 0,35 + 5,04 * 0,65 * 0,65$$

5.9.3.1 Sensibilidades de WACC

A modo complementario, a continuación se presenta un cuadro con sensibilidades a la WACC calculada y el flujo de fondos resultante descontado a cada una de ellas.

Tabla N°11: Sensibilidades a la WACC estimada

	WACC	USD millones
+ 200 bps	14,66%	\$1.006
+ 150 bps	14,16%	\$1.023
+ 100 bps	13,66%	\$1.041
+ 50 bps	13,16%	\$1.059
WACC base	12,66%	\$1.078
- 50 bps	12,16%	\$1.098
- 100 bps	11,66%	\$1.118

Fuente: Elaboración propia.

5.10 Resultados del NAV

Luego de considerar todas las premisas asumidas en las secciones previas, se procedió a efectuar la valuación por NAV utilizando la WACC base calculada. De este modo el valor actual

¹⁶ Obtenido a través de estructura de capital promedio de empresas de upstream de capital abierto del mercado regional.

de los flujos de fondos en el escenario base sería de USD 1.078 millones. Este valor se encuentra concentrado en las cuencas Austral y golfo de San Jorge, representado ambas casi la totalidad.

Considerando el escenario pesimista modelado con las variables de precio e EIA, el valor actual del flujo ascendió a USD 411 millones, dicho escenario extremo asume incrementos sustantivos superiores de energías renovables, sin crecimiento económico que reduce la demanda y mayor producción de energías fósiles que en su conjunto reducen el precio de venta. En cuanto al escenario optimista, las condiciones son opuestas y asumen incremento de las economías, menor crecimiento de energías renovables y por ende mayor demanda y precio de petróleo; bajo este escenario el valor descontado del flujo es de USD 1.707 millones.

Para obtener el valor teórico del capital accionario, se debe sumar la caja y restar la deuda, (resultado equivalente a deuda neta). Los resultados se exponen en la tabla N° 12.

Tabla N°12: Resultados de los escenarios por valuación NAV

Concepto		Escenario Pesimista	Escenario Base	Escenario Optimista
Valor actual del flujo de fondos	USD mm	411	1.078	1.707
Deuda neta	USD mm	337	337	337
Valor del capital accionario	USD mm	74	741	1.370

Fuente: Elaboración propia con los supuestos desarrollados.

Los escenarios pesimista y optimista presentan una gran brecha en relación con el escenario base, esto evidencia el efecto sobre el flujo que tiene la volatilidad en el precio del petróleo. Vale aclarar que el mercado argentino no sigue siempre linealmente los precios internacionales, sobre todo en los escenarios pesimistas, de hecho, en los últimos años cuando el precio internacional sufrió bajas, el precio negociado localmente fue superior.

6 Valuación por empresas comparables

Como se mencionó al inicio del desarrollo de esta sección, adicionalmente a la valuación por NAV se efectuará como complemento una valuación por múltiplos de acuerdo con empresas comparables. Esta consiste en estimar el valor de la empresa a partir de unos múltiplos obtenidos de sociedades comparables. Existe cierta discusión entre que método de valuación es el correcto a emplear, muchos detractores argumentan que la valuación por comparables carece del rigor técnico de una valuación hecha por flujo de fondos. El objetivo de este trabajo no es centrarse en uno u otro, sino que complementar el NAV realizado con otro análisis que permita enriquecer las conclusiones y aportar elementos adicionales para enriquecer el análisis.

Los múltiplos a utilizar son numerosos y pueden estar basados en resultados (ejemplo Price Earning, Price/EBIT), en flujo de fondos (ejemplo Price/Cash Flow operativo), basados en balance (ejemplo Price/book value), o basados en indicadores propios de cada industria. Para

nuestro análisis nos centraremos en 3 indicadores principales, uno basado en resultados que es EV/EBITDAX y 2 enfocados en la industria de Oil & Gas como EV/producción y EV/Reservas.

El indicador EV/EBITDAX es uno de los indicadores más utilizados. En nuestro caso, el EBITDA es una variable muy tenida en cuenta en la industria por lo que da sustento a la elección de este múltiplo. Respecto al mismo, como puede notarse, se hace una adecuación y al EBITDA tradicional se depuran los costos de exploración y se obtiene el EBITDAX. Esto es debido a que pueden existir empresas con campañas de exploración agresivas y de acuerdo con la política contable adoptada, pueden ser capitalizados inmediatamente, o solamente reconocidos de acuerdo con su grado de éxito. Entonces el EBITDAX permite normalizar el resultado independientemente de la política contable adoptada. Por otro lado, el indicador EV/EBITDA no se ve afectado por la estructura de capital de la firma y esto es de ayuda al momento de comparar distintas empresas.

Los otros 2 múltiplos seleccionados son propios de la industria. Como explicamos previamente, las reservas son los volúmenes existentes a una fecha que tienen las compañías para desarrollar bajo determinadas condiciones técnicas y económicas y por lo tanto un mismo yacimiento puede tener volúmenes distintos de acuerdo quien lo explote, (no todas las empresas tienen la misma estrategia ni planificación técnica o económica). Pero a pesar de ello, las reservas de petróleo y gas son fundamentales para las empresas extractivas, se puede decir que indican el potencial que tienen las firmas para producir el recurso y generar flujos de fondos, por ello el múltiplo EV/Reservas será considerado. Las reservas pueden ser P1, P2 o P3, las de tipo P3 tienen bajo grado de certidumbre por lo que se excluyen y respecto a las P1 y P2 se seleccionará la primera por ser la de mayor disponibilidad en el resto de las empresas comparables. El otro factor principal de la industria es la producción, ya que al tratarse de un commodity, es una variable en común con cualquier otra empresa del sector y es el principal driver que motoriza a los ingresos; entonces el múltiplo tomado es EV/producción.

Igual de importante que la selección de múltiplos es la selección de empresas comparables. Para su determinación, sólo por nombrar algunas condiciones, se debe intentar buscar compañías que operen en la misma industria, mercado similar, que comercialice el mismo producto o líneas de producto afines y que su tamaño sea de similar magnitud, entre otras condiciones. Teniendo en cuenta lo anterior, en la búsqueda de firmas para comparar con CGC, se consideró a empresas upstream, que no se encuentren integradas, o con un nivel de integración bajo, que operen en el mismo mercado y que coticen en bolsa. Dentro de la república argentina hay diversas compañías, pero muchos candidatos debieron ser descartados, (empresas como YPF que tiene un alto grado de integración o Pampa Energía que tiene una alta concentración en el segmento de energía, sólo por nombrar algunos ejemplos). Luego de analizar el mercado argentino, se seleccionó a Vista Oil & Gas que, si bien tiene activos convencionales y no convencionales, comparte características similares de niveles de producción y ventas, (es el siguiente productor en orden de importancia luego de CGC). Al no contar con otras empresas factibles dentro del país, se exploró en países de la región y en Colombia se encontraron 3 empresas como Geopark, Frontera Energy y Gran Tierra Energy; las 2 primeras con producción cercana de 14 millones de barriles anuales (apenas por debajo que los de niveles de CGC) y la última con una producción menor, pero con condiciones de operación compatible.

El resumen de las empresas seleccionadas se muestra a continuación:

Tabla N°13: Resumen de empresas comparables seleccionadas.

Empresa	Oficinas centrales	Breve Descripción
Vista Oil & Gas	Ciudad de México, México	Compañía de exploración y producción de petróleo y gas, con operación convencional y no convencional en la cuenca neuquina de la república Argentina.
Geopark Limited	Bogotá, Colombia	Compañía independiente de exploración y producción de petróleo y gas que opera en diversos países como Colombia, Argentina, Chile y Brasil. Sus ingresos principales provienen de Colombia, representando este un 90% del total.
Frontera Energy Corporation	Calgary, Canadá	Compañía dedicada a la explotación, desarrollo y producción de petróleo y gas en Sudamérica. Posee 5 segmentos de negocio: Colombia, Perú, Ecuador y midstream. La principal unidad generadora es Colombia, donde se concentra casi la totalidad del upstream y todo el midstream.
Gran Tierra Energy Inc.	Calgary, Canadá	Compañía independiente de exploración y producción de petróleo y gas que produce toda su producción en Colombia y tiene activos de exploración en Ecuador.

Fuente: elaboración propia con información presentada en los estados financieros.

Una vez seleccionadas las empresas, se procedió a obtener de ellas las métricas necesarias de reservas probadas, la producción de hidrocarburos y el EBITDAX. A esta información se le adicionó sus respectivas capitalizaciones de mercado y su stock de deuda neta para arribar al EV. Ya con todos los inputs se calcularon los múltiplos que se presentan en la tabla N° 14.

Tabla N°14: Cálculo de múltiplos de las empresas comparables seleccionadas

Concepto		Empresas			
		Vista Oil & Gas	Geopark	Frontera Energy	Gran Tierra Energy
Reservas P1	mmboe	182	88	110	83
Producción	mmboe	14	14	14	10
EBITDAX	USD mm	380	301	373	242
Capitalización de Mercado	USD mm	1.013	594	1.807	888
Deuda Neta	USD mm	296	573	295	629
EV	USD mm	1.309	1.168	2.102	1.517
Múltiplos:					
EV/Reservas		7,2	13,2	19,0	18,4
EV/Producción		92,3	85,1	154,0	156,8
EV/EBITDAX		3,4	3,9	5,6	6,3

Fuente: Elaboración propia con información de los balances financieros presentados ante la SEC e informes elaborados por las compañías.

Con todos los indicadores calculados, se puede observar que en general las empresas con operaciones fuera de Argentina tienen múltiplos más altos, esto podría deberse a la mayor percepción de riesgo que pueden atribuir los inversores a las operaciones en nuestro país. De las 3 empresas fuera de Argentina, Geopark es la que está en múltiplos más cercanos a Vista, lo que puede deberse a que esta empresa durante esta en proceso de desinversión de sus activos justamente en Argentina.

Teniendo en cuenta lo anterior, para valorar CGC a través de la metodología de múltiplos, se procedió a estimar el promedio de cada uno de ellos, equiparándolo más cercano al rango de Vista, y se lo aplicó a las métricas de la empresa tal como se observa en la tabla N°15.

Tabla N°15: Valuación de CGC a través de la metodología de múltiplos

Concepto		EV/Reservas	EV/Producción	EV/EBITDAX
Métrica		126	15	296
Múltiplo promedio		11,5	97,1	3,8
Valor de la firma	USD mm	1.439	1.491	1.129
Deuda neta	USD mm	337	337	337
Valor del capital accionario	USD mm	1.108	1.154	792

Fuente: Elaboración propia.

Luego de depurar la deuda neta a los resultados de cada múltiplo, se obtuvieron los valores teóricos de capital accionario. Los mismos presentan cierta divergencia, pero van en el rango de los USD 800 millones hasta casi USD 1,2 mil millones. Estos rangos se encuentran por encima del resultado del escenario base de la valuación mediante NAV que fue de USD 0,7 mil millones.

Se puede apreciar que, de los 3 múltiplos, aquellos relacionados con volúmenes, (reservas y producción), tienen ambos valores similares y son más altos que el vinculado al EBITDAX. Podría deberse a que el mercado está asignando mayor valor a la potencialidad de las empresas para poner en producción los hidrocarburos, y por ello estaría priorizando las reservas que indican el potencial futuro a explotar, tanto como la producción que da un marco de referencia de su productividad actual.

El múltiplo EBITDAX si bien es inferior, continúa situándose por encima al resultado del NAV. Como se mencionó en otro apartado, la metodología de DCF con enfoque de activos hasta el agotamiento de las reservas actuales, no incluye potenciales upsides como extensión de concesiones ni aumento de reservas por campañas exploratorias, por lo que tiene un sesgo conservador. Teniendo en cuenta los resultados de la metodología por múltiplos, éstos pueden indicar que existe potencialidad de incremento en el EV estimado por NAV.

Por lo tanto, si bien los múltiplos no tienen el rigor de una valuación por NAV, en el caso desarrollado su resultado permite usarlos como valores de referencia complementarios.

Adicionalmente, se efectuaron sensibilidades para cada uno de los indicadores. El procedimiento fue tomar cada uno de los múltiplos y simular disminuciones y aumentos en intervalos de un 10% en un total de 4 intervalos, 2 inferiores y 2 superiores. Misma sensibilidad se aplicó a las métricas y se puede observar en las tablas N° 16.

Tablas N°16: Sensibilidades aplicadas a la valuación por múltiplos y variaciones respecto con resultado del NAV.

		EBITDAX (USD mm)				
		237	267	296	326	355
Múltiplo	3,4	458	557	657	756	855
3,4	476	578	679	781	882	
3,8	566	679	792	905	1.018	
4,2	657	781	905	1.029	1.153	
4,6	747	882	1.018	1.153	1.288	

		Producción (mmboe)				
		12	14	15	17	18
Múltiplo	85,4	713	844	976	1.107	1.238
87,3	737	871	1.005	1.140	1.274	
97,1	856	1.005	1.154	1.304	1.453	
106,8	976	1.140	1.304	1.468	1.632	
116,5	1.095	1.274	1.453	1.632	1.810	

		Reservas Probadas (mmboe)				
		101	113	126	139	151
Múltiplo	10,1	681	808	935	1.062	1.189
10,3	704	834	964	1.094	1.224	
11,5	819	964	1.108	1.253	1.397	
12,6	935	1.094	1.253	1.412	1.571	
13,8	1.051	1.224	1.397	1.571	1.744	

Fuente: Elaboración propia.

Como se mencionó en el párrafo previo, las tablas muestran los resultados de EV de cada uno de los múltiplos bajo las distintas sensibilidades. Se aplicaron colores para mostrar que distancia guardan los valores respecto al resultado obtenido con el NAV, el color amarillo denota que se encuentra por debajo, mientras que el verde denota que se encuentra por arriba.

7 Conclusiones

La industria del petróleo y gas se caracteriza por su alta volatilidad en los precios, lo que impacta en la oferta y en la demanda. En los últimos años, dicha inestabilidad y los avances tecnológicos dieron paso al desarrollo de nuevas fuentes de energía alternativas que tendrán a futuro un crecimiento mayor. A pesar de ello, la necesidad de energía que tienen las economías mundiales y el crecimiento que conlleva a una necesidad cada vez mayor, hacen que los combustibles fósiles continúen como la fuente preponderante.

En Argentina la matriz energética es principalmente hidrocarburífera, los requerimientos de energía son cada vez mayores y en la actualidad hay déficit para responder a la demanda, sobre todo en los meses invernales. Por ello las empresas petroleras cumplen un rol fundamental. En el caso particular de CGC, concentra sus operaciones en las cuencas del Golfo de San Jorge y Austral, que a diferencia de otras cuencas como la Neuquina, cuenta con una infraestructura desarrollada de gasoductos para derivar su producción, de hecho, existe capacidad superior a la producción actual. Esto genera una oportunidad a la empresa para aumentar su producción sin necesidad de grandes gastos de infraestructura adicionales, que sí necesitan otras cuencas; esto genera para la compañía incentivos y estabilidad en los precios ya que la economía argentina necesita satisfacer la demanda energética internamente y evitar importar a mayor costo.

CGC diversifica su operación actuando en distintas cuencas y su estrategia es la de maximizar las oportunidades y aprovechar el potencial de las áreas. El NAV desarrollado fue elaborado considerando las particularidades de las distintas cuencas y siguiendo la estrategia de la compañía en cada una de ellas. Su resultado es conservador ya que se encuentra limitado sólo a la producción del stock de reservas a un momento y no considera aumentos futuros ni reposiciones, (de hecho, CGC en los últimos años mantuvo un RRR cercano a 1, demostrando que logra reponer exitosamente la producción extraída). Al ser una empresa de capital cerrado, no hay elemento de comparación para inferir si el valor intrínseco obtenido se encuentra por debajo o arriba del valor de mercado, pero la metodología de valuación por múltiplos efectuada mediante empresas comparables y enfocada en indicadores propios de la industria como el EBITDAX, las reservas y la producción, arrojaron valores que permiten inferir que el mercado asignaría un valor adicional por encima al obtenido en el NAV.

8 Bibliografía

8.1 Académica

Berk J., DeMarzo P. (2017). Corporate Finance. Fourth edition. Pearson.

Bouquet M. H., Clark E., Gros Lambert B. (2003). Country Risk Assessment, A Guide to Global Investment Strategy. Wiley.

Brealey R., Myers S., Allen F. (2011). Principles of Corporate Finance. Tenth edition. McGraw-Hill Irwin.

Damodaran, Aswath (2012). Investment Valuation Tools and Techniques for Determining the Value of Any Asset, third edition. Wiley.

Dumrauf, Guillermo L. (2010). Finanzas Corporativas: un enfoque latinoamericano, segunda edición. Alfaomega.

Fabozzi S. (2006). Fixed Income Analysis. Second edition. John Wiley & Sons, Inc.

Frailo Guillermo, Preve Lorenzo, Sarria Allende Virginia (2013). Las Finanzas en la empresa. IAE press.

Kaiser Mark J. (2013). Oil and Gas Company Production, Reserves, and Valuation. Journal of Sustainable Energy Eng., Vol. 1, No. 3.

Lahee, Frederick H. (1961). Field Geology, sixth edition. McGraw-Hill.

Nercesian Francisco, Estrada Julia, Letcher Hernán (2022). Política energética, evolución del sector y desafíos del mercado de hidrocarburos en Argentina.

Pereiro, Luis; Galli, María (2000). La determinación del costo de capital en la valuación de empresas de capital cerrado. Trabajo de investigación N° 22 del Instituto Argentino de Ejecutivos de Finanzas.

Van Horne J., Wachowicz J. (2008). Fundamentals of Financial Management. 13th edition. Pearson.

8.2 Informes y reportes

Akshay, Jain (2021). Introduction to Valuation of Upstream Oil and Gas Assets.

<https://www.linkedin.com/pulse/introduction-valuation-upstream-oil-gas-assets-akshay-jain>

Alphacast

<https://www.alphacast.io/p/marianosanchez/insights/2022-9-4-ugZrfK>

Ámbito Financiero

<https://www.ambito.com/contenidos/riesgo-pais.html>

Arceo Nicolás, Bersten Lara, Wainer Andrés (2022). La evolución del sector de hidrocarburos. Potencialidades de la matriz energética argentina.

<https://www.fund.ar/wp-content/uploads/2022/04/Fundar-La-evolucion-del-sector-hidrocarburos.pdf>

Bp (2022). Bp Energy Outlook 2022.
<https://www.bp.com>

Bp (2022). Statistical Review of World Energy.
<https://www.bp.com>

Bruner R., Conroy R., Estrada J., Kritzman M., Li W. (2002). Introduction to Valuation in Emerging Markets. Emerging Markets Review 3 (2002) 310-324.

Bruns W. (2004). Introduction to Financial Ratios and Financial Statement Analysis. Harvard Business School.

Buscaglia M., García Sanchez J., Noussan G. (2008). Estimación del Costo de Capital en Contexto de Crisis. IAE Business School – Austral University. DT 10/2008.

Centro CEPA
<https://centrocepa.com.ar/informes>

CME Group
[Crude Oil Futures Settlements - CME Group](https://www.cme.com/resources/articles/energy-and-resources/articles/oil-and-gas-industry-outlook.html)

Deloitte (2022). 2022 oil and gas industry outlook.
<https://www2.deloitte.com/us/en/pages/energy-and-resources/articles/oil-and-gas-industry-outlook.html>

EIA U.S. Energy Information Administration
<https://www.eia.gov/>

Financing terms and conditions - OECD
<https://www.oecd.org/trade/topics/export-credits/arrangement-and-sector-understandings/financing-terms-and-conditions/>

Fitch Ratings
<https://www.fitchratings.com/search?expanded=racs&filter.language=English&filter.reportType=Rating%20Action%20Commentary&filter.sector=Corporate%20Finance>
<https://www.fitchratings.com/research/corporate-finance/fitch-affirms-compania-general-de-combustibles-idr-at-b-outlook-stable-31-08-2022>

FixScr ratings
<https://www.fixscr.com/calificaciones?CalificacionesWebSearch%5Bpais id%5D=230&CalificacionesWebSearch%5Bsection id%5D=1&CalificacionesWebSearch%5Bsegmentos id%5D=18&CalificacionesWebSearch%5Bentidades name%5D=cgc&CalificacionesWebSearch%5Btype%5D=&CalificacionesWebSearch%5Bnational rating date%5D=&dp-1-page=3>

Fuenzalida D., Mongrut S., (2010). Estimation of Discount Rates in Latin America: Empirical Evidence and Challenges. Journal of Economics, Finance and Administrative Science.

Goedhart M., Koller T., Williams Z. (2012). The Real Cost of Equity. Mckinsey & Company.

IADC Oil & Gas Drilling Glossary

<https://iadcllexicon.org/>

IAPG (2009). El abecé del Petróleo y del Gas.

https://www.iapg.org.ar/web_iapg/publicaciones/libros-de-interes-general/el-abece-del-petroleo-y-del-gas#:~:text=Es%20una%20publicaci%C3%B3n%20de%20divulgaci%C3%B3n,la%20industria%20de%20los%20hidrocarburos.

Kennedy R., (2002). Project Valuation in Emerging Countries. Harvard Business School.

Li W., (2002). Country Risk and the cost of equity. UV2504. Darden Business Publishing, University of Virginia.

Moody's Local

<https://www.moodyslocal.com/country/ar/ratings/corp>

Oiltanking

<https://www.oiltanking.com/es/publicaciones/glosario/downstream.html>

OPEC. 2021 Annual Report.

https://www.opec.org/opec_web/en/publications/337.htm
https://asb.opec.org/data/ASB_Data.php

OPEC. 2021 World Oil Outlook 2045.

https://www.opec.org/opec_web/en/publications/340.htm

Rojo Julián, IAE (2022). Informe anual de hidrocarburos 2021.

<https://www.iae.org.ar/wp-content/uploads/2022/03/Informe-anual-de-hidrocarburos-2021-2.pdf>

Sabal J. (2003). The Discount Rate in Emerging Markets: A Guide. Department of Financial Management and Control. ESADE. Universitat Ramon Llull.

Schlumberger Energy Glossary

<https://glossary.slb.com/en/>

Secretaria de Energía de la Nación

<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/planeamiento-energetico/panel-de-indicadores/precio-final-con-impuestos-en-eess>

<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/produccion-de-petroleo-y-gas/pozos-y-metros-perforados-tablas-dinamicas>

Society of Petroleum Engineers (2018). Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo.

https://www.spe.org/media/filer_public/24/fe/24fe7cf3-7c23-485d-a966-e3243f1d20ce/2018_sistema_de_gerencia_de_los_recursos_de_petroleo_-_traduccion_en_espanol_-_vf.pdf

Subsecretaría de Programación Regional y Sectorial (2022). Informe de cadenas de valor hidrocarburos. Cierre estadístico diciembre 2021.

https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/ficha_sectorial_hidrocarburos_web.pptx.pdf

S&P Global Ratings

<https://www.spglobal.com/ratings>

U.S. Federal Reserve

[FRB H15: Data Download - Download \(federalreserve.gov\)](https://www.federalreserve.gov/)

U.S. Securities and Exchange Commission

<https://www.sec.gov/cgi-bin/browse-edgar>



Universidad de
San Andrés

9 Anexos

9.1 Escenarios de Precios

Año	Petróleo Escenario Pesimista	Petróleo Escenario Base	Petróleo Escenario Optimista	Precio Gas
#	USD/bbl	USD/bbl	USD/bbl	USD/MMBTU
2022	72,25	72,25	72,25	4,50
2023	36,85	72,68	99,87	5,15
2024	38,97	73,64	107,86	5,79
2025	40,60	76,02	114,36	5,52
2026	41,72	79,08	118,74	5,24
2027	42,59	82,07	123,54	4,14
2028	43,19	84,40	129,26	4,12
2029	43,62	86,12	132,76	3,46
2030	44,51	87,37	135,35	3,46
2031	45,26	89,23	137,22	3,46
2032	46,94	90,33	139,44	3,46
2033	47,80	91,61	140,98	3,46
2034	48,09	92,80	143,14	3,46
2035	48,94	92,80	144,82	3,46
2036	49,64	94,35	147,33	3,46
2037	50,76	96,06	149,82	3,46
2038	-	-	-	-

Universidad de
San Andrés

9.2 Flujos de Fondos Escenario Base

Año	Producción	Ventas	Impuestos	OPEX	CAPEX	Costos de abandono	Impuesto a las ganancias	Flujo de caja	Flujo de caja descontado
#	mboe/d	USD mm	USD mm	USD mm	USD mm	USD mm	USD mm	USD mm	USD mm
2022	55	842	(144)	(264)	(96)	(4)	(37)	297	263
2023	52	850	(145)	(263)	(135)	(3)	(67)	238	187
2024	49	871	(148)	(265)	(128)	(4)	(89)	237	166
2025	45	813	(141)	(266)	(108)	(4)	(84)	211	131
2026	40	738	(129)	(257)	(130)	(4)	(69)	149	82
2027	35	631	(113)	(253)	(70)	(6)	(49)	139	68
2028	27	536	(98)	(225)	(77)	(33)	(27)	76	33
2029	25	495	(91)	(221)	(99)	(7)	(26)	51	19
2030	23	498	(93)	(222)	(88)	(10)	(28)	59	20
2031	21	480	(90)	(218)	(82)	(12)	(25)	54	16
2032	17	426	(80)	(206)	(5)	(10)	(25)	98	26
2033	13	348	(66)	(120)	0	(9)	(42)	112	27
2034	11	309	(59)	(109)	0	(5)	(41)	96	20
2035	8	243	(46)	(95)	0	(4)	(30)	68	13
2036	4	127	(24)	(70)	0	0	(9)	24	4
2037	3	91	(17)	(62)	0	0	(3)	9	1
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totales	27	8.298	(1.484)	(3.115)	(1.016)	(115)	(650)	1.917	1.078

9.3 Flujos de Fondos Escenario Pesimista

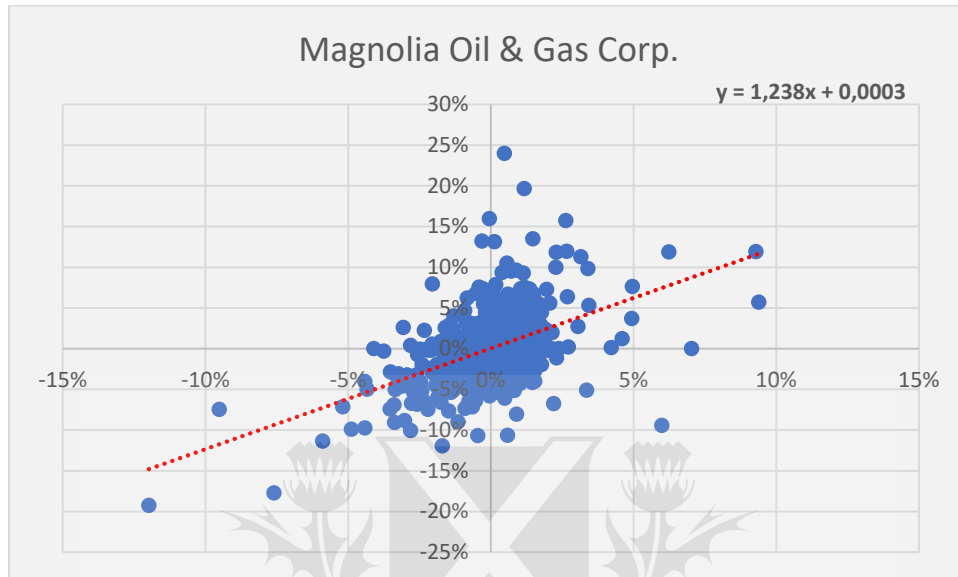
Año	Producción	Ventas	Impuestos	OPEX	CAPEX	Costos de abandono	Impuesto a las ganancias	Flujo de caja	Flujo de caja descontado
#	mboe/d	USD mm	USD mm	USD mm	USD mm	USD mm	USD mm	USD mm	USD mm
2022	55	842	(144)	(264)	(96)	(4)	(37)	297	263
2023	52	616	(97)	(263)	(135)	(3)	(2)	117	92
2024	49	647	(102)	(265)	(128)	(4)	(26)	122	85
2025	45	588	(95)	(266)	(108)	(4)	(21)	94	58
2026	40	516	(84)	(257)	(130)	(4)	(7)	34	19
2027	35	411	(69)	(253)	(70)	(6)	0	12	6
2028	27	334	(58)	(225)	(77)	(33)	0	(59)	(26)
2029	25	293	(52)	(221)	(99)	(7)	0	(86)	(33)
2030	23	290	(52)	(222)	(88)	(10)	0	(82)	(28)
2031	21	274	(50)	(218)	(82)	(12)	0	(88)	(27)
2032	17	242	(45)	(206)	(5)	(10)	0	(25)	(7)
2033	13	191	(36)	(120)	0	(9)	0	27	6
2034	11	168	(32)	(109)	0	(5)	(1)	21	5
2035	8	134	(25)	(95)	0	(4)	0	10	2
2036	4	70	(13)	(70)	0	0	0	(13)	(2)
2037	3	50	(10)	(62)	0	0	0	(21)	(3)
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totales	27	5.665	(966)	(3.115)	(1.016)	(115)	(94)	359	411

9.4 Flujos de Fondos Escenario Optimista

Año	Producción	Ventas	Impuestos	OPEX	CAPEX	Costos de abandono	Impuesto a las ganancias	Flujo de caja	Flujo de caja descontado
#	mboe/d	USD mm	USD mm	USD mm	USD mm	USD mm	USD mm	USD mm	USD mm
2022	55	842	(144)	(264)	(96)	(4)	(37)	297	263
2023	52	1.027	(178)	(263)	(135)	(3)	(117)	331	261
2024	49	1.092	(190)	(265)	(128)	(4)	(152)	354	248
2025	45	1.057	(187)	(266)	(108)	(4)	(153)	339	211
2026	40	974	(174)	(257)	(130)	(4)	(136)	274	151
2027	35	863	(157)	(253)	(70)	(6)	(115)	261	128
2028	27	755	(139)	(225)	(77)	(33)	(90)	192	83
2029	25	718	(134)	(221)	(99)	(7)	(89)	168	65
2030	23	732	(137)	(222)	(88)	(10)	(94)	182	62
2031	21	705	(132)	(218)	(82)	(12)	(88)	172	52
2032	17	633	(119)	(206)	(5)	(10)	(84)	207	56
2033	13	525	(100)	(120)	0	(9)	(92)	205	49
2034	11	469	(89)	(109)	0	(5)	(86)	180	38
2035	8	373	(71)	(95)	0	(4)	(67)	137	26
2036	4	195	(37)	(70)	0	0	(28)	60	10
2037	3	139	(26)	(62)	0	0	(16)	34	5
2038	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totales	27	11.098	(2.014)	(3.115)	(1.016)	(115)	(1.445)	3.392	1.707

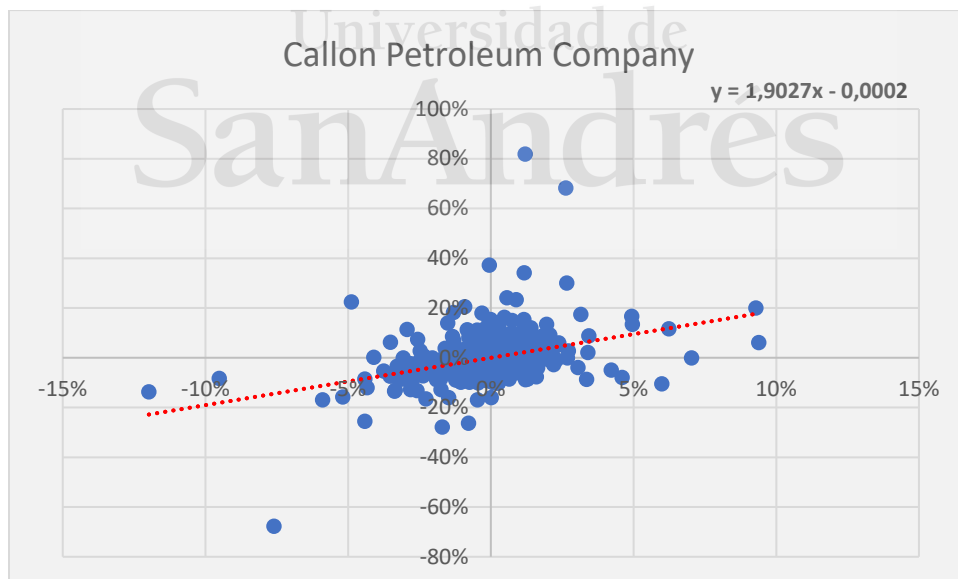
9.5 Regresiones para cálculo del Beta de comparables

Gráfico N° 47: Retornos Magnolia Oil & Gas Corp. vs retornos S&P500



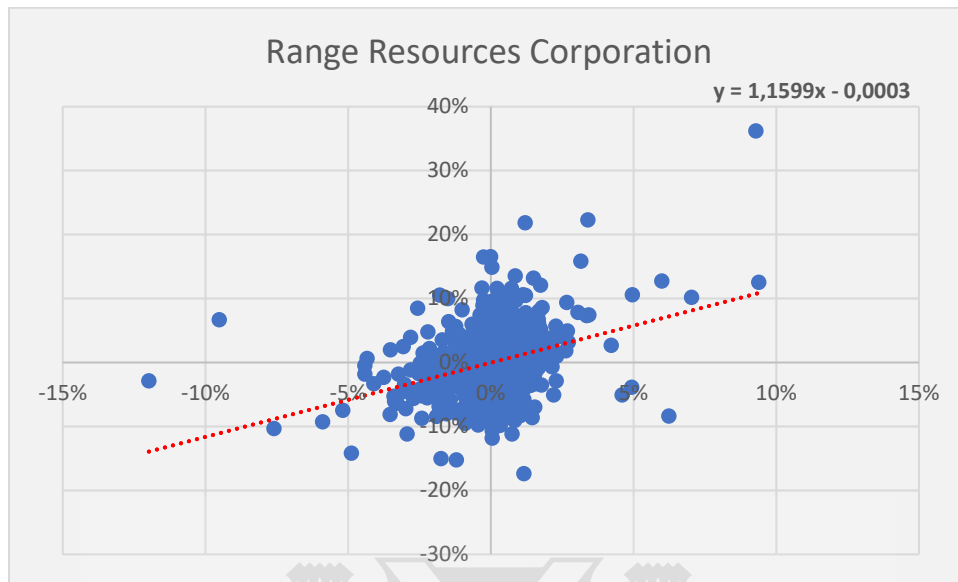
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en Yahoo Finance.

Gráfico N° 48: Retornos Callon Petroleum Company vs retornos S&P500



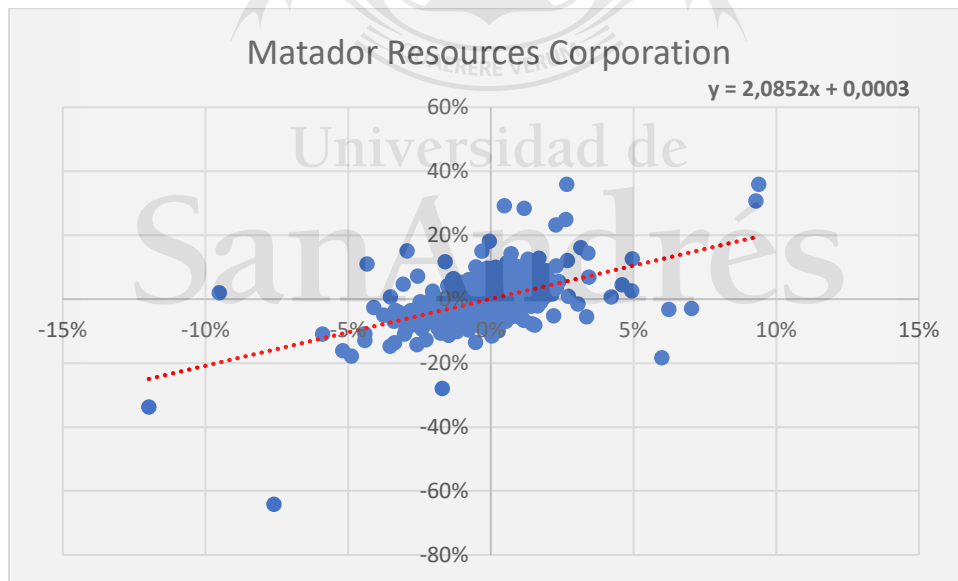
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en Yahoo Finance.

Gráfico N° 49: Retornos Range Resources Corporation vs retornos S&P500



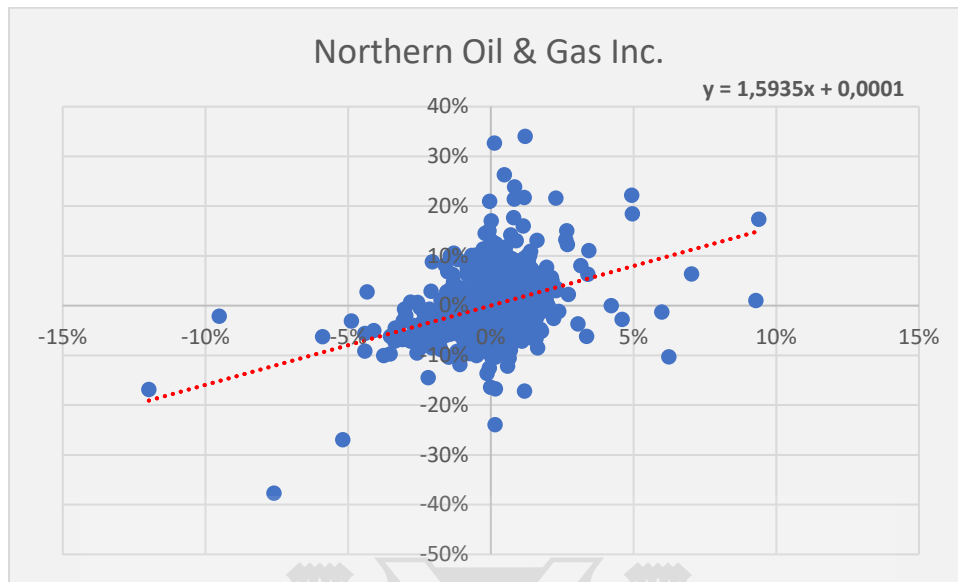
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en Yahoo Finance.

Gráfico N° 50: Retornos Matador Resources Corporation vs retornos S&P500



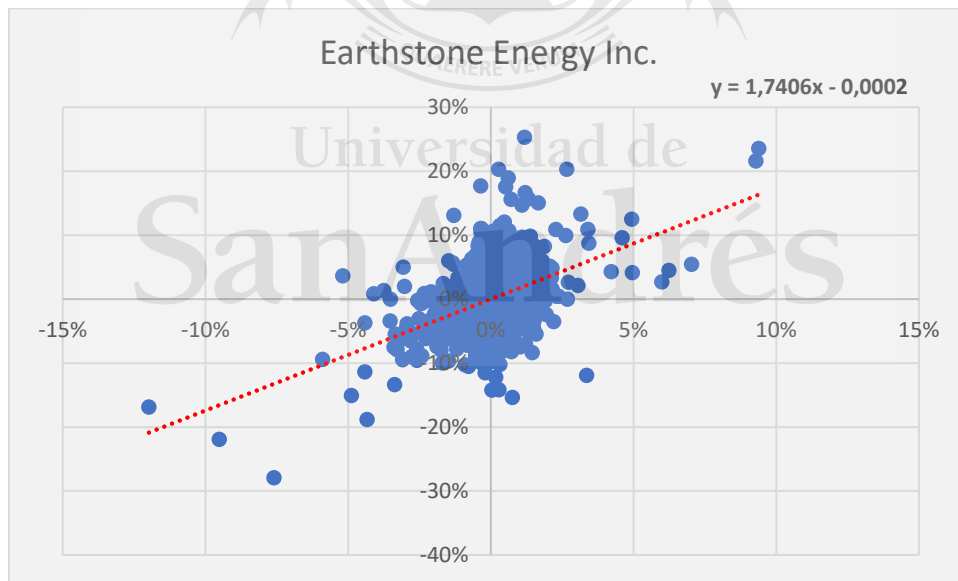
Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en Yahoo Finance.

Gráfico N° 51: Retornos Northern Oil & Gas Inc. vs retornos S&P500



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en Yahoo Finance.

Gráfico N° 52: Retornos Earthstone Energy Inc. vs retornos S&P500



Fuente: Elaboración propia con datos obtenidos en Yahoo Finance.