



Reporte de Valuación: GEOPARK LTD

Tesis de Maestría en Finanzas

Orientación: Finanzas Corporativas

Mentor: Alejandro Loizaga

Alumno: Alfredo Romano

Abstract	3
Capítulo 1: La industria	4
Historia del Petróleo	4
Caracterización de la industria petrolera.....	6
Mercado Latino	7
Jugadores del Mercado Internacional.....	12
Barreras de entrada	14
Marco Legal.....	16
Reservas mundiales de petróleo	17
Producción mundial y perspectivas a Largo plazo	18
Capítulo 2: Geopark Ltd.	23
Breve descripción de la compañía	23
Ubicación de sus Activos y Operaciones	24
Pilares del Negocio de Geopark Ltd.	25
Mercado Chileno	26
Información por Segmento Geográfico.....	26
Crecimiento a través de Alianzas, Emisiones y Nuevos Proyectos	26
Fusiones y Adquisiciones.....	27
Socios Estratégicos	27
Acceso al mercado de capitales	29
Reservas	30
Resumen de las Operaciones por país	31
Estructura Societaria	33
Organigrama.....	34
Competidores.....	35
Performance Histórica.....	37
Capítulo 3: Proyecciones	38
Desarrollo de valor	38
Supuestos para la Valuación	40
Escenarios de Valuación.....	50
Resumen de los escenarios considerados.....	52
Capítulo 4: Valuación	53
Drivers	54
Estado de Resultados	55
Cálculo de Depreciaciones & Amortizaciones.....	55
Flujo de Fondos	57
Cálculo del Ku	57
EV/EBITDA	60
Riesgos asociados al negocio	61
Anexos	65
Bibliografía	69

Abstract

GEPARK LTD. (GPRK) es una compañía Latinoamericana de exploración, operación y consolidación de petróleo y gas con activos y con plataformas de crecimiento en Chile, Colombia, Brasil y Argentina. La empresa fue fundada en el 2002 pero al poco tiempo adquirió AES Corporación, una compañía dedicada a la extracción de petróleo y gas, con activos en Chile y en Argentina. Esta operación financiera ha sido sólo alguna de varias adquisiciones que ha llevado adelante la compañía como modelo de crecimiento. Desde sus orígenes, GeoPark se ha desarrollado rápidamente explotando el mercado petrolero y de gas latinoamericano.

El presente trabajo consiste en la elaboración de un reporte de valuación sobre GeoPark Ltd. Como metodología se descontarán los flujos (DCF) utilizando el modelo de Adjusted Price Value (APV). También se realizará una valuación utilizando el modelo EV/EBITDA.

Se llevará adelante un análisis del mercado petrolero de Latam para comprender el contexto en el que se encuentra Geopark. La empresa cuenta con más de 10 años en la industria petrolera y parte de su potencialidad depende del mercado en el que se encuentra inmersa. Se buscará entender las dinámicas de la industria, como así también tomar en cuenta los riesgos asociados al mercado donde lleva adelante sus operaciones.

Es importante destacar la complejidad que presenta valuar empresas en mercados emergentes debido a que las técnicas clásicas ofrecidas por la literatura financiera no siempre resultan ser las más adecuadas debido a diversos factores relacionados con el riesgo de mercado, información pública disponible, entre otras. Sin embargo, la empresa Geopark Ltd. cotiza en el New York Stock Exchange desde principios de 2014 por lo que el acceso a la información es público.

Capítulo 1: La industria

Historia del Petróleo

El petróleo es conocido desde la prehistoria, es decir por lo menos desde el año 4.000 AC. En distintas referencias bíblicas es mencionado como betún o asfalto. En esa época ya era utilizado como adhesivo para pegar ladrillos en construcciones como la torre de Babel o de carreteras y puentes. También los indígenas de la época Pre-colombiana en América utilizaban el petróleo como herramienta para impermeabilizar embarcaciones marítimas. Durante un largo tiempo las civilizaciones asiáticas utilizaron el gas del petróleo para la cocción de alimentos. Sin embargo, las aplicaciones que se le daban al mismo eran muy pocas.

En 1854, un profesor de la Universidad de Yale llamado Benjamin Silliman recibió el encargo de hacer un estudio con las « piedras de petróleo » para ver si se podía extraer “la kerosene” y utilizarlo como combustible en las lámparas. El experimento tuvo éxito y esto llevó a que se sustituya el aceite de ballena empleado en aquella época como combustible en lámparas. Debido al éxito de su descubrimiento y luego de una inversión de George Bisell junto a James Townsed, fundaron la primera compañía petrolera de Estados Unidos llamada Pennsylvania Rock Oil Company. Por pedido de Bisell, Edwin L. Drake, el “coronel” fue quien perforó el primer pozo petrolero del mundo en 1859 en Estados Unidos, Pennsylvania, logrando extraer petróleo de un pozo de alrededor de 21 metros de profundidad. A pesar de que algunos años antes George Bisell había obtenido petróleo crudo de la tierra era considerado el primer pozo para extraer cantidades abultadas de fósiles.

En 1870 la familia Rockefeller funda Standard Oil Company, quien en los 90´ya controlaba el 90% del mercado petrolero de Estados Unidos. Sin embargo, debido a distintas denuncias por apropiación de tierras y monopolización de la industria petrolera, el grupo económico se divide en 34 nuevas empresas. Entre ellas, nace Exxon, Chevron y Texaco. La familia Rockefeller llegó a controlar casi la totalidad del mercado de crudo de Estados Unidos llevándola al reinado empresario y político de esos tiempos.

En 1895 se produjo la revolución de este fósil con la creación de la gasolina que era utilizada para la combustión en los automóviles. A partir de los comienzos de nuevo siglo, el petróleo formó parte de un selecto grupo de fósiles muy demandados para el transporte. En los inicios de la primera Guerra Mundial ya existían en el mundo más de un millón de vehículos que utilizaban gasolina. En 1922, con el avance del modelo T de Henry Ford, se produce la explosión del mercado automovilístico. Ese mismo año circulaban cerca de 18 millones de autos y en 1938 el número llegó a ser más de 40 millones. Esto llevó a que desde 1957 a 1966 se utilizó casi la misma cantidad de petróleo que en los 100 años anteriores. Así la demanda aumentó súbitamente popularizando al petróleo crudo como el “oro negro”.



Fuente: Biblioteca Digital

Posteriormente se desarrollaron los motores de turbina jets empleados en los aviones comerciales, civiles y militares. El consumo del petróleo como combustible se inició en 1910 cuando el almirante Fisher de la flota británica ordenó que se sustituyera el carbón por este nuevo producto. El mejor argumento para tomar tal decisión lo constituyó la superioridad calorífica de éste con relación al carbón mineral. Más tarde se extendió el uso de este energético en la marina mercante, en los generadores de vapor, en los hornos industriales y en la calefacción casera.

Caracterización de la industria petrolera

La “médula” de la industria del petróleo y gas se encuentra caracterizada por los procesos de exploración y producción. Así, la industria petrolera se encuentra dividida en tres grandes sectores: *upstream*, *midstream* y *downstream*. Al upstream también se lo conoce como sector de exploración y producción (E&P). El proceso midstream se caracteriza por el licuado del gas, su transporte y almacenamiento. Mientras que el downstream es un proceso que engloba la refinación del petróleo y regasificación del gas natural, su distribución y posterior venta.



El proceso de exploración y extracción viene seguido por la refinación del petróleo y el tratamiento del gas (licuación). Luego, se realiza el transporte, almacenamiento y comercialización (interna y externa) de estos hidrocarburos (downstream). La exploración y producción se realiza en cuencas hidrocarburíferas. Las materias primas son transportadas por medio de ductos, por vía terrestre o marítima, hasta los lugares de transformación. Las plantas separadoras del gas suelen estar próximas a la zona de extracción, en tanto que las refinerías de petróleo se ubican cerca de los grandes centros de consumo o en “nudos” logísticos junto a facilidades portuarias de magnitud. Del procesamiento del gas en las plantas separadoras se origina el gas de red (para consumo

residencial o industrial), el gas licuado de petróleo y otros gases con empleo petroquímico.

Por otro lado, el transporte se lleva a cabo, principalmente, a través de oleoductos y gasoductos y, en menor medida, con camiones tanque. Existe una importante estructura de almacenaje de combustibles, controlada mayoritariamente por las propias empresas refinadoras. En los mercados internos, en general las ventas de combustibles líquidos se realizan por medio de dos canales: el mayorista, compuesto fundamentalmente por las grandes petroleras que abastecen a las flotas de transporte de mercaderías o pasajeros, al agro y a las estaciones de servicio. El minorista está integrado por las estaciones de servicios y algunos pequeños distribuidores independientes.

Mercado Latino

Chile

Estructura de la Industria

Se describirá la estructura de la industria chilena, haciendo un análisis de cada mercado relevante y observando las relaciones existentes entre los principales jugadores del mercado. Al igual que en el caso argentino, en Chile se da un esquema de funcionamiento basado en las actividades upstream, incluyendo exploración, extracción, producción de petróleo crudo y de downstream, que comprende la refinación del petróleo crudo, el almacenamiento, transporte y distribución. En el segmento upstream, la empresa nacional del Petróleo, ENAP, tiene un rol fundamental ya que es la única que produce y refina petróleo crudo en Chile. Su fundación data del 19 de Junio de 1950 y tiene una participación en el mercado mayorista de combustibles líquidos cercano al 85% del mercado. Es importante resaltar que todos los yacimientos petrolíferos que se encuentran en Chile son propiedad del Estado. En el año 1975 el Estado obtuvo la facultad de explotar los yacimientos a través de ENAP. En el año 1982 se introdujeron nuevas reformas que llevaron a la libertad de precios de los derivados del petróleo. Esto trajo como consecuencia el ingreso de empresas privadas a la exploración en asociación con ENAP así como de nuevos actores en el mercado. Por lo tanto, en la actualidad existe un libre acceso del sector privado a la exploración y explotación, refinación y

distribución del petróleo crudo en territorio chileno. Esto ha beneficiado a la instalación de nuevas empresas petroleras en tierras chilenas.

En cuanto al mercado de Exploración y Extracción de petróleo crudo, los yacimientos petrolíferos descubiertos en la actualidad y más importantes se encuentran en la Cuenca de Magallanes, en tres zonas denominadas “Distritos: Continente, Isla Tierra del Fuego y Costa Afuera. En la actualidad, la mayor producción corresponde a la zona de Costa Afuera. Sin embargo, si se hace un análisis acerca de la producción de petróleo en Chile, ésta ha caído dramáticamente a lo largo del tiempo (2.401 Millones metros cúbicos en 1980 vs 150 “Mm3” en el 2009). En el año 2006 ENAP realizó un estudio sobre el potencial exploratorio de hidrocarburos en la cuenta de Magallanes. En el mismo se identificaron once bloques que fueron raneados de acuerdo a prioridades definidas por ENAP. Las zonas de mayor prioridad son exclusivas a ENAP, mientras que las zonas de menor prioridad se reparten entre empresas privadas. Si bien ENAP es la principal empresa que produce petróleo crudo en Chile, la mayoría del consumo interno se satisface con importaciones. Esto se debe a una constante caída en la producción nacional y a un notable aumento en el consumo del petróleo a partir de 1985.

En cuanto al mercado de *downstream*, la refinación interna es realizada exclusivamente por ENAP con plantas propias, complementada con importaciones que realiza la misma empresa. La ENAP Refinerías Bío-Bío (ex Petrox) abastece aproximadamente al 40% del mercado nacional. En el mercado de almacenamiento de productos derivados del petróleo, principalmente combustibles líquidos, la empresa dominante es la ex EMALCO, filial de ENAP. EMALCO S.A nació en 1966 a partir de la construcción del oleoducto entre la refinería de Talcahuano y San Fernando. El 98% de la propiedad es de ENAP, 1% es del poder de Refinería de Petróleo Concón S.A y el resto de Petrox S.A (ambas empresas propiedad de ENAP).

Colombia

Estructura del mercado

La explotación de petróleo en Colombia se inició en el siglo XX. Desde ese entonces, los gobiernos han buscado mantener una producción que pueda abastecer el consumo nacional y también lograr excedentes para su venta en el exterior. Colombia ha pasado en su historia de tener un sistema de concesión a contratos de asociación. En la actualidad, la administración de los recursos no renovables es gestionada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), unidad especial del Ministerio de Minas y Energía. En los últimos años, se han perfeccionado los contratos de concesiones de tierras y pozos exploratorios logrando una competitividad con los mercados más desarrollados del mundo. Así, Colombia se ha convertido en un mercado muy atractivo para llevar adelante inversiones en la industria petrolera. Es importante remarcar que en la actualidad, los recursos naturales no renovables, siguen siendo del Estado. Así, las políticas vinculadas a la industria petrolera es definida a través del Ministerio de Minas y Energía.

Por otro lado, el jugador más importante del mercado Ecopetrol S.A es una sociedad que cotiza en el mercado local y cuenta con tres órganos de dirección. Luego que se promulgara la Ley 1.760, mediante la cual se decreta la creación de ANH, Ecopetrol pasó de ser una empresa industrial y comercial del Estado a ser una sociedad pública cuyo mayor accionista es la Nación a través del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, quien posee más del 80% de las acciones. Sin embargo, la empresa ha mantenido su integración de petróleo y gas operando gran parte del territorio nacional. En los próximos años se espera un plan ambicioso para la empresa, con metas para el año 2015 de producir más de un millón de barriles de petróleo equivalente al día y ubicarse dentro de las 27 compañías con mayor producción del mundo. Por lo tanto, para llegar a esas metas, Colombia ha visto un mayor ingreso de flujos de capitales destinados a inversiones petroleras.

El potencial petrolífero de Colombia se estima en más de 37.000 millones de barriles de petróleo equivalente, distribuidos en 18 cuencas sedimentarias que abarcan un área de 1.036.400 km². Alrededor del 89% de esas áreas se encuentran disponibles para llevar

adelante trabajos de exploración y explotación de petróleo y gas natural. Las cuencas de mayor actividad exploratoria son las del Valle Superior y Medio del Magdalena, Catatumbo, La Guajira, Cordillera Oriental, Putumayo y Llanos Orientales. Es importante remarcar que la industria del petróleo ha sido uno de los pilares en el crecimiento de la economía del país. Así, el petróleo representa el 55,4% del total de las exportaciones y el principal contribuyente a las finanzas públicas del Estado. Uno de los objetivos centrales del gobierno nacional es continuar el proceso de descubrimiento de nuevas reservas de crudo para mantener el objetivo histórico de autosuficiencia energética del país. Por ello, fue que en el año 1999 se han llevado adelante reformas de políticas públicas con respecto a la industria petrolera que han permitido esta explosión y evolución en este segmento industrial.

Argentina

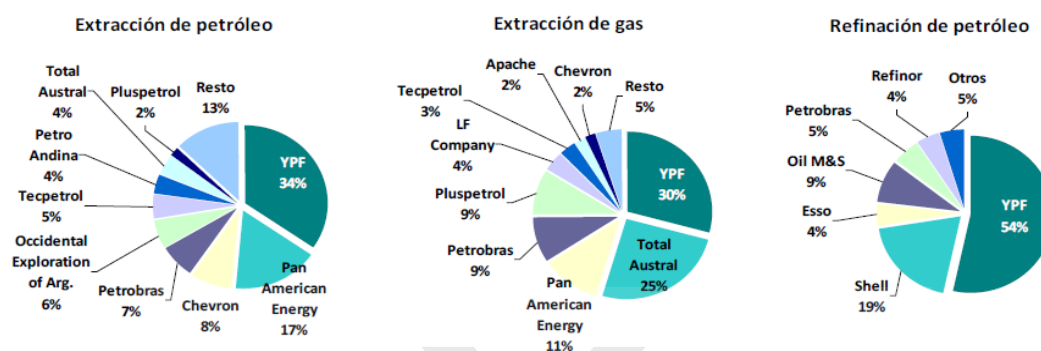
En la etapa extractiva existe una importante concentración económica: cuatro empresas explican cerca del 68% de la extracción de petróleo y casi el 80% de gas. Un fenómeno similar al anterior ocurre en la fase de procesamiento, aunque el grado de concentración es aún mayor: tres firmas representan casi el 82% de la capacidad de refinación. Asimismo, existen dos operadores YPF y Petrobras que están integrados verticalmente, participando en las etapas de explotación y refinación. El transporte de petróleo es realizado mayormente a través de la red de poliductos de YPF mientras que el de gas por medio de la red de gasoductos troncales de dos concesionarias (TGS y TGN). Por su parte, en la distribución de gas natural hacia los clientes finales intervienen una decena de compañías, cada una de las cuales tiene el monopolio de la actividad dentro de su respectiva región. La comercialización de combustibles en el segmento minorista se realiza por medio de 3.600 estaciones de servicio que, en su gran mayoría, comercializan las marcas de las cuatro firmas líderes del segmento de refinación. El resto vende marcas de operadores menores que no cuentan con estructura propia de refinación en el país.

Agentes productivos en Argentina

YPF es la empresa nacional con mayor participación en el mercado tanto de explotación como producción, distribución, refinación y comercialización de hidrocarburos. Las zonas en la que empresa ha realizado grandes inversiones para explotar fósiles son Chubut, Mendoza, Neuquén, Río Negro y Santa Cruz. Además, realiza actividades petroquímicas en aromáticas (Ensenada), metanol (Plaza Huincul) y fertilizantes en Bahía Blanca. Por otro lado, Pan American Energy de capitales argentinos-chinos (Bridas) y del Reino Unido (British Petroleum) realiza la exploración, producción, transporte y almacenamiento de petróleo y gas natural. La compañía opera principalmente en Chubut, Neuquén, Salta y Santa Cruz. Además, participa en la generación eléctrica (central termina Dock Sud). Petrobras, empresa brasilera opera en el país principalmente en La Pampa, Mendoza, Neuquén, Río Negro, Salta y Santa Cruz. Entre sus actividades, engloba la exploración, producción, transporte de hidrocarburos y refinación. Además, cuenta con participación accionaria en Transportadora GAS DEL Sur (TGS) y en Refinor (Campo Durán) y opera una refinería en Bahía Blanca. Como otras unidades de negocio participa en el mercado eléctrico en los segmentos de generación (Genelba, Hidroeléctrica Pichi Picón Leufú y distribución (Edesur). En la industria petroquímica produce polímeros, caucho, sintético y fertilizantes. Petrobras es la mayor compañía de Brasil y la tercera mayor empresa industrial de Latinoamérica operando en Bolivia, Colombia, Ecuador, México, Perú y Venezuela.

Total Austral de la empresa Total de capitales franceses opera en Neuquén, Santa Cruz y Tierra del Fuego. Entre sus actividades se encuentra la exploración y producción de petróleo y gas. Austral es la segunda productora de gas del país. Además, la empresa cuenta con participación accionaria en Transportadora Gas del Norte (TGN). También, es un importante actor en la distribución de gas envasado. Participa en el sector de lubricantes con sus marcas Total y Elf. Entre sus diversas actividades, Total comercializa guantes de látex de uso industrial y artículos de limpieza para el hogar. Además, es la líder en autopartes de caucho (Hutchinson) y odorizantes para gas (Vetek). Total es la cuarta petrolera del mundo y cuenta con una participación internacional en la industria química operando en más de 130 países.

Otras empresas que llevan adelante actividades de explotación y producción de hidrocarburos son Chevron de capitales norteamericanos y Techint. Ambas operan en Neuquén, Río Negro, entre otras ciudades de Argentina.



Fuente: Secretaría de Energía y MECON

Distribución territorial del Petróleo

En la actualidad Chubut es la principal productora de petróleo del país con una participación alrededor del 30% mientras que Neuquén y Santa Cruz comparten el 20% del mercado nacional. A diferencia de lo que sucedía en la década de los 90', en donde Neuquén representaba casi el 40% del mercado, Chubut ha logrado posicionarse como la principal provincia del país debido a diversas razones: madurez geológica de los principales reservorios de Neuquén, que cuenta con más de 30 años de explotación. Y por otro lado, porque su principal yacimiento llamado Cerro Dragón triplicó sus existencias desde 1998 al 2011. Sin embargo, se observa que a partir del descubrimiento de Vaca Muerta, en donde se encuentra la segunda reserva más importante del mundo de gas y petróleo no convencional, Neuquén puede volver a posicionarse como la provincia líder en los productos de hidrocarburo en las próximas décadas.

Jugadores del Mercado Internacional

Históricamente, para llevar adelante un análisis de la competencia internacional en el sector petrolero se debe introducir el concepto de “Las Siete Hermanas”. Esta frase fue creada por Enrico Mattei, presidente de la entidad ENI (Ente Nazionale Idrocarburi), para referirse al grupo de siete compañías que dominaron el negocio petrolero en la

década de 1960. La idea de Mattei fue denunciar el cártel comercial que estas empresas llevaban adelante durante esa época.

Las Siete Hermanas estaban formadas por:

- Standard Oil of New Jersey (Esso), al fusionarse con Mobil formó ExxonMobil
- Royal Dutch Shell
- Anglo-Iranian Oil Company (AIOC), luego conocida por British Petroleum (BP)
- Standard Oil of California, que luego fuera conocida como Chevron. Luego se fusionó con Texaco y en la actualidad se conoce como Chevron Corporation.
- Standard Oil of New York, que luego se fusionó con Mobil.
- Gulf Oil Corporation, que en 1985 fuera adquirida por Chevron.
- Texaco, quien se fusionó con Chevron en 2001.



Es interesante analizar como Estados Unidos logró durante esa época prácticamente la hegemonía del petróleo a nivel mundial. Las mayores corporaciones del mundo, a excepción de Royal Dutch Shell (Países Bajos y Reino Unido) y British Petroleum (Reino Unido), eran de origen americano. Sin embargo, en la actualidad ese orden y los “jugadores” han cambiado y el poder petrolero se encuentra distribuido entre 7 países en el mundo.

Las Nueva Siete Hermanas:

- Arranco (Arabia Saudita)
- Gazprom (Rusia)

- CNPC (China)
- NIOC (Irán)
- PDVSA (Venezuela)
- Petrobras (Brasil)
- Petronas (Malasia)



En la actualidad, el poder del petróleo se ha visto dividido entre varios jugadores a nivel internacional. Es importante ver como ninguna de las empresas que en los 60 dominaban el mercado internacional de crudo, hoy se encuentran recluidas por nuevas compañías con estampa Latina, Este de Europa, Medio Oriente y Asia.

Barreras de entrada

El negocio petrolero debe ser de las industrias con mayores barreras de entrada. Esto se debe a que existen cuatro pilares fundamentales para ingresar al mercado del crudo: Capital (se asumen inversiones millonarios con baja tasa de retorno los primeros años), acceso a los recursos naturales (capacidad de acceder pozos petroleros para llevar adelante actividades de upstream), acceso a la Tecnología (se deben asumir grandes inversiones para incorporar la tecnología necesaria que deriva en la producción del crudo) y el equipo de gestión (la industria del petróleo es un nicho particular y es fundamental contar con profesionales experimentados para llevar adelante una dirección exitosa del negocio).

Asimismo, si la compañía realiza el proceso completo de *upstream*, *midstream* y *downstream*, los costos y las inversiones aumentan significativamente. Es interesante analizar que en los países latinos en general las empresas estatales han logrado desarrollar el ciclo completo, mientras que el sector privado se encuentra disminuido a esferas de estas grandes corporaciones que cuentan con los recursos necesarios para asumir costos incalculables. En el caso de Chile, ENAP es la compañía estatal por excelencia y cuenta con el control del negocio petrolero en Chile, mientras que en Colombia y Argentina sucede algo similar, donde YPF y Ecopetrol tienen un gran poder de mercado.

Geopark (GPRK) ha logrado ingresar a estos mercados latinos a partir de la adquisición de empresas en funcionamiento. En la actualidad la empresa realiza operaciones de *upstream* y *midstream* principalmente en los mercados de Colombia, Chile, Brasil y en menor medida Argentina.

Acceso a los Recursos no naturales

El acceso a los hidrocarburos se da a través de licencias, contratos, concesiones y acuerdos con los Estados. Éstas se obtienen a través de licitaciones públicas o acuerdos entre privados. Sin embargo, en nuestro caso de análisis podemos observar como los Estados Nacionales tienen el mayor poder sobre los territorios petroleros más fructíferos. Así, en el caso de Geopark la mayoría de las concesiones se obtienen a partir de licitaciones públicas con el Estado. El problema que se vislumbra es que los procesos de obtención de licitaciones públicas son muy extensos, lo que conlleva mucho tiempo. Esto representa una dificultad para “nuevos jugadores”, que si bien pueden tener la capacidad financiera para acceder a estos contratos, lo que prevalece a la hora de definir las licitaciones es la experiencia en el sector.

A pesar de la corta vida de Geopark como compañía en el sector petrolero, su equipo de “management” liderado por James F. Park cuenta con vasta experiencia en el rubro petrolero. En el caso de los dos principales accionistas de la empresa, Park ha destinado la mayor parte de su vida a la gestión y dirección de proyectos petroleros alrededor del mundo. Asimismo, ha participado en proyectos localizados en California, Luisiana,

Argentina, Yemen y China. En el caso de Gerald E. O'Shaughnessy en la actualidad se desempeña como presidente ejecutivo de la empresa. Desde 1986 hasta la fecha, el Sr. O'Shaughnessy se ha concentrado en actividades vinculadas a la inversión de capital de riesgo, entre ellas, la exploración y el desarrollo de petróleo y gas en el ámbito internacional a través del Globe Resources Group.

Marco Legal

Latinoamérica se encuentra inmersa en un complejo modelo de gestión de los recursos que incluye al sector público (Estado) y privado (Empresas). A pesar que en los últimos años se han desarrollado nuevas regulaciones y se ha evolucionado en cuanto al respeto del sistema legal, todavía existen falencias importantes con respecto a los países más desarrollados del mundo. En América coexisten dos fuentes institucionales opuestas, vinculadas al legado británico y por otro lado, al ibérico. En el caso de América Latina, los recursos naturales se rigen a partir de un marco basado en las regalías. Es decir, el Estado tiene la propiedad de los mismos y por la explotación de esos recursos se le debe conceder un "fee" llamado regalías. En Brasil se define a partir de su Ley de hidrocarburos de 1997 (Ley 9478) la constitucionalidad de reservar al gobierno federal la propiedad de los yacimientos naturales. En el caso de Venezuela sucede algo similar, donde el Estado a través de su compañía estatal PDVSA controla la mayoría de los recursos naturales del país, dejando sin poder de acción a jugadores privados que quieran ingresar al negocio petrolero. Según la Ley Orgánica del país, no sólo los yacimientos son propiedad del Estado sino que también la industrialización y comercialización de los hidrocarburos.

En el caso de Chile, "la propiedad de los depósitos de hidrocarburos y demás combustibles fósiles son exclusivamente del Estado", dominio que está garantizado por la Constitución Política de la República. La Constitución establece que sólo el Estado podrá realizar la exploración y explotación de yacimientos, sea en forma directa, a través de empresas públicas o en asociación con empresas privadas (Art. 19). En consecuencia, esta regulación delega en ENAP, Empresa Nacional del Petróleo, la exploración y explotación de los yacimientos de petróleo y gas natural. ENAP puede

operar individualmente o bajo asociación con empresas privadas, posibilitando la incorporación de empresas privadas mediante contratos especiales de exploración y producción. De esta manera, ENAP se desempeña en un mercado competitivo donde cualquier empresa privada puede participar libremente en la exploración y explotación de yacimientos, refinar, importar y distribuir productos y subproductos de hidrocarburos. Así, ya a partir de 1975 se inició un proceso de desregulación en el sector lo que permitió la participación de empresas privadas especialmente en los segmentos de transporte y distribución.

Reservas mundiales de petróleo

Las reservas de petróleo del planeta a finales de 2012 fueron de 1.669 mm (miles millones) de barriles de petróleo que representa un crecimiento de 0.9% con respecto a las que se registraron en el 2011. En el 2012 la producción fue de 32.8 mm de barriles logrando que además de reponer los barriles extraídos durante el año se agregaron 14.8 mm de barriles nuevos. Esto representa un 45% más de crudo extraído durante el 2012. Las reservas probadas de petróleo en el mundo alcanzarían para 53 años de producción al nivel de consumo de 2012. Venezuela mantiene el liderazgo con reservas contabilizadas por 297.6 mm de barriles, mientras que Arabia Saudita se encuentra en segundo lugar con un total de 265.9 mm de barriles. El resto de los países con mayores reservas son: Canadá con 173.9 mm B (Barriles), Irán 157 mm B e Iraq con 150 mm B.

La región que domina el mercado de reservas a nivel mundial es Medio Oriente, con un volumen de 807.7 mmb al cierre de 2012. Esta región presentó un aumento de 1.2%. Asimismo, África logró la mayor tasa de crecimiento con un 2.9% (130.3 mm B), en donde el aumento se debe a la importante concentración de reservas de Angola (21%) y otros países africanos que lograron un crecimiento del 68.7% con respecto al 2011. Con respecto a Centro y Sudamérica, lograron una tasa de crecimiento del 0.4% con respecto al 2011 alcanzando 328.4 mm B y 140.8 mm B respectivamente. Lo mismo sucede para Europa y Eurasia. El país con mayor crecimiento de Sudamérica fue Ecuador que totalizó reservas por 8.2 mm B logrando un incremento del 14.3%. Mientras que en la región europea, Noruega es el país con mayor crecimiento logrando un 8.9%, alcanzando los 7.5 mm B a finales del período. La región Asia-Pacífico, presentó el menor crecimiento de reservas, alcanzando una tasa de 0.1% respecto a 2011. Australia

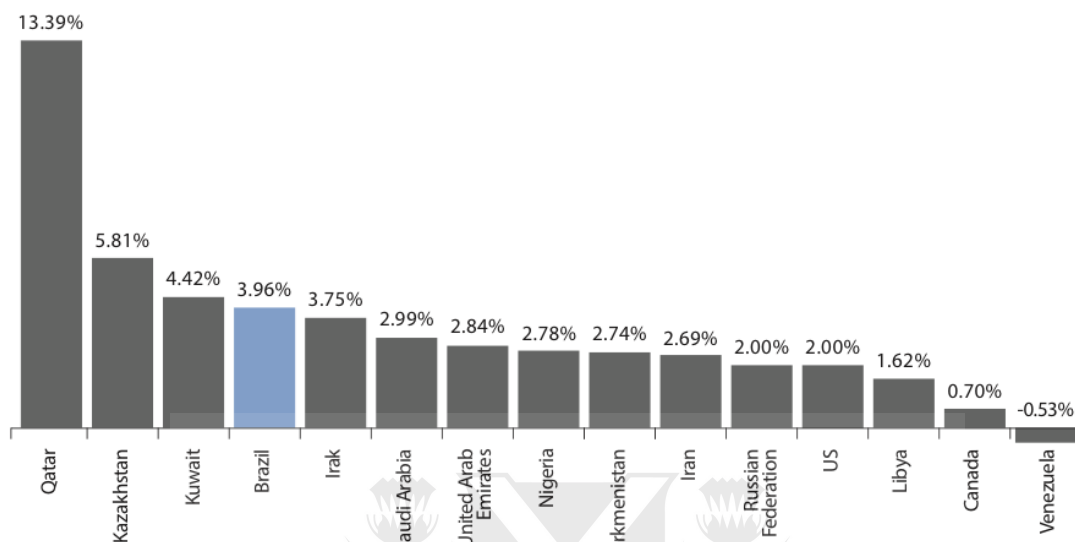
fue el único país en incorporar reservas en el periodo, sumando 1.3% de sus reservas probadas llegando a 3.92 mmb a finales de 2012. Finalmente, la región que presentó una reducción en el volumen de reservas fue Norteamérica. Esta región se vio afectada por la reducción de reservas en México y Canadá obteniendo una tasa negativa de crecimiento de 0.3% y 0.4%, respectivamente. En el caso de Estados Unidos, este país no incrementó sus reservas, manteniendo 35 mmbp, mientras México y Canadá con reducción de las mismas llegando a 11.4 mmbp y 173.9 mmbp al cierre de 2012, respectivamente.

Producción mundial y perspectivas a Largo plazo

El consumo mundial de petróleo en 2012 creció en 895.000 bpd, o un 0,9%, en comparación con 2011, llegando a 89.774 millones bpd. Por otro lado, la producción de petróleo a nivel mundial en el año 2012 fue de 86.152 Mil barriles diarios que representa un aumento del 2.3% con respecto al 2011. El consumo global de gas natural en el 2012 creció un 7,1 bcfpd (billón cubico por día) , o 2.3%, llegando a 319.8 bcfpd, mientras que la producción mundial de gas natural en el 2012 creció a 6,2 bcfpd, o un 1,9%, para llegar a 324,6 bcfpd.

Medio Oriente representa la zona con mayor producción del mundo con un 32.5% de dicho total. Europa representa el 20.3% de y 17.5% proviene de Norteamérica. Entre 2011 y 2012 la producción de Arabia Saudita correspondió a 13.3% del total mundial, 13.9% a Estados Unidos. A fines del 2012 el comercio internacional de petróleo crudo ascendió a 55.204 mil barriles diarios y representa un aumento del 1.4% con respecto al 2011. Medio Oriente fue el área que lideró este rubro y en el 2012 ha mantenido posición con el 35.7% de las exportaciones mundiales. El volumen importado a nivel mundial en el 2012 alcanzó 55.314 mil de barriles logrando un incremento del 1.3% en comparación con el 2011. Los principales países exportadores de crudo fueron Arabia Saudita, Rusia e Iraq. Los principales destinos de dichas exportaciones fueron Estados Unidos, China, India y Japón. Las regiones con mayor demanda fueron Asia Pacífico (33.2%) y Norteamérica (25.7%). Estados Unidos demandó el 20.7% del total mundial, mientras que 11.4% fue para China.

Growth of oil and natural gas production (CAGR from 2002 to 2012)



Source: BP Statistical Review

Fuente: Balance Geopark 2013

En 2013, los precios de referencia del crudo presentaron variaciones ocasionadas por la volatilidad política y económica global, que se reflejó en una tendencia descendente más pronunciada que la del año 2012. Esto se puede deber en parte a que en el 2012 y 2013, Estados Unidos registró los mayores aumentos de la producción de petróleo y gas natural en todo el mundo y vio el mayor incremento en la producción de petróleo de su historia. El petróleo West Texas Intermediate (WTI) promedió 94.13 dólares por barril, 1.0% menos que en 2011, en tanto que el Brent del Mar del Norte promedió 111.67 dólares por barril, 0.4% superior al año previo.

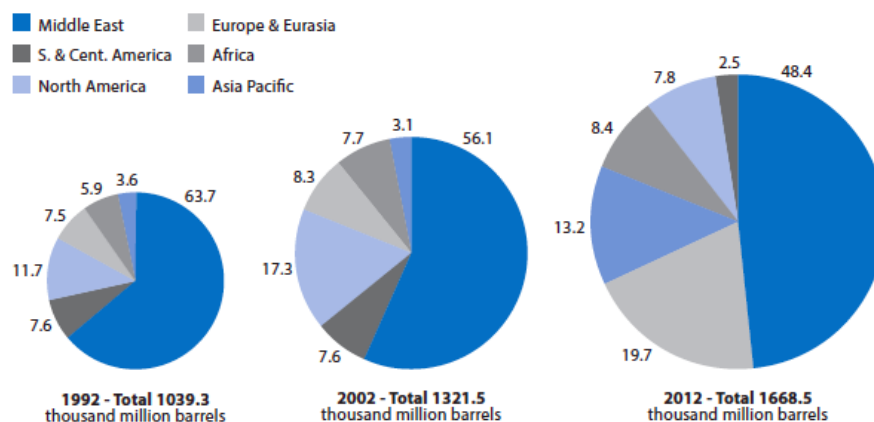
En el largo plazo los recursos son abundantes y las fuentes de esta oferta son ampliamente diversas. De acuerdo con las estimaciones de organizaciones mundiales del petróleo, aquellos países que pertenecen a la OPEP la oferta mundial de petróleo será de 107.5 mmbd en 2035, representando un incremento de 0.9% promedio anual durante el período 2010-2035. En el caso de la oferta de petróleo de países no OPEP para el largo plazo, habrá una tasa de crecimiento anual del 0.7%. A nivel global, la

capacidad de refinación en 2012 fue de 92,530.9 mbd (millones de barriles diarios) , esto representa un 0.4% mayor respecto a 2011. De la totalidad, 44,685.9 mbd provienen de países que forman el bloque de la OCDE y 47,8545.0 mbd a los países no miembros de la organización. En 2012 la mayor capacidad de destilación se presentó en la región Asia Pacifico, con 32.6% (30,119 mbd). Del total de esta región, el 38.3% correspondió a China. La región de Europa y Eurasia contribuyó con 25.8% y Norteamérica 22.8%, en donde 17,388 mbd corresponden a Estados Unidos, 2,063 mbd a Canadá y 1,690 mbd a México. En 2012, la producción mundial de petrolíferos fue de 76,233 mbd, 0.6% mayor respecto a 2011.

A nivel mundial las reservas probadas de petróleo a finales de 2012 llegaron a 1.668,9 millones de barriles (aumento del 0,9% en relación a 2011), lo suficiente para satisfacer 52,9 años de producción mundial a niveles de 2012. De acuerdo con el BP Statistical Review en el 2012 América Central y Sur aportaron el 19,7% de las reservas mundiales probadas de petróleo, siendo Venezuela la principal fuente de producción (por un total de 297,6 bopd). La producción mundial de petróleo promedió 86.2 mmbopd (un aumento del 2,2% con respecto a 2011). A lo largo de los últimos veinte años, la contribución del Sur y Centro América de petróleo se ha incrementado dramáticamente como resultado de la aparición de mercados como Brasil y Ecuador, junto con el espectacular aumento de las reservas en Venezuela (un 370% durante el mismo período) y el potencial mercado de Argentina (Vaca Muerta).

Distribution of proved oil reserves in 1992, 2002 and 2012

Percentage



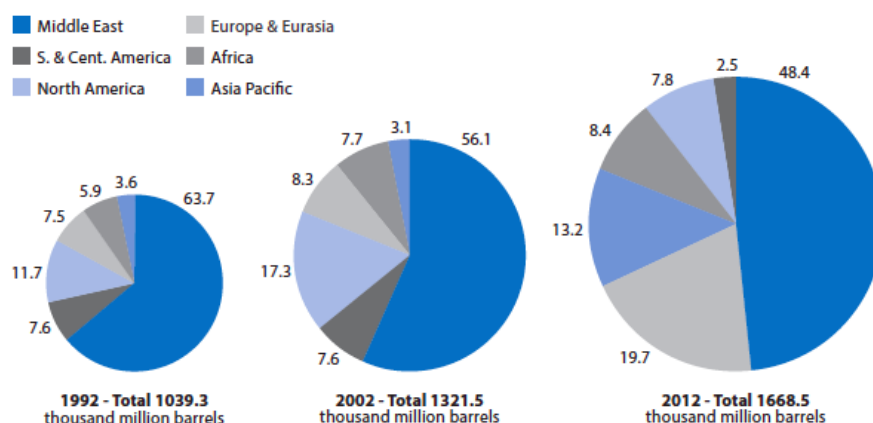
Source: BP Statistical Review

Fuente: Balance Geopark Ltd.2013

Las reservas de gas natural probadas a nivel mundial a finales de 2012 se mantuvieron estable en 187,3 billón de metros cúbicos, suficiente para responder a 55,7 años de producción mundial a niveles de 2012. El Sur y Centro América actualmente tienen un 4,1% de las reservas mundiales probadas de gas natural. Durante el año 2012, la producción global de gas natural tuvo un aumento del 1,9% con respecto al 2011.

Distribution of proved natural gas reserves in 1992, 2002 and 2012

Percentage

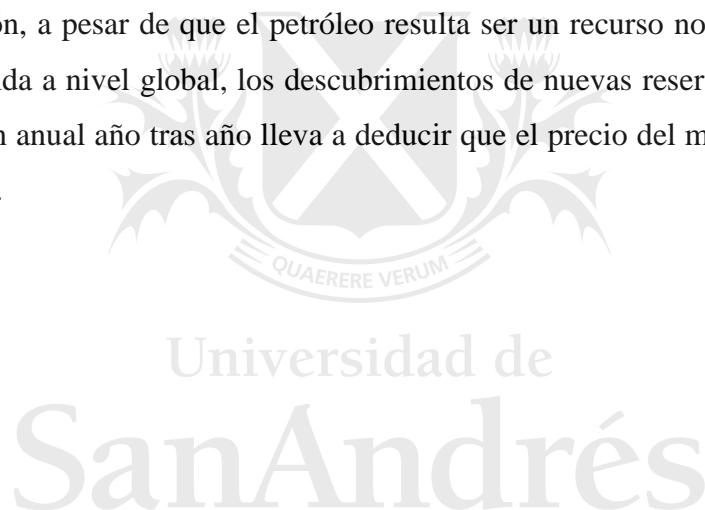


Source: BP Statistical Review

Fuente: Geopark Ltd. 2013

Se espera que la demanda mundial de energía crezca en un 36% entre 2011 y 2030 como resultado del creciente consumo de las economías emergentes (con China y la India convirtiéndose cada vez más dependiente de las importaciones), por el lado de la oferta, no convencional. De acuerdo a la evolución de las tecnologías y la capacidad de las empresas para encontrar nuevas fuentes de energía, se espera que Estados Unidos lidere este proceso de mayor abastecimiento de gas y petróleo. Es posible que en los próximos años Estados Unidos se convierta en autosuficiente en el rubro energético mientras que los mercados emergentes como China y la India, se convertirán cada vez mas dependientes de sus importaciones.

Como conclusión, a pesar de que el petróleo resulta ser un recurso no renovable y con creciente demanda a nivel global, los descubrimientos de nuevas reservas y el aumento en la producción anual año tras año lleva a deducir que el precio del mismo rondará los valores actuales.



Capítulo 2: Geopark Ltd.

Breve descripción de la compañía

Geopark Ltd. es una compañía internacional fundada en el año 2002. Lleva adelante operaciones de exploración, producción y consolidación de petróleo y gas principalmente en Chile, Colombia, Brasil y Argentina. La primera adquisición de la empresa fue la compra de AES Corporation, una compañía dedicada a la extracción de petróleo y gas, con activos en Chile y en Argentina. La empresa realizó en Febrero de 2014 su IPO (Initial Public Offering) en la Bolsa de Valores de Estados Unidos (NYSE) y anteriormente había realizado su primera oferta pública de bonos en la bolsa de Londres en el año 2006. Actualmente, Geopark junto a su socio estratégico, LG International, continúa en sus esfuerzos por construir una cartera de activos de petróleo y gas de riesgo balanceado en toda América Latina mediante la adquisición de yacimientos y participaciones en Colombia, Brasil, Chile y Argentina.

GeoPark – Cuadro Informativo

Fundación	2002
Símbolo (NYSE)	GPRK
Principales mercados	Chile, Colombia, Brasil
Headquarters	Santiago de Chile
* Market Cap - En mm usd	408
** Producción Neta 2013 (mboe)	4104
CAPEX 2013 - En mm usd	228
Emisión de última deuda - En mm usd	300
Cantidad de empleados	420
Acciones Ordinarias - En mm	57,8

*: Fecha Viernes 28/11/2014- www.yahoo.finance.com

** : la producción neta se considera de 240 días hábiles.

Ubicación de sus Activos y Operaciones

Geopark lleva adelante sus operaciones principalmente en los mercados chilenos, colombianos, brasileros y en muchísima menor medida Argentina. La empresa a partir de la adquisición de negocios en Brasil y Colombia ha ampliado su portafolio de inversiones en Latinoamérica. Es importante remarcar que Geopark está abierta a nuevas oportunidades y nuevos mercados en el mediano y largo plazo, por lo que probablemente en los próximos 10 años aumente sus activos a otros territorios latinos. En la actualidad la empresa realiza las siguientes operaciones:

- **Chile:** producción, desarrollo, exploración, investigación para invertir en nuevos pozos y realiza actividades de hidrocarburos no convencional (en menor medida).
- **Colombia:** producción, exploración, desarrollo e investigación para invertir en nuevos pozos.
- **Brasil:** producción, exploración, desarrollo e investigación para invertir en nuevos pozos.
- **Argentina:** en mínima medida lleva adelante producción, actividades de hidrocarburos no convencionales e investigación de potenciales nuevos pozos.



Pilares del Negocio de Geopark Ltd.

Crecimiento Orgánico

Con una superficie bruta que supera los 3,9 millones de acres y un amplio y equilibrado inventario de prospectos en sus diecinueve bloques hidrocarburíferos en Chile, Argentina, Brasil y Colombia, GeoPark ocupa una posición atractiva en cuanto al territorio abarcado y tiene un alto potencial de crecimiento a partir de sus propiedades actuales.

Asimismo, GeoPark dispone de reservas de efectivo substanciales para acelerar las inversiones de capital y adquirir nuevos proyectos. En septiembre de 2011, GeoPark suscribió tres convenios de participación con ENAP relacionados con los Bloques Campanario, Flamenco e Isla Norte, ubicados en Tierra del Fuego, Chile. Estos tres bloques, que abarcan una superficie de 460.000 acres, son geológicamente contiguos al Bloque Fell y constituyen áreas estratégicas con un alto potencial. Por otro lado, en el primer trimestre de 2012, GeoPark completó la adquisición de Winchester Luna, una compañía con participaciones en ocho bloques de exploración y producción en Colombia. También adquirió Hupecol, una compañía con participaciones en dos bloques de exploración y producción en dicho país. Estas adquisiciones combinadas dotan a GeoPark de una atractiva plataforma en Colombia, integrada por diez bloques hidrocarburíferos con oportunidades tanto de producción, desarrollo y exploración como de realización de nuevas adquisiciones.

Si tomamos el año terminado el 31 de diciembre de 2013, la compañía llevó adelante inversiones en bienes de capital por un monto de US \$ 228,0 millones que fueron distribuidos de la siguiente manera: US \$ 145.7 millones en Chile, US \$ 82.1 millones en Colombia y US \$ 0.2 millones Argentina. También se llevaron adelante la perforación de 39 pozos nuevos de los cuales 17 pertenecen al mercado en Chile y 22 en Colombia. Como punto a destacar Geopark ha podido explorar con éxito el 70% de sus pozos exploratorios, es decir, de sus 152 pozos que se llevaron adelante exploraciones, 106 resultaron ser productivos (Desde 1 enero de 2006 a 31 de Diciembre de 2013).

Finalmente en marzo de 2014 la compañía llevó adelante la adquisición de nuevos negocios en el mercado de Brasil.

Mercado Chileno

Chile

Chile es el principal negocio para la compañía y donde tiene sus headquarters. Sin embargo, nuevos negocios como el de Colombia han reducido el porcentaje de ingresos provenientes del mercado transandino, logrando un mayor protagonismo otros mercados (Colombia principalmente). Con respecto al mercado de Chile, el precio del petróleo al que le venden a ENAP se basa en el WTI sujeto a ciertos descuentos relacionados con la calidad del producto (cantidad de mercurio y otras especificaciones técnicas). Con respecto a los años 2013 y 2012 los precios promedios de venta final fueron de US \$ 84,3 por barril y US \$ 85,4 por barril respectivamente. La compañía vende el 100% de su producción de petróleo y gas a ENAP, quienes anualmente fijan un precio de venta del crudo y gas.

Información por Segmento Geográfico

Geopark divide sus negocios en cuatro segmentos geográficos: Chile, Colombia, Brasil y Argentina que corresponden a las principales jurisdicciones de operación. Al 31 de diciembre de 2013, el negocio chileno contribuyó con US \$ 157,5 millones, o el 46,5%, de los ingresos, Colombia contribuyó con US \$ 179.3 millones, o 53.0%, de los ingresos y el segmento argentino contribuyó US \$ 1,5 millones, o 0,5%, de los ingresos. Sobre una base pro forma, Brasil representó el 12,5% de los ingresos para el año terminado 31 de diciembre 2013.

Crecimiento a través de Alianzas, Emisiones y Nuevos Proyectos

Luego de demostrar la viabilidad del modelo de negocios y la aptitud del equipo de trabajo para convertir activos de baja productividad en proyectos productivos y económicamente atractivos, GeoPark está trabajando para expandir su base de activos y su cartera de proyectos hacia nuevas áreas en las que surjan oportunidades adecuadas. En la actualidad, se están implementando iniciativas relacionadas con adquisiciones en Chile, Brasil y Colombia. Por ello en el año 2014 se han llevado adelante inversiones

muy importantes que apuntan a explotar nuevos pozos petroleros y la adquisición de una nueva unidad de negocio en Brasil.

Fusiones y Adquisiciones

Colombia

En febrero de 2012, GeoPark adquirió dos compañías privadas de exploración y producción que operan en Colombia: “Winchester Oil and Gas S.A”. y “La Luna Oil Company Limited S.A.” (“Winchester Luna”). En marzo de 2012, una segunda adquisición se llevó a cabo con la compra de “Hupecol Cuerva LLC” (“Hupecol”), una compañía privada con dos bloques de exploración y producción en Colombia. Las adquisiciones de Hupecol y Winchester Luna fueron realizadas por un precio total de US\$ 105 millones.

Brasil

En marzo 2014 se invirtieron US \$ 140 millones en Brasil, sujeto a ciertas ajustes, para adquirir Rio das Contas, que la compañía ha financiado a través del nacimiento de un préstamo de Usd \$ 70,5 millones y el resto ha sido cancelado a partir del efectivo en caja. El negocio de Rio das Contas es principalmente de Gas, donde lo que se busca es diversificar la cartera de inversión de la compañía y reducir el riesgo precio del petróleo. Asimismo, Geopark ha establecido acuerdos de trabajo en conjunto con la empresa multinacional Petrobras.

Socios Estratégicos

El 12 de marzo de 2010, LGI y Geopark acordaron formar una asociación estratégica para adquirir y desarrollar conjuntamente proyectos de extracción de petróleo y gas en Latinoamérica. Durante 2011, GeoPark y LGI suscribieron los siguientes acuerdos a través de los cuales LGI adquirió una participación del negocio chileno del Grupo:

El 20 de Mayo de 2011 la Compañía (a través de sus subsidiarias GeoPark Chile Agencia en Chile y GeoPark Chile S.A.) y LGI firmaron un acuerdo de suscripción mediante el cual LGI suscribe 10 millones de acciones ordinarias que representan el 10% del paquete accionario en GeoPark Chile S.A, la compañía dueña de los activos Chilenos, por la suma de US\$ 70.000.000.

Las transacciones mencionadas anteriormente han sido consideradas como una venta teórica (“deemed disposal”) y de acuerdo con NIC 27, han sido contabilizadas como una transacción con poder no controlante. En consecuencia, la ganancia que surge de las transacciones por US\$ 111.245.000 ha sido reconocida a través del patrimonio neto en lugar del estado de resultados del año. Bajo los términos de este acuerdo, LGI también se comprometió a proveer aportes de capital por US\$ 18.000.000 a GeoPark Chile S.A. dentro de los próximos tres años. Dicho monto representa la participación de LGI en los compromisos de aporte según el programa de trabajo mínimo para las tres licencias de Tierra del Fuego.

En diciembre de 2012, LGI también se sumó a las operaciones de GeoPark en Colombia, a través de la adquisición de una participación del 20% en GeoPark Colombia S.A., la compañía dueña de los activos colombianos. La empresa incluye la participación de 10 bloques de hidrocarburos en el país. La contribución de capital relacionada con dicha transacción ascendió a US\$ 14.920.000 y fue realizada en 2013. Adicionalmente, como parte de la misma transacción, LGI transfirió en forma directa US\$ 5.000.000 a la subsidiaria colombiana en concepto de préstamo.

Adicionalmente, GeoPark y LGI anunciaron el acuerdo alcanzado para extender, en marzo de 2013, su alianza estratégica para generar una cartera de activos de petróleo y gas en Latinoamérica en el 2015. Los socios en el rubro del petróleo y gas son un elemento clave para la estrategia desarrollada por Geopark. El riesgo se ve disminuido mediante la inclusión de socios con experiencia en nuevos proyectos. La Corporación Financiera Internacional (IFC) del Banco Mundial es uno de los principales accionistas -y a veces prestamista- de GeoPark. También mantienen buenas relaciones con la compañías nacionales petroleras en los países que operan, como con ENAP en Chile y Petrobras en Brasil.

Acuerdo con Methanex

En marzo de 2012, la Compañía y Methanex firmaron una nueva enmienda al Acuerdo de Suministro de Gas para incentivar el desarrollo de reservas en Chile. A través del

nuevo acuerdo, la Compañía se comprometió a cumplir con un programa de perforación de un mínimo de cinco nuevos pozos de gas durante 2012. El acuerdo resalta la capacidad Methanex para soportar parte de los costos de la perforación de los pozos. Al 31 de diciembre de 2012 la Compañía ya había cumplido con el compromiso mínimo de perforación para el presente ejercicio. El acuerdo también incluyó compromisos mensuales de entrega de ciertos volúmenes de gas; en caso de incumplimiento, la Compañía podía compensar las entregas faltantes con entregas futuras dentro de un período de tres meses sin generar penalidad alguna. Caso contrario, la Compañía tenía que reconocer el pasivo correspondiente. Al 31 de diciembre de 2012, el pasivo devengado por dicha penalidad asciende a US\$ 1,7 millones.

Acceso al mercado de capitales

Emisión de bonos de deuda en el NYSE (New York Stock Exchange)

Durante febrero de 2013, la Compañía colocó en forma exitosa US\$ 300 millones en bonos de deuda, que fueron ofrecidos de acuerdo a la Regla 144A y a las exenciones de la Regulación S, conforme a las leyes que regulan los mercados de valores en los Estados Unidos de Norteamérica.

Los bonos, emitidos por la subsidiaria controlada en forma total GeoPark Latin America Limited Agencia en Chile (“la Emisora”), tuvieron un precio de 99,332%, devengando un cupón al 7,50% anual para lograr un rendimiento del 7,625%. El vencimiento de los bonos ocurrirá el 11 de febrero de 2020. Los mismos están garantizados por GeoPark Holdings y por GeoPark Latin America Chilean Branch y cuentan, además, con una prenda sobre las participaciones que la Emisora posee en GeoPark Chile S.A. y GeoPark Colombia S.A. y con una garantía sobre ciertos préstamos entre partes relacionadas. Los bonos fueron calificados con una ‘B’ por Standard & Poor's y por Fitch Ratings.

Los fondos recaudados provenientes de la emisión de bonos, fueron destinado a financiar los planes de expansión de la compañía en la región, como así también para repagar deuda existente por aproximadamente US\$ 170 millones, incluyendo el Bono Reg. S con vencimiento en 2015 y el préstamo con el Banco Itaú. Dicha transacción

extiende los plazos de vencimiento de la deuda de la Compañía en forma significativa, permitiendo alojar más recursos en los programas de inversión y de crecimiento de los próximos años.

IPO en NYSE

El 7 de Febrero de 2014 Geopark Ltd (GPRK) realiza su IPO en Estados Unidos saliendo a un valor de mercado de cada acción por usd 8.3. En la actualidad el precio de la acción ronda los usd 8 mientras que el “market cap.” es de usd 415* millones. El acceso al New York Stock Exchange ha sido una gran vidriera mundial para la compañía y representa una de las mayores acciones estratégicas llevadas adelante para continuar con el proceso de crecimiento corporativo en el mediano y largo plazo.

*:Precio Agosto de 2014 obtenido de www.finance.yahoo.com

Reservas

Clasificación y definición de Reservas

Las reservas de petróleo y gas se pueden clasificar según el siguiente criterio utilizado del Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo de los Estados Unidos (SPE):

- **Probadas:** aquellas que con un alto grado de certeza serán recuperadas económicamente a partir de una fecha estipulada. Se emplea frecuentemente el término 1P para describir las reservas probadas.
- **Reservas Probables:** son reservas de menor categoría y cuentan con niveles de certeza técnica decrecientes. Las reservas Probables tienen una menor certeza de ser recuperadas que las reservas Probadas. Sin embargo, tienen una mayor probabilidad de ser recuperadas que las reservas Posibles. El término 2P se emplea para denotar la suma de reservas probadas y probables.
- **Posibles:** son las reservas con menor grado de certeza técnica que podrán ser recuperadas. Se utiliza el término 3P para este tipo de reservas.

Reservas de Geopark

Al 31 de Diciembre de 2013, las reservas de Geopark son las siguientes:

<u>Net proved reserves.</u>					
RESERVES P1	Oil	Gas	equivalent	% represents	%Oil
31, December 2013 - Included the reserves of Rio das Condas					
Chile	5,4	32,2	10,7	38%	50%
Colombia	9,4	0	9,4	33%	100%
Argentina	0	0	0	0	0%
Brazil	0,2	48,8	8,3	29%	2%
TOTAL	15	81	28,4		53%

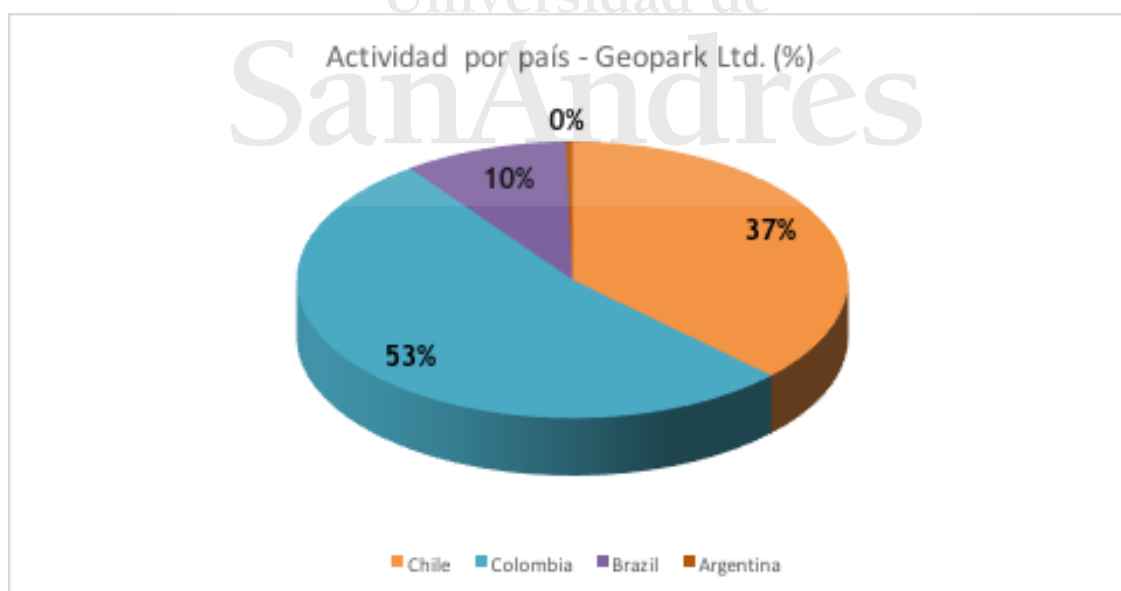
Con respecto a las reservas históricas de la compañía:

	2009	2010	2011	2012	2013
TOTAL AMOUNT RESERVES P2-P3					
Oil Reserves (2P PRMS) - mmboe	10,9	16,2	16,9	27,8	33,9
Gas Reserves (2P PRMS) - mmboe	31,3	33,4	33,4	29,1	27,7
Combined Reserves (2P PRMS) - mmboe	42,2	49,6	50,3	56,9	61,6
		17,5%	1,4%	13,1%	8,3%

*: mmBoe: Million Barrel of Oil Equivalent: en español significa millones de barriles de petróleo crudo equivalente. Se utiliza para convertir las reservas de gas natural, a un equivalente de crudo y así obtener las reservas totales en una medida standard.

Resumen de las Operaciones por país

Geopark es una empresa de Exploración y Producción de petróleo y gas. A continuación se resumen los niveles de actividad (proporción en la producción anual) por país.



Chile

Los principales indicadores económicos para el negocio chileno

Key Indicators	2Q 2013	2Q 2014	%
Oil production (bopd)	4,595	3,886	-15%
Gas Production (mcfpd)	13,248	15,292	15%
Average net production (boepd)	6,803	6,435	-5%
Average realized sales price			
Oil (\$ per bbl)	100	100,4	
Net Revenues (\$ million)	37,3	39,2	5%
Production Costs (\$ million)	-15,6	-18,9	21%
Adjusted EBITDA (\$ million)	23,1	22,5	-3%
Adjusted EBITDA per boe (\$)	39,4	44,3	12%
Operating Netback per boe (\$)	47,7	56,8	19%

*: El precio es sin descontar los costos relacionados a la calidad del petróleo. Es decir no representa el precio realizado.

** : bopd: cantidad de barriles por día

***:mcfpd: millones de cúbicos por día

Colombia

Los principales indicadores económicos para el negocio colombiano

Key Indicators	2Q 2013	2Q 2014	%
Oil production (bopd)	6,157	10,321	68%
Gas Production (mcfpd)	0	220	
Average net production (boepd)	6,157	10,357	68%
Average realized sales price			
Oil (\$ per bbl)		85,6	
Net Revenues (\$ million)	35,2	79,4	126%
Production Costs (\$ million)	-26,1	-38,3	47%
Adjusted EBITDA (\$ million)	16,3	46,8	187%
Adjusted EBITDA per boe (\$)	29,1	46,9	61%
Operating Netback per boe (\$)	33,1	50,6	53%

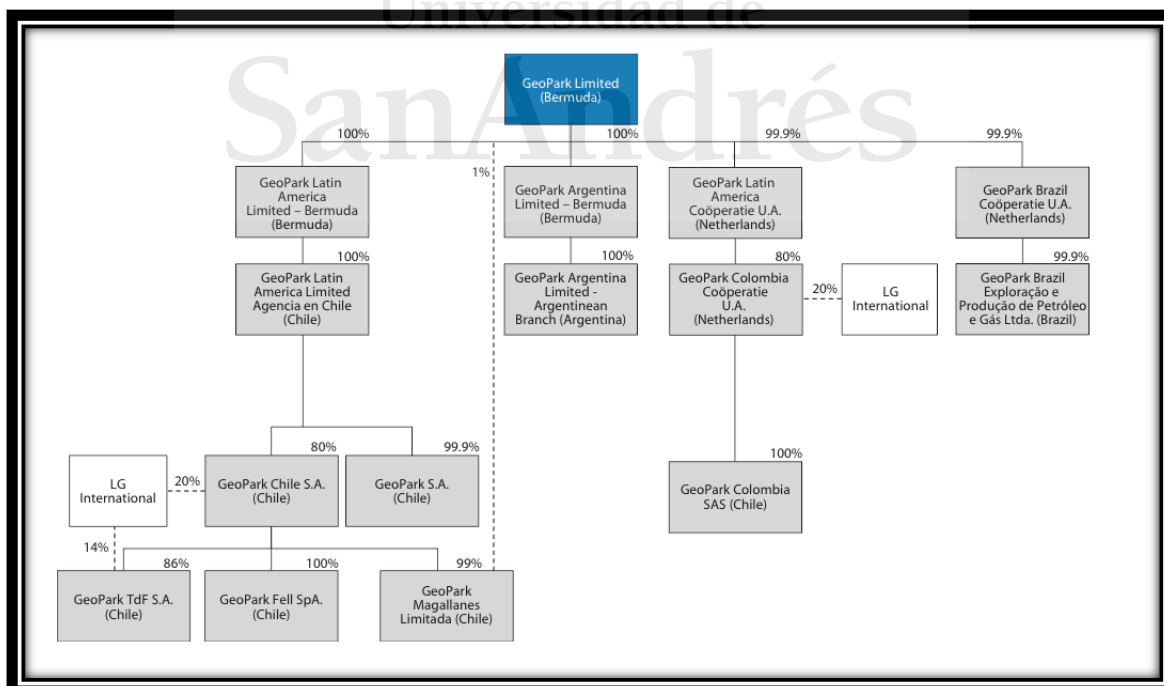
*: El precio es sin descontar los costos relacionados a la calidad del petróleo. Es decir no representa el precio realizado.

Brasil

Los principales indicadores económicos para el negocio brasilero

Key Indicators	2Q 2014
Oil production (bopd)	56
Gas Production (mcfpd)	21,092
Average net production (boepd)	3,572
Average realized sales price	
	6,9
Net Revenues (\$ million)	12,3
Production Costs (\$ million)	7,2
Adjusted EBITDA (\$ million)	7,1
Adjusted EBITDA per boe (\$)	23,8
Operating Netback per boe (\$)	30,7

Estructura Societaria



Organigrama

Name	Position	Age	At the Company since
James F. Park	Chief Executive Officer and Director	58	2002
Andrés Ocampo	Chief Financial Officer	36	2010
Augusto Zubillaga	Managing Director of Operations	44	2006
Pedro Aylwin Chiorrini	Director of Legal and Governance	54	2003
Gerardo Hinterwimmer	Director for Argentina	57	2003
Salvador Harambour	Director for Chile	53	2009
Marcela Vaca	Director for Colombia	45	2012
Dimas Coelho	Director for Brazil	57	2013
Carlos Murut	Director of Development Geology	57	2006
Salvador Minniti	Director of Exploration	59	2007
Jose Díaz	Director of Operations	59	2013
Horacio Fontana	Director of Drilling	56	2008
Ruben Marconi	Director of Health, Safety & Environment	69	2008
Agustina Wisky	Director of People	37	2002
Guillermo Portnoi	Director of Administration and Finance	39	2006
Pablo Ducci	Director of Capital Markets	34	2012

- James F. Park:** posee una vasta experiencia en todas las etapas relacionadas con la exploración, el desarrollo y la producción de gas y petróleo. Asimismo, cuenta con sólidos antecedentes en la adquisición, implementación y gestión de “joint ventures” internacionales, incluye proyectos localizados en Norteamérica, Latinoamérica, Asia, Europa y Medio Oriente. Egresó de la Universidad de California en Berkeley con un título en geofísica, tras lo cual se desempeñó como científico de investigación, centrándose en el estudio de placas tectónicas y terremotos. En 1978, se incorporó a un proyecto de exploración de petróleo y gas en Guatemala (Basic Resources International Limited) el cual fue pionero en el desarrollo de la producción de petróleo y gas en América Central y, como ejecutivo superior, tuvo un papel importante en el desarrollo de la compañía ocupándose de actividades de exploración básicas, operaciones de perforación y producción técnicamente complejas, construcciones de instalaciones de superficie y oleoductos, cuestiones legales y reglamentarias relevantes, la comercialización y el transporte del petróleo crudo y la constitución de fondos de inversión de envergadura.
- O'Shaughnessy:** egresó de la Universidad de Notre Dame luego de cursar estudios en administración pública y derecho. Se dedicó a la práctica de la abogacía hasta incorporarse como vicepresidente primero a Lario Oil and Gas (la empresa de su familia y una de las compañías independientes de gas y

petróleo más antiguas de los Estados Unidos). Desde 1986 hasta la fecha, el Sr. O'Shaughnessy se ha concentrado en actividades vinculadas a la inversión de capital de riesgo, entre ellas, la exploración y el desarrollo de petróleo y gas en el ámbito internacional a través del Globe Resources Group. En 1992, adquirió una empresa proveedora de servicios de geofísica, que fue cofundadora de la primera joint-venture del sector energético ruso durante la perestroika. Asimismo, en 1992 inició el mayor y más exitoso proyecto de reparación y rehabilitación de pozos en Siberia Occidental, el cual demandó complejas operaciones de logística y la rehabilitación de 700 pozos (con un aumento de la producción de 0 a 100.000 bpd), proyecto que dirigió hasta 1995.

Competidores

Los principales competidores de Geopark son empresas multilatinas que tienen actividades en diversos países latinos como Brasil, Colombia, Chile, Perú, Argentina entre otros. Es importante destacar que la empresa es muy nueva en su rubro y por ello es difícil encontrarle competidores directos. A pesar de ello, aquellas compañías independientes que realizan la exploración y producción de crudo y gas en territorio americano resultan ser competidoras directo. También, al desempeñarse en el sector de *upstream* tiene como competidores a las grandes compañías integradas de Oil&Gas de la región. A continuación se presentan los principales competidores de Geopark de acuerdo al tipo de empresa.

Algunas Compañías integradas de Oil&Gas



Empresas Multilatinas Independientes de Oil&Gas



Cuadros Comparativos

Razones Financieras Geopark vs Ecopetrol vs Benchmark			
Razón financiera - 31 Dec. 2013	Geopark	Ecopetrol	Benchmark
Razón corriente	1.87	2.34	1.15
Prueba ácida	1.91	2.1	0.86
Posición efectivo	21.6%	4.34%	7.07%
Apalancamiento	53.55%	28.42%	42.83%
Margen de rentabilidad	10.92%	34.31%	10.95%
ROA	4.73%	23.88%	14.68%
ROE	10.20%	33.59%	26.92%

Fuente: Reuters, cálculos propios y balance Ecopetrol

Información Financiera		Resultados al 31 Dec, 2013			
		GeoPark	Pacific Rubiales	PetroMinerales	Canacol
Ingresos Totales	(MM usd)	338	4,626	978	147
Reservas	(MM Boe)	28.4	354.5	26.93	22.01
Capitalización del mercado	(Billion usd)	0.36	4.62	0.86	0.31
P/E Ratio		13.7	12.14	6.24	14.67
EV/EVITDA		0.00	3.86	1.97	3.44
D/E		57%	35%	52%	21%
Deuda Bruta/Adj. EBITDA		1,9X	1.74X	2.11x	15x

Fuente: Balances de las compañías y www.yahoo.finance.com

Performance Histórica

Estado de Resultados (Miles us\$)					
Periodo	2009	2010	2011	2012	2013
Precio Realizado (us\$ / Boe)					
Producción (mBoe)	1,512.000	1,656.000	1,824.000	2,712.000	4,104.000
Ingresos por Ventas	44,847	79,550	111,580	250,478	338,353
Costo de Ventas	-29,582	-43,551	-54,513	-129,235	-179,643
Margen Bruto	15,265	35,999	57,067	121,243	158,710
% Gross Margin	34.0%	45.3%	51.1%	48.4%	46.9%
Gastos Operativos:					
Gastos G&A					
Investigación y D.					
Otros					
EBITDA Ajustado	-18,450	35,525	51,628	93,054	154,164
Depreciación & Amort.			-26,408	-53,317	-70,200
Ganancias Operativas	-3,768	13,224	25,784	40,747	83,964
% Operating Margin	-8.4%	16.6%	23.1%	16.3%	24.8%
Otros ingresos o egresos, neto					
Utilidad antes de Intereses e Impuestos	-3,768	13,224	25,784	40,747	83,964
Gastos financieros	-3,255	-4,188	-13,516	-7,907	-33,876
Utilidad antes de impuesto	-7,023	9,036	12,268	32,840	50,088
Impuesto a las Ganancias	-520	-4,856	-7,206	-14,394	-15,154
Utilidad Neta	-7,989	4,180	5,062	18,446	34,934
% Profil Margin	-18%	5%	5%	7%	10%

Márgenes	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	% Gross Margin	34.04%	45.25%	51.14%	48.40%	46.91%	52.84%	52.63%	52.43%	52.35%	52.61%
% Operating Margin	-8.40%	16.62%	23.11%	16.27%	24.82%	19.80%	19.68%	20.01%	19.81%	19.94%	19.56%
% Profil Margin	-17.81%	5.25%	4.54%	7.36%	10.32%	10.92%	11.27%	11.94%	12.05%	12.38%	12.27%

CAPEX	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
	Evolución de los últimos años - En millones de Usd											
Capex	18	30	58	99	300	228	210	111	119	126	133	137
Capex/Ventas		66.9%	72.9%	88.5%	120%	67.4%	45%	22%	21%	21%	21%	21%

Capítulo 3: Proyecciones

Desarrollo de valor

Desarrollo de los nuevos mercados

Geopark es una empresa petrolera pequeña y cuenta con pocos años en el mercado de petróleo y de gas. Sus inicios se dieron en el 2002 con adquisiciones en Argentina y Chile. Sin embargo, a medida que la compañía ha evolucionado su desarrollo estratégico también lo ha hecho. Las operaciones de Argentina prácticamente se fueron parando mientras que países como Colombia o Brasil han ganado protagonismo. Por ello, el desarrollo del negocio en estos países y las fuertes inversiones que la empresa ha realizado en estos mercados serán determinantes para llevar el crecimiento esperando de los próximos años. Esto se suma a Chile, donde la empresa sigue realizando las mayores inversiones y obtiene casi un 38% de sus ingresos totales.

Precios

La volatilidad de los mercados energéticos hacen que sea extremadamente difícil predecir los precios futuros de gas natural y del petróleo. Durante el 1 de Enero, 2010 y 31 de Diciembre de 2013, en el NYMEX West Texas International WTI, los precios de los contratos de crudo han oscilado entre un mínimo de US \$ 64,78 por barril a un máximo de US \$ 113,39 por barril. Los precios al contado del Brent oscilaron entre un mínimo de US \$ 67,18 por barril a un máximo de US \$ 128,14 por barril. Mientras que para el mercado del Gas en el Henry Hub los precios oscilaron entre un mínimo de US \$ 1.82 por mmbtu (“millions of British thermal unit”) a un máximo de US \$ 7.51 por mmbtu. Sin embargo, la demanda mundial de energía continuará en el mundo y países en vías de desarrollo como China e India demandarán aún mayores cantidades de estos commodities. Es muy importante destacar que los precios enunciados anteriormente sirven como referencia y son un punto de partida con respecto a los precios finales a los que vende sus producciones Geopark. Como ha sido presentado, el precio al cual comercializa el petróleo y gas varía por mercado y no siempre tienen la misma correlación con lo que sucede en el mercado internacional.

Crecimiento orgánico

A pesar de que fue mencionado anteriormente los desafíos y las potenciales amenazas que enfrenta Geopark, es importante remarcar la excelente evolución de sus indicadores trascendentales del negocio. Los mejores ingresos, los mayores niveles de producción, el excelente ratio de éxito de sus activos a través de la perforación. De los 152 pozos a explorar y evaluar entre el 1 de Enero de 2006 y 31 de Diciembre de 2013, 106 pozos resultaron ser productivos, logrando un ratio de éxito altísimo del 70%. Además, las alianzas estratégicas han resultado ser valiosas para mercados como el de Chile (Alianza LG). El ingreso en nuevos mercados como Colombia y Brasil han favorecido al crecimiento de la compañía, ofreciendo excelentes resultados. La empresa se coloca en una posición de crecimiento para los próximos años, acompañada por un contexto de precios razonables. Según palabras del CEO de la compañía: “GeoPark ha completado el primer semestre de 2014 con importantes avances en todos los frentes. La Producción está creciendo, el flujo de efectivo es cada vez mayor y se están descubriendo nuevas fuentes de petróleo y gas”.

Crecimiento económico

El lugar en que las empresas petroleras desarrollan sus actividades representan un valorpreciado para proyectar el futuro de las mismas. En el caso de Geopark, el exilio del mercado argentino y la incorporación de nuevas plazas como Colombia y Brasil resultan ser beneficiosas para el futuro corporativo. Colombia presenta un grado de estabilidad y sostenido crecimiento de su economía en los últimos años. Lo mismo sucede con Chile, que ha logrado su estabilidad macroeconómica antes que cualquier país de Latinoamérica. Los activos exploratorios están concentrados en Chile, Colombia, Brasil y Argentina (en mínima medida). Todos estos países poseen buenas perspectivas y estabilidad en sus economías aunque Brasil lo sea en menor medida. El caso de Argentina es más incierto pero hoy es poco representativo ese mercado para Geopark (representa menos del 1% de los ingresos anuales).

Exploración y M&A

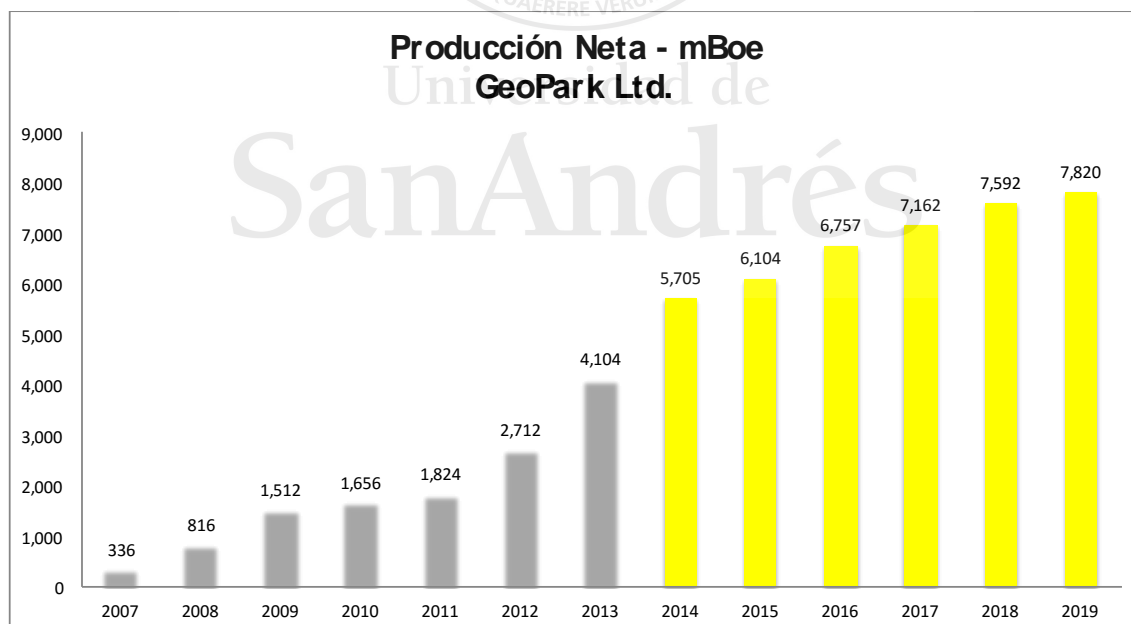
Luego de haber realizado las adquisiciones en Colombia en el 2012 y la recientemente adquirida Rio das Contas en Brasil (que fue cerrada la compra el 31 de marzo, 2014), la compañía no tiene prevista realizar nuevas fusiones o adquisiciones para incrementar su portafolio en los próximos años. Sin embargo, de acuerdo a los valores que maneja la empresa: “Como se describió anteriormente, parte de nuestra estrategia consiste en adquirir y consolidar activos en América Latina. Tenemos la intención de continuar adquiriendo selectivamente empresas, desarrollando y produciendo nuevas propiedades y concesiones”. Con respecto a los pozos de exploración, en el 2013-2014 se ha llevado adelante un plan de inversión de más de USD \$ 200 MM para avanzar en 50/60 nuevos pozos pero no hay garantía de que la compañía tenga el éxito histórico en la exploración, evaluación, desarrollo y la producción comercial de esos pozos petroleros y de gas natural. El cálculo de sus estimaciones geológicas y petrofísicas es compleja e imprecisa y es posible que futuras exploraciones no necesariamente den lugar a descubrimientos adicionales. Además, no existe certeza de que los descubrimientos serán comercialmente viable para producir.

Supuestos para la Valuación *Producción*

Geopark es una empresa en crecimiento que cuenta con recursos y reservas importantes para seguirse desarrollando en los próximos años. Durante el período 2008-2013 la compañía tuvo un crecimiento promedio de su producción de un 54,7% (CAGR). Por lo tanto, considerando las nuevas adquisiciones y planes de inversiones realizados, se espera que cualquiera sea el escenario, la compañía tendrá un crecimiento en su producción en los próximos años. Tomando como base los resultados de los primeros seis meses del año 2014, GeoPark está en camino de cumplir sus metas de este año, que consisten en: Promedio de crecimiento de la producción anual de 30%-40% en comparación con el promedio de producción anual en 2013 (incluyendo la producción de todo el año en el campo Manati-Brasil). Es importante destacar que este crecimiento se explica principalmente por el aumento de la producción en las operaciones de

Colombia, junto con la adición de las operaciones en Brasil, que fue parcialmente compensado por una menor producción en las operaciones chilenas. En una base proforma, la producción media consolidada alcanzó 20.425 boe (barriles equivalentes de petróleo) en 1H2014 y creció 19% en comparación con 17.135 boe en 1H2013. Por otro lado, se considera que se mantendrá relativamente igual la proporción actual con respecto a la producción de crudo y gas. En el caso de Colombia, la producción de crudo representa casi el 100% de la misma y tuvo un crecimiento del 68% en el 2Q 2014 vs 2Q 2013 mientras que en Brasil la proporción de gas representa el 98% de su producción total. Es importante destacar que los aumentos en la producción de ambos países mantienen relativamente estable la proporción entre gas y petróleo con respecto a la producción total. Se proyectará la producción (con sus respectivos aumentos) en barriles equivalentes de petróleo (boe). Así, la producción anual de los próximos años (a partir de 2015) seguirá aumentando a un ritmo de 0-10% anual dependiendo diversos factores que pueden afectar los niveles de los mismas.

Proyección de la Producción Neta



Precio

De acuerdo a lo que ha sucedido en las últimas semanas, donde el precio del crudo ha tenido una volatilidad alta resulta más difícil predecir que precio puede tener en los próximos meses. Por ello, si debemos extendernos a un plazo aun mayor de 5 años las predicciones pueden resultar prácticamente “al azar”. Con los precios del petróleo en la actualidad cotizando en mínimos con respecto a los dos últimos años resulta difícil pensar que el precio del crudo vuelva a tocar máximos por los próximos años.

La realidad es que a pesar de que se han llevado adelante grandes inversiones en energías alternativas y las reservas de “shale gas” son aún mayores a las estimadas de hace algún tiempo, el precio del petróleo es casi 6 veces más alto que hace poco más de una década. Gran parte de la reciente caída del precio puede atribuirse a un “rally” en la cotización del dólar debido a que la FED estudia la finalización del programa de quantitative easing y el aumento en la tasa de interés. Tanto el petróleo como la mayoría de los “commodities” tienen una correlación inversa con respecto al precio del dólar.

La volatilidad en los mercados de materias primas se debe en general a las variaciones de la oferta y no la demanda, ya que el precio es el único mecanismo para racionar la demanda cuando se enfrenta a un excedente o escasez repentina. A pesar de las preocupaciones del Medio Oriente, ha habido más producción. Las guerras en Siria han tenido un impacto limitado en la producción de petróleo. Mientras que Irak está comenzado de nuevo a exportar e Irán en algún momento también comenzará ese proceso. En el caso de Estados Unidos, con los recientes descubrimientos de shale gas ha vuelto a ser un proveedor de crudo para el mundo en vez de un demandante. Por ello, lo que se puede observar es que se ha pasado de un escenario de exceso de demanda a uno de exceso de oferta. En el mercado de futuros del crudo se puede observar que los contratos de futuros son menores al precio en el que se está comercializando el crudo.

Se espera que el precio del WTI ronde en el nivel de los 85 dólares por barril en los próximos 5 años. En el corto plazo, los precios se mantendrán alrededor de los 80 dólares. La demanda de energía por parte del mundo se mantendrá, con un aumento

moderado en la demanda de países como China e India. Esto generará una presión sobre el precio hacia la alza lo que se verá compensado por el aumento de la producción de USA (record histórico de niveles de producción), los recientes descubrimientos de gas y crudo no convencionales en distintos sectores del planeta (Argentina) y los recientes datos poco optimistas del mercado europeo.

El precio realizado es aquel que determina el ingreso que la compañía va a recibir por su producción. Dicho precio se basa en distintos indicadores como el WTI o el Brent para el crudo mientras que para el gas se utiliza el Henry Hub Spot Price. Sin embargo, debido a factores como la calidad de la materia prima, costos internos asociados al transporte y otros costos internos de cada país, se le debe realizar un ajuste al precio de mercado internacional. Por otro lado, existen mercados donde la empresa ha logrado aplicarle un “premio” al precio internacional, logrando comercializar sus productos en precios mayores a lo que el mercado internacional vende y compra. Por lo tanto, tomando como referencia a los precios mundiales pero haciendo hincapié en estos detalles enunciados, el precio del crudo será estimado por país: Chile rondará en US\$ 84,5 por barril, Colombia US\$ 80 por barril , Brasil tiene prácticamente nada de producción de crudo.

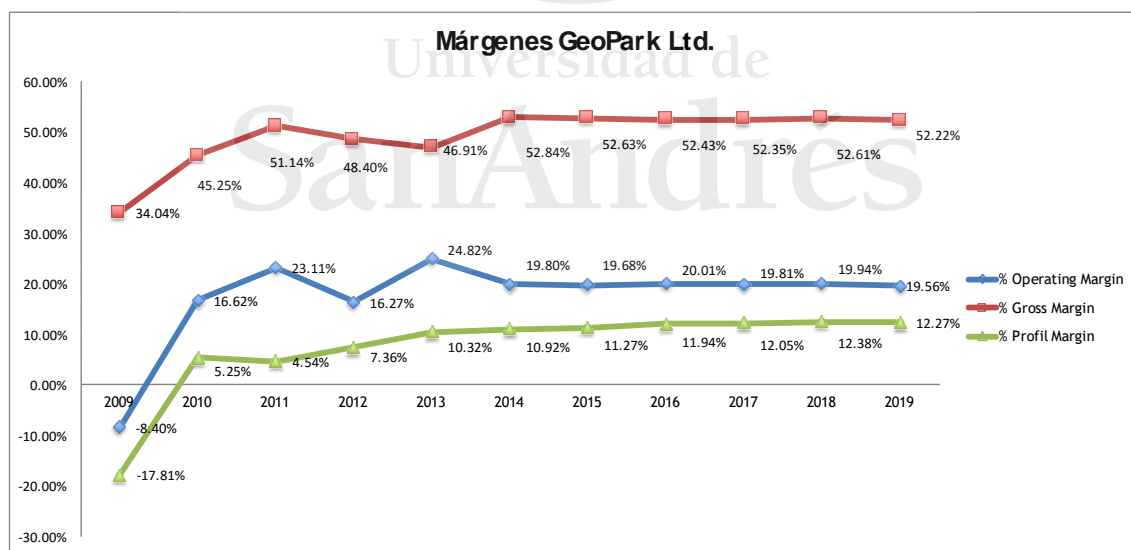
Estimación del Precio Realizado para los próximos años



Márgenes

Geopark ha mantenido un margen bruto alrededor del 45% en los últimos años. Mientras que su margen operativo ha rondado el 25%. El primer semestre del 2014 la empresa ha logrado mejorar sus márgenes históricos logrando un 53% de margen bruto y casi un 31% en sus márgenes operativo. Esto es una buena señal ya que la empresa está logrando eficientizar aún más sus procesos para obtener mejor rentabilidad para los accionistas. Además, demuestra que el costo operativo es aceptable con respecto a otras petroleras. Por ello, se asume que los márgenes por los próximos años estarán en los niveles del primer semestre del 2014. Estas mejoras vienen como consecuencia de mejores procesos en la extracción del crudo, lo que lleva a que los precios realizados de venta en los países como Colombia y Chile han aumentado: en el 2013 el promedio de venta de crudo en Chile fue de US\$84,3 /bbl mientras que la primera mitad del 2014 ha sido de US\$ 85 /bbl. Mientras que en Colombia el precio fue de US\$ 80 por bbl en el 2013 de promedio y durante el 2014 ha sido de US\$ 85,6 por bbl.

Márgenes Projectados



Es importante remarcar que Geopark es una empresa muy nueva en el rubro petrolero. Sus pocos años y su tamaño como empresa favorecen a tener mejores márgenes con respecto a lo que sucede con las grandes petroleras del mundo. En este caso, los

márgenes resultan ser más acotados. En % (porcentaje) los márgenes netos rondan el 6-7% históricamente aunque se puede observar que la volatilidad en el precio del crudo puede afectar los resultados corporativos. En el caso de Chevron, se puede observar que en el año 2009 con la crisis financiera de Estados Unidos y el precio del crudo con mínimos históricos, la rentabilidad de la empresa se ubicó en el 6% con respecto a sus ingresos. Mientras que en el año 2012 luego de una subida considerable en el precio del crudo la rentabilidad de la compañía fue alrededor del 11% (%Resultado Neto).

CHEVRON						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Ingresos (en millones de usd)	220,904	273,005	171,636	204,928	253,706	241,909
Resultado Neto (En mill. De usd)	18,688	23,931	10,483	19,024	26,895	26,179
% R.N	8.46%	8.77%	6.11%	9.28%	10.60%	10.82%

Fuente: balances Chevron y desarrollo propio.

Niveles de Deuda

Geopark Ltd. ha demostrado su capacidad para hacerse de capital en el mercado internacional y local. Desde el año 2005 - 2013, la compañía ha recaudado más de US \$ 109,5 millones en el mercado de capitales ofreciendo acciones de su compañía. La más reciente fue el ingreso en el NYSE donde la compañía emitió 13.999.700 acciones y recaudó US\$ 98 millones (antes de la suscripción y gastos varios). Además, han realizado otras operaciones para recaudar más de US\$ 557 millones a través de acuerdos con organismos como la CFI, Methanex en Chile, emisiones internacionales de bonos en Londres y financiamientos bancarios. El 11 de febrero de 2013, la empresa emitió US\$ 300 millones de bonos senior garantizados con vencimiento en el 2020. Las notas con vencimiento en 2020 vencen el 11 de febrero 2020 y devengan intereses a una tasa fija de 7.50% y tienen un rendimiento de 7.625% anual. Los intereses de las Obligaciones Negociables con vencimiento en 2020 son pagadero semestralmente vencido el 11 de febrero y 11 de agosto de cada año.

También recaudaron US \$ 173,3 millones a partir de la venta de participaciones minoritarias a la empresa surcoreana LG International ofreciéndoles parte del negocio colombiano y el 10% del negocio chileno. Inicialmente, las expansiones en Colombia fueron financiadas a través de un préstamo de US\$ 37,5 millones obtenido en Estados Unidos. Parte de la emisión de los US\$ 300 millones sirve para reestructurar las deudas contraídas con USA. Finalmente, en Marzo de 2014, se pidió un préstamo de US\$70,5 millones en virtud de un mandato de cinco años. El Contrato de Compraventa de Gas Natural con Petrobras es a tasa variable: LIBOR a seis meses + 3,9% para financiar parte del precio de compra de Rio Das Contas en Brasil.

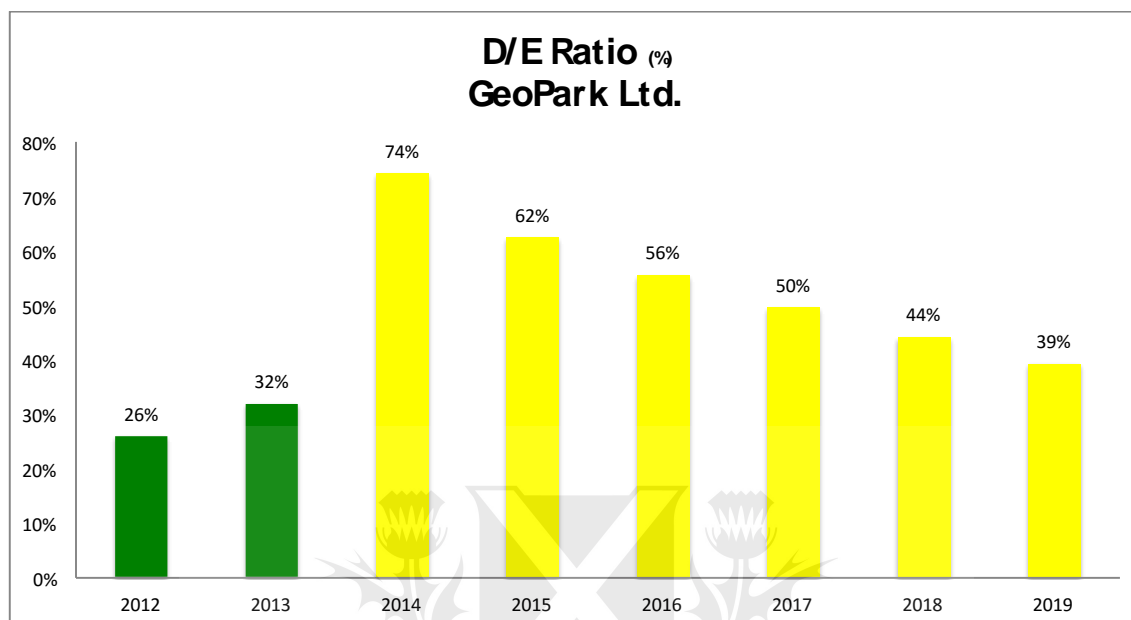
En la actualidad, estos son las deudas que debe afrontar la compañía en los próximos 5 años:

DEBT

As of December 31, (in thousands of US\$)	Proyecciones					
	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Methanex Gas Prepayment Agreement	0	0	0	0	0	0
BCI Loans	2.143	0	0	0	0	0
Bond GeoPark Fell SpA (Notes due 2015)	0	0	0	0	0	0
Bond GeoPark Agencia en Chile (Notes due 2015)	299.912	299.912	299.912	299.912	299.912	299.912
Banco Itaú BBA Credit Agreement	0	0	0	0	0	0
Banco de Chile	0	0	0	0	0	0
Overdrafts	0.03	0	0	0	0	0
Rio das Condas	70.5	63.1	56.2	49.2	42.3	35.3
Total	372.585	362.9787	356.0748	349.1453	342.19	335.2089

Luego de haber reestructurado una deuda de casi US\$ 130 que vencía en el 2015 por la nueva emisión de US\$ 300 y contemplando las deudas que debe honrar la compañía en los próximos 5 años. Se asume que no contraerá nuevos compromisos financieros a largo plazo por los próximos 5 años. Todas las inversiones para el desarrollo de sus activos serán financiadas con fondos propios provenientes de sus operaciones. Cerrado el primer semestre del 2014, Geopark cuenta con US\$ 125 millones de Caja para hacer frente a sus obligaciones financieras.

Proyección de la Deuda



Capex

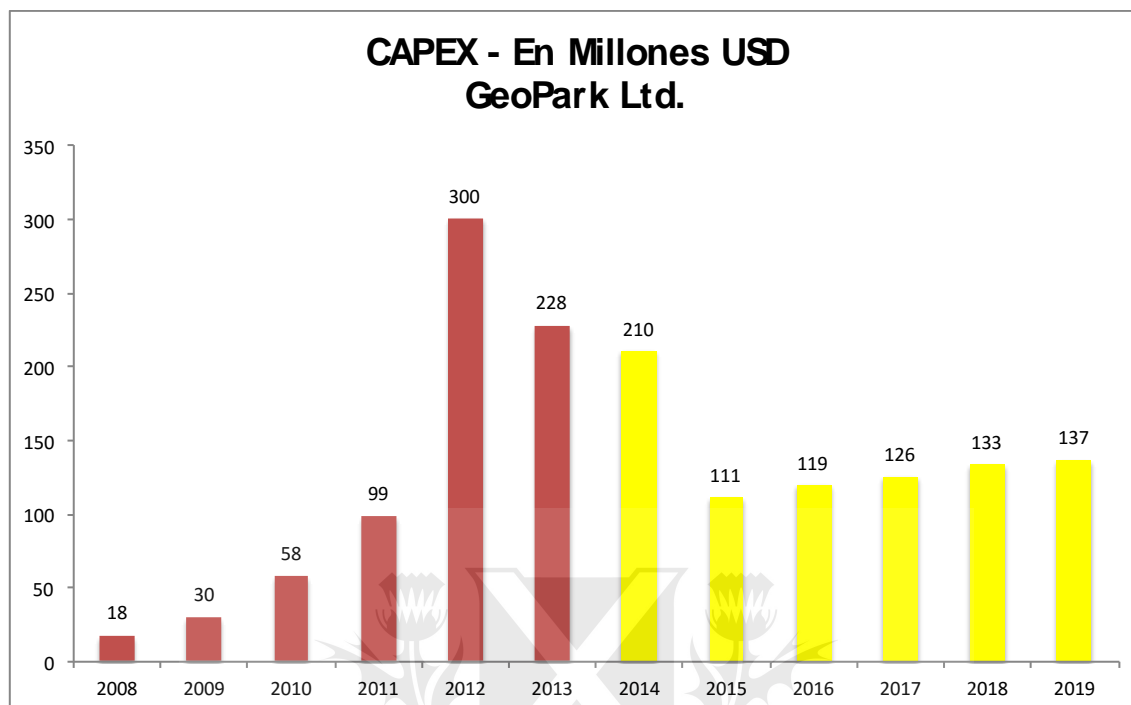
La compañía ha financiado las inversiones de capital de los últimos años con emisiones de deuda y de equity, préstamos bancarios, capital propio y ventas de participaciones de negocios. En el año terminado el 31 de diciembre de 2011, los gastos de capital ascendieron a US\$ 98,7 millones para financiar actividades de exploración, desarrollo y producción, incluyendo US\$ 57,9 millones de dólares para la perforación de pozos de desarrollo y las instalaciones y US\$ 39,5 millones para la perforación de pozos exploratorios y estudios sísmicos. Al 31 de Diciembre de 2012 se realizaron inversiones de capital por US\$ 303,5 millones compuestos por compras en Winchester, Luna y Cuerva en Colombia por US\$ 105,3 millones y otras inversiones por US \$ 198,2 millones. Además, durante ese año se llevaron adelante perforaciones en 45 nuevos pozos, principalmente en Tierra del Fuego. En el año terminado el 31 de diciembre de 2013, se realizaron inversiones totales de capital de US\$ 228,0 millones (US\$ 145,7 millones en Chile, US\$ 82,1 millones en Colombia y US \$ 0,2 millones en Argentina);

US \$ 133.3 de estas inversiones fueron destinadas a la exploración de 39 nuevos pozos (27 en Chile y 22 en Colombia).

En marzo 2014 se invirtieron US \$ 140 millones en Brasil para adquirir Rio das Contas, que parte fue financiado a través de un préstamo de US\$ 70,5 millones y el resto fue pagado en efectivo. Para el 2014 se esperan inversiones de capital alrededor de US\$ 220 millones a US \$ 250 millones. Estas inversiones incluyen la perforación de un total entre 40 y 50 nuevos pozos (aproximadamente el 40% de los cuales se espera serán pozos exploratorios), así como los trabajos de reacondicionamiento, los estudios sísmicos y nuevas instalaciones. Así, el 62% del total de los gastos serán destinados a la plaza en Chile, que incluirá la perforación de aproximadamente 32 a 37 pozos, así como trabajos de reacondicionamiento, estudios sísmicos y construcción de nuevas instalaciones, incluyendo oleoductos. En el caso de Colombia, se espera una inversión del 32% del monto total, el cual incluirá la perforación de aproximadamente 18 a 23 pozos, así como trabajos de reacondicionamiento y construcción de nuevas instalaciones, relacionadas principalmente a obras, instalaciones de producción en los campos y mejoras en Tua y Tigana, Taro Taro y Max donde hay campos con instalaciones. Por último, se incurrirá en el 5% de los gastos totales de capital para el 2014 en la reciente adquisición de Brasil, que constará de entre US \$ 5 millones a US \$ 7,5 millones para la construcción de una planta de compresión de gas en el Manatí.

De acuerdo a los antecedentes pasados de los últimos años y tomando en cuenta el 2014 y 2013, la tasa de Capex/Ventas ronda el 0.68. A los fines de la valuación se reducirá esta relación por debajo del nivel por los próximos 5 años. La tasa de inversión rondará el 0.22 y esto se debe a que la empresa no buscará nuevo financiamiento de largo plazo por los próximos años sino que hará frente a las mismas con caja propia principalmente.

Proyección del Capex



Capital de trabajo

Tomando los últimos 3 años de la compañía se estableció un ratio sobre el total de las ventas para los principales rubros del capital de trabajo: 14% para los créditos por ventas, 4% para inventarios y 27% para cuentas a pagar. En la valuación se mantendrán estos niveles para los próximos años. Se tomaron resultados del 2011 en adelante para el análisis ya que recién estos últimos años resultan ser más representativos de lo que sucede actualmente a nivel corporativo.

Dividendos

Debido a que la empresa se encuentra en pleno proceso de expansión y se deben afrontar inversiones muy grandes, la empresa reinvertirá sus fondos en el financiamiento de dichas inversiones ya que tampoco volverá a emitir deuda en los próximos años. Por lo que se asume que no pagará dividendos en los siguientes 5 años.

Impuestos

En virtud de la legislación actual de Bermuda, la Compañía no está obligada a pagar impuestos en Bermuda sobre ingresos o ganancias de capital. La Compañía recibió un compromiso del Ministerio de Finanzas de Bermuda en cuanto a que si se le impusieran impuestos a la Compañía, estaría exenta de impuestos en Bermuda hasta marzo de 2018. La tasa del impuesto a las ganancias en los países en los que el Grupo opera (Colombia y Chile) varía alrededor del 35%.

M&A

No se espera que se lleven adelante nuevas adquisiciones importantes debido a que la empresa buscará desarrollar las plazas donde ha realizado inversiones millonarias. Tampoco se realizará la desinversión en ninguno de sus activos para los próximos años.

Escenarios de Valuación

Para realizar la valuación de Geopark se definieron 3 escenarios:

Base:

El escenario base contempla un crecimiento de la producción de un 39% respecto de la producción al 31 de Diciembre de 2013. Es muy importante remarcar que en el año 2014 se han llevado inversiones de un nivel Capex/Ventas mayor al 0.6. Esto representa cerca de US\$ 220 para este año. Luego, el crecimiento para los próximos años caerá en forma significativa teniendo una tasa de crecimiento mucho más reducida. Además, pro forma si se compara el 1H 2013 vs 1H 2014 el crecimiento es del 19,5% y si se toma el CAGR (“compounded anual growth rate”) desde el 2008 / 2013 el resultado es de 54,7%. Sin embargo, el escenario que enfrentará la compañía por los próximos años es distinto a lo que ha venido experimentando. Por ello, el CAGR será alrededor del 43% para los próximos años. En sus años pasado la empresa ha logrado realizar emisiones importantes y ha tomado deuda por montos considerables. Esto ha llevado a que los niveles de inversión sean muy altos (tocando un pico en el 2013/2014 del 68%

Capex/Ventas). A esto se le suma precios relativamente altos del crudo y gas. Sin embargo, en los próximos años la compañía enfrentará un precio del crudo menor a los últimos 2/3 años en promedio. A esto se le debe sumar que la empresa no tomará más deuda de largo plazo ya que sus ratios de “debt/equity” anualizando el 2014 ronda el 70%. Es importante destacar que la empresa puede hacer frente a sus obligaciones contractuales de corto plazo sin tener problemas financieros ya que cuenta con una caja al 31 de Octubre del 2014 de 128,8 millones de dólares. Mientras que los intereses de deuda no superan los 30 millones de dólares.

La empresa ha tenido una estrategia muy agresiva de expansión con las recientes compras en los mercados de Colombia (2012) y Brasil (2013). Por ello, se estima que los niveles de inversión bajarán un poco y así sufrirá la producción un descenso con respecto a años anteriores. Con respecto al precio del WTI, éste rondará los 85 dólares por barril. Para el caso de cada mercado, en el caso de Chile se espera un precio del crudo de US\$ 84,4 mientras que para Colombia US\$80. Con respecto a la representación que tiene cada país en los ingresos, se estima que los mismos se mantendrán. Por ello, las operaciones de Colombia representarán cerca del 48% de los ingresos netos mientras que Chile será del 40% y Brasil será del 12%. En el caso de Argentina la representación es menor al 1% lo que a partir de los próximos años no se tendrá en cuenta. Geopark ha mantenido un margen bruto alrededor del 45% en los últimos años. Mientras que su margen operativo ha rondado el 25%. El primer semestre del 2014 la empresa ha logrado mejorar sus márgenes históricos logrando un 53% de margen bruto y un 20% en sus margen operativo. Por ello, se espera que la compañía mejore estos márgenes ya que la empresa apuesta a la eficientización de los recursos.

Pesimista Moderado:

En el escenario pesimista moderado se observa un crecimiento de la producción del 30% con respecto a los niveles de producción al 31 Diciembre de 2013. Mientras que el precio para el WTI tendrá alta volatilidad rondando los 70 dólares por barril. Respecto a la representación que tiene cada país en los ingresos, se estima que los mismos se mantendrán. Además, en este escenario se considera una pequeña disminución de los

márgenes de la compañía como consecuencia de menores usos de los recursos y las desmejoras en los niveles de producción. Con respecto a los márgenes, estos se reducirán en un 10% alcanzando el 42% el margen bruto mientras que el margen operativo será alrededor del 10% en los próximos años.

Pesimista

Este escenario considera un nivel de producción muy por debajo del escenario base, teniendo un crecimiento del 20% con respecto a los niveles de Diciembre de 2013. A partir de los menores niveles de producción se espera una reducción en los márgenes. A esto se le suma un precio del WTI en el mundo alrededor de los 50 dólares el barril en promedio para cada uno de los países. Con respecto a los márgenes, estos caerán llegando a niveles muy por debajo del escenario base mientras que el margen operativo será negativo. En este escenario la compañía comienza a tener pérdidas anualmente.

Resumen de los escenarios considerados

Escenarios - Resumen de las principales variables proyectadas		Período 2014-2019		
		Base	Pesimista Mod.	Pesimista
WTI - promedio 2014-2019	(us\$/BOE)	84	70	53
Precios realizados - promedio por país 2014-2019	(us\$/BOE)	82	68	51
Producción - acumulada 2014-2019	(mBoe)	41.139,9	34.839,1	31.855,6
Capex - acumulado 2014-2019	(B us\$)			
Margen Bruto - como %de ventas	%	52,8%	41%	22%
Margen Operativo - como %de ventas	%	20,0%	9%	-1%
Capital de trabajo:				
Cuentas a cobrar - como %de ventas	%	14%	14%	14%
Inventarios - como %de ventas	%	4%	4%	4%
Cuentas a pagar - como %de ventas	%	27%	27%	27%
Gastos Generales - como %de ventas	%	17%	17%	17%

Capítulo 4: Valuación

El método de valuación a utilizar será por medio del APV (Adjusted Price Value) que lo realizaré a partir de un Discount Cash Flow (DCF). Se proyectaron los flujos de fondos de la compañía para el periodo 2014-2019 tomando como referencia su historial 2009-2013. Además se utilizaron supuestos y premisas definidas para los principales drivers del negocio (impulsores de valor) y se llevaron adelante 3 escenarios de valuación: base, pesimista moderado y pesimista.

A partir de lo estudiado en el master y analizado en el paper de Fernández se concluye que el método más adecuado para realizar valuaciones es a partir del descuento de flujos de fondos. A partir del estudio del paper de Fernández, P., 2003, “80 Common and Uncommon Errors in Company Valuation”, se pueden encontrar fragilidades al modelo del WACC con respecto al APV. Entre ellas: el modelo en base al WACC asume que en todo momento durante la vida de la empresa existen ahorros impositivos, cuando en realidad esto no es correcto. Así, el APV omite este error a partir de la proyección anual correspondiente del flujo de ahorro impositivo.

Los flujos de caja los mediré en dólares norteamericanos debido a que los ingresos provienen principalmente del mercado chileno, colombiano y en menor medida brasilero. La empresa realiza todas sus operaciones financieras en la moneda norteamericana.

Drivers

Proyecciones Principales Drivers							
Variable	Escenario	Estimados					
		2014	2015	2016	2017	2018	2019
WTI (us\$ / Boe)	Base	\$ 84	85	86	85,5	85,5	85,5
	Pesimista	\$ 60	50	50	55	55	55
	Pesimista Moderado	\$ 70	70	68	72	71	73
Ajuste País (us\$ / Boe)		\$ -2	-2	-2	-2	-2	-2
Precio Realizado us\$ / Boe)	Base	\$ 82	83	84	83,5	83,5	83,5
	Pesimista	\$ 58	48	48	53	53	53
	Pesimista Moderado	\$ 68	68	66	70	69	71
Producción (Boepd)	Base	23,8	25,4	28,2	29,8	31,6	32,6
	Pesimista	20,5	21,1	21,8	22,4	23,1	23,8
	Pesimista Moderado	22,2	23,1	24,0	25,0	25,3	25,5
Margen Bruto (%)	Base	53%	53%	52%	52%	53%	52%
	Pesimista	22,0%	22%	22%	22%	22%	22%
	Pesimista Moderado	41%	41%	41%	41%	41%	41%
Margen Operativo (%)	Base	20%	20%	20%	20%	20%	20%
	Pesimista	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%
	Pesimista Moderado	9%	9%	9%	9%	9%	9%
G&A (% Ventas)	Base	17%	17%	17%	17%	17%	17%
	Pesimista	21%	21%	21%	21%	21%	21%
	Pesimista Moderado	21%	21%	21%	21%	21%	21%
Capex (Capex/Vtas) (% Ventas)	Base	0,45	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	Pesimista	0,45	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
	Pesimista Moderado	0,4	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18

Universidad de
SanAndrés

Estado de Resultados

A partir de las premisas enunciadas anteriormente, se desarrolló un escenario base con sus respectivas proyecciones, un escenario pesimista y otro pesimista moderado. A continuación se enuncian los resultados obtenidos en el Caso Base:

BASE						
GeoPark - Resultados y Estimaciones						
Escenario Base						
Estado de Resultados (Miles us\$)						
Periodo	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Precio Realizado (us\$ / Boe)	82	83	84	83,5	83,5	83,5
Producción (mBoe)	5.704,560	6.103,879	6.756,994	7.162,414	7.592,159	7.819,924
Ingresos por Ventas	467.774	506.622	567.588	598.062	633.945	652.964
Costo de Ventas	-220.600	-240.000	-270.000	-285.000	-300.400	-312.000
Margen Bruto	247.174	266.622	297.588	313.062	333.545	340.964
% Gross Margin	52,8%	52,6%	52,4%	52,3%	52,6%	52,2%
Gastos Operativos:						
Gastos G&A	-79.522	-86.126	-96.490	-101.670	-107.771	-111.004
Investigación y D.	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-	-	-
EBITDA Ajustado	167.652	180.496	201.098	211.391	225.775	229.960
Depreciación & Amort.	-75.048	-80.817	-87.542	-92.897	-99.354	-102.233
Ganancias Operativas	92.604	99.679	113.555	118.494	126.421	127.727
% Operating Margin	19,8%	19,7%	20,0%	19,8%	19,9%	19,6%
Otros ingresos o egresos, neto	-	-	-	-	-	-
Utilidad antes de Intereses e Impuesto	92.604	99.679	113.555	118.494	126.421	127.727
Gastos financieros	-19.618	-18.138	-16.770	-15.504	-14.335	-13.253
Utilidad antes de impuesto	72.986	81.541	96.786	102.989	112.086	114.473
Impuesto a las Ganancias	-21.896	-24.462	-29.036	-30.897	-33.626	-34.342
Utilidad Neta	51.090	57.079	67.750	72.093	78.460	80.131
% Profil Margin	10,9%	11,3%	11,9%	12,1%	12,4%	12,3%

Cálculo de Depreciaciones & Amortizaciones

Para llevar adelante el cálculo de D&A se tomó como referencia la unidad técnica de producción. En este caso, se toma la producción anual del 2014 y las reservas acumuladas a comienzo de año. También, se deben sumar las reservas año tras año como fruto de las inversiones realizadas por la compañía.

Se consideró un ratio de reemplazo de producción (medida para conocer si la empresa incrementa o disminuye sus reservas anualmente). Debido a que Geopark se encuentra en crecimiento, se espera que se sumen reservas año tras año (es importante destacar que sólo se evaluó las P1).

Ratio reemplazo de producción					
	2014	2015	2016	2017	2018
Base	1.09	1.1	1.14	1.15	1.12
Pesimista Moderado	1.07	1.09	1.1	1.1	1.09
Pesimista	1.03	1.04	1.05	1.05	1.05

A continuación se presenta el cálculo de D&A para el escenario Base:

Cálculos D&A						
Escenario Base						
	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Evolución Reservas						
Reservas al Inicio P1	28,4	28,91	29,52	30,47	31,54	32,46
Adición/Ajuste Reservas	6,22	6,71	7,70	8,24	8,50	0,00
Producción (mmBoe)	5,70	6,10	6,76	7,16	7,59	7,82
Reservas al Fin del Periodo	28,91	29,52	30,47	31,54	32,46	24,64
Evolución Inversiones						
Bs Uso al Inicio periodo	793.034,0	928.484,0	959.124,0	990.775,1	1.023.470,6	1.057.245,2
Nuevas Inversiones	210.498,3	111.456,8	119.193,4	125.592,9	133.128,5	137.122,4
Bs Uso al Fin periodo	928.484,0	959.124,0	990.775,1	1.023.470,6	1.057.245,2	1.092.134,3
Cálculo de D&A	75.048,26	80.816,9	87.542,3	92.897,4	99.354,0	102.233,3

Flujo de Fondos

A continuación se presentan los flujos de fondos libres para el escenario base y su respectiva valuación:

Flujo de Fondos Estimado							
MODELO APV							
Escenario Base	2014	2015	2016	2017	2018	2019	(++)2020
(+) EBITDA	167,652	180,496	201,098	211,391	225,775	229,960	
(-) Impuesto a las Ganancias	-21,896	-24,462	-29,036	-30,897	-33,626	-34,342	
Generación del Negocio	145,756	156,034	172,062	180,494	192,149	195,618	
(+/-) Variación Capital de Trabajo	0,518	4,140	3,527	5,085	1,047	2,035	
(-) CAPEX	-210,498	-111,457	-119,193	-125,593	-133,129	-137,122	
Flujo de Fondos libres	-64,742	48,717	56,396	59,986	60,067	60,530	61,741
(+) Ahorro Impositivo	5,885	5,441	5,031	4,651	4,300	3,976	
Flujo de Fondos del Capital	-58,856	54,158	61,426	64,638	64,368	64,506	
(+/-)Aumento/Disminución de la deuda	-14,250	-13,900	-14,000	-14,100	0	0	
(-) Pago Intereses	-19,618	-18,138	-16,770	-15,504	-14,335	-13,253	
Flujo de Fondos del Accionista	-92,724	22,120	30,657	35,033	50,033	51,253	
Factor de descuento	1.15	1.31	1.48	1.64	1.81	1.98	
VA del FFL	-56,082	37,056	38,155	36,490	33,138	30,508	407,740
VA Ahorro Impositivo	5,098	4,139	3,404	2,829	2,372	2,004	0
V L	-50,983	41,195	41,559	39,319	35,510	32,512	407,740
DEUDA	-243,785						
EQUITY	303,066						
Market Cap	198,37						

Market Cap: verificado en www.yahoo.finance.com el día 7 de Agosto de 2015

Cálculo del Ku

Ku

Estimación de Valor en US\$

Tasa de Descuento en US\$	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Risk Free - Rf	1.87%	1.91%	3.00%	2.35%	3.05%	3.65%	4.25%	4.25%	4.25%
%		2.1%	56.8%	-21.5%	29.8%	19.7%	16.4%	0.0%	0.0%
Riesgo Mercado - (Promedio histórico rend. S&P500+2.5%)	13.09%	13.09%	13.09%	13.09%	13.09%	13.09%	13%	13%	13%
Prima Riesgo Mercado (Rm - Rf)	11.22%	11.18%	10.10%	10.74%	10.04%	9.44%	8.84%	8.84%	8.84%
Beta unlevered - Bu	1.27	1.23	1.09	0.99	1.04	1.08	1.11	1.15	1.18
tax rate	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	30.00%	30%	30%	30%
D/E	26.0%	32%	53.5%	74.4%	62%	56%	50%	44%	39%
Beta	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50
Riesgo País - CRP	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.50%	2.5%	2.5%	2.5%
Ku en US\$	18.61%	18.11%	16.51%	15.44%	16.03%	16.34%	16.59%	16.87%	17.14%
Costo de la deuda (Deuda corporativa Geopark Emitida 2013)	7.63%	7.63%	7.63%	7.63%	7.63%	7.63%	7.63%	7.63%	7.63%
Kd en US\$	7.63%	7.63%	7.63%	7.63%	7.63%	7.63%	7.63%	7.63%	7.63%

Para llevar adelante el cálculo del Ku se utiliza el modelo CAPM:

- **Risk free:** se tomó la yield de mercado de los bonos del tesoro de 10 años, considerados bonos sin riesgo. Además se realizó un promedio del último año para tener una comparación con el del día de la fecha.
- **Riesgo país:** Debido a que la metodología inicial del modelo C.A.P.M fue desarrollada para países que operan en mercados desarrollados, es necesario hacer un ajuste para países emergente como lo es el caso de Chile, Colombia y Brasil. Para esto se usa la prima por riesgo, que corresponde a la exigencia adicional que hace un inversionista para hacer su inversión en una economía emergente como la colombiana, chilena o brasilera.

Para hallar esta prima se proponen dos metodologías: a) Diferencia de los spread de los bonos Colombianos, Chilenos y Brasileños con denominación en dólares con los bonos de la reserva federal de Estados Unidos (se hizo una ponderación en base al nivel de facturación de cada negocio para llegar a un valor más representativo de riesgo de cada mercado), b) Diferencia de los spread de los bonos Colombianos con denominación en dólares con los bonos de la reserva federal de Estados Unidos (EMBI - Emerging Markets Bond Index). En el caso del trabajo de tesis, se tomó la opción a). Para a) se realizó una búsqueda en la base de datos de Reuters.

- **Prima por riesgo de mercado:** según un trabajo de Pablo Fernández “La Prima de Riesgo del mercado según 100 libros” la prima de riesgo de mercado “... es uno de los parámetros financieros más investigados y controvertidos, y también uno de los que más confusión genera.” El autor designa cuatro conceptos muy diferentes para definir la prima de riesgo de mercado.
- **Prima de riesgo del mercado Histórica (PRMH):** se define como la diferencia entre la rentabilidad histórica de la bolsa (de un índice bursátil) y la de la renta fija elegida (Risk Free = Bonos tesoro 10 años).
- **Prima de riesgo del mercado Esperada (PRME):** es el valor esperado de la rentabilidad futura de la bolsa o índice elegido por encima de la renta fija (Muy difícil estimar ya que no todos los inversores tienen el mismo deseo de riesgo y se deben realizar entrevistas para llegar a una buena estimación).

- **Prima de riesgo del mercado Exigida (PRMX):** es la rentabilidad incremental que un inversor exige al mercado bursátil (a una cartera diversificada) por encima de la renta fija sin riesgo (required equity premium).
- **Prima de riesgo del mercado implícita (PRMI):** es la prima de riesgo del mercado exigida que surge de suponer que los precios del mercado son correctos.

Según Fernández no existe un consenso sobre cual debería ser la opción correcta ni la manera de calcular las distintas tasas. A partir de ello, haré el cálculo a través de la Prima de Riesgo de Mercado Actual.

En el trabajo de tesis se trabajará con la Prima de riesgo del mercado Actual

Información histórica de los índices bursátiles:

Índice bursátil: S&P 500 ya que luego de hacer un análisis exhaustivo para encontrar los rendimientos históricos del Bovespa, Bolsa de Valores Santiago y Bolsa de Valores de Colombia no ha sido posible llegar a obtener dicha información. En el caso de la bolsa chilena sólo se pudo obtener el de los últimos 10 años mientras que en el resto de los casos ha sido imposible obtener mucho más de ese tiempo. Por ello considero el S&P 500 ya que he podido obtener la rentabilidad promedio desde 1910 a Septiembre de 2013, lo que me arroja un promedio del **11,5%** en usd. Este valor es una referencia. En el caso del mercado latino, se le debiera sumar un premio del **2/3%** ya que ningún inversor está dispuesto a recibir la misma rentabilidad por invertir en empresas latinas que invertir en alguna de las 500 empresas norteamericanas más grandes del mundo. El razonamiento es que no se puede considerar el mismo rendimiento para las 500 empresas más grandes de Estados Unidos que para una empresa Multilatina.

Instrumento de renta fija*: bonos del tesoro 10 años (Treasuries de Estados Unidos).

Se utilizó el valor proyectado de acuerdo a cada año.

*:En este caso no se va a respetar la teoría de Fernández y se tomará como referencia la corrección realizada durante la Defensa de la Propuesta de Tesis.

EV/EBITDA

Para realizar la valuación se realizó un comparativo con compañías comparables a GeoPark.

		Resultados al 31 Dec, 2013			
		GeoPark	Pacific Rubiales	PetroMinerales	Canacol
Ingresos Totales	(MM usd)	338	4,626	978	147
Reservas	(MM Boe)	28.4	354.5	26.93	22.01
Capitalización del mercado	(Billion usd)	360	4.62	0.86	0.31
P/E Ratio		13.7	12.14	6.24	14.67
EV/EBITDA		2.34	3.86	1.97	3.44
D/E		57%	35%	52%	21%
Deuda Bruta/Adj. EBITDA		1,9X	1.74X	2.11x	15x

Fuente: Balances de las compañías y www.yahoo.finance.com

De las compañías comparables se obtiene el siguiente promedio de EV/EBITDA:

	Pacific Rubiales	PetroMinerales	Canacol	Promedio
EV/EBITDA	3.86	1.97	3.44	3.09

A partir de la información obtenida se realizó el cálculo del EBITDA. Para ello, se toma el promedio del periodo 2014-2019 utilizando las proyecciones del Flujo de Fondos.

Calculo del valor de la compañía:

GeoPark - Escenario Base

Periodo 2014-2019

EBITDA	(M usd\$)	202.729
EV/EBITDA		3.09
Valor de la Compañia	(M usd\$)	626.431
(-) Deuda Corto/Largo Plazo		-372.585
(-) Intereses Minoritarios		-19.6
(+) Exceso de Caja		125.3

Valor de la Empresa	(M usd\$)	359.528
----------------------------	------------------	----------------

En este caso y a diferencia de la valuación por DCF, el valor de Geopark Ltd. Es de usd 359.528 millones. Esto representa casi un 20% mayor a la valuación realizada por medio del descuento de flujo de fondos.

Riesgos asociados al negocio

Riesgo Precio

Los precios que recibirá la compañía por su producción varía y esto se debe entre otras razones por los siguientes factores:

- condiciones económicas mundiales
- cambios en la oferta y la demanda de petróleo, gas natural a nivel mundial
- las condiciones políticas y económicas de los países latinos
- el nivel actividad de productoras de gas y petróleo, en particular en el Oriente Medio, África, Rusia, América del Sur y los Estados Unidos
- la oferta de petróleo y de gas natural
- el nivel de los inventarios de petróleo y gas natural a nivel mundial
- disponibilidad de mercados para el gas natural
- las condiciones climáticas y otros desastres naturales
- avances tecnológicos que afectan la producción o el consumo de energía
- Las leyes y reglamentos gubernamentales nacionales y extranjeros, entre ellos, leyes de salud y seguridad ambientales y regulaciones
- proximidad y capacidad de los oleoductos y otros medios de transporte
- impuestos y regalías conforme a las leyes pertinentes y los términos de los contratos
- capacidad de celebrar contratos de venta de petróleo y gas natural a precios fijos
- el nivel de la demanda y los inventarios y los cambios mundiales en los usos del gas y petróleo.
- el precio y la disponibilidad de combustibles alternativos
- cambios futuros en las políticas de cobertura de Geopark.

Es importante remarcar que el precio del petróleo, gas natural y metanol no fluctúan necesariamente en relación directa entre sí.

Al 31 de diciembre de 2013, el gas natural representa el 26% de reservas probadas. Sobre una base pro forma, después de dar efecto a la adquisición de Rio das Contas que

se cerró el 31 de marzo 2014 el gas natural compone el 47% de reservas probadas. Una disminución en los precios del gas natural podría afectar negativamente el crecimiento futuro, en particular para las ventas futuras de gas. Para el año terminado el 31 de diciembre de 2013, el 93% de los ingresos derivaron de la venta de petróleo. Con la adquisición Rio das Contas, que cerró el 31 de marzo de 2014, el 81,5% de los ingresos deriva del petróleo.

Los menores precios del petróleo y del gas natural no sólo puede disminuir los ingresos. También pueden reducir la cantidad de petróleo y gas natural que se puede producir a escala y así reducir los costos. Los cambios en los precios del petróleo y el gas puede impactar en la valoración de las reservas y, en períodos de fuerte baja de los productos básicos, pueden restringir los proyectos de producción y gasto de capital o pueden aplazar o retrasar la perforación de pozos, debido a los flujos de efectivo más bajos. Una baja sustancial o extendida de los precios del petróleo o gas natural sería un escenario muy adverso para Geopark debido a la situación financiera actual.

Riesgo Reservas/Producción

“Las reservas y consiguientemente la producción disminuirá con el tiempo”. Esa es una de las premisas más importantes que hay que tener en cuenta en el negocio petrolero. Por ello, el éxito depende de la continua identificación exitosa de campos productivos y luego la ejecución de los mismos. Las reservas actuales de Geopark son importantes pero éstas disminuirán a medida que se vayan produciendo esas reservas. Por ejemplo, se estima que en los bloques de Colombia la producción llegará a su máximo a fines de 2015. Luego, irá disminuyendo si no se realizaran nuevas inversiones en la búsqueda de nuevos pozos. En el Bloque Fell y Tierra del Fuego, la producción alcanzará su valor máximo en el 2016 para luego comenzar a disminuir. Al 31 de Diciembre de 2013 el ratio Reservas/Producción (vida útil de las reservas netas) en Chile y en Colombia es de 3,5 años. Este ratio es considerando que no se fueran a realizar nuevas inversiones. En Brasil, se estima que la producción diaria en el campo Manatí, alcanzará su punto máximo en 2017 y luego comenzará a disminuir. Así, si cesaran todas las actividades de

perforación y de desarrollo y reparaciones de pozos, el resultado sería una reducción de una tasa efectiva anual de aproximadamente 30% por año durante los próximos tres años para el caso brasilero. Mientras que para Colombia y Chile sería casi del 50%.

Riesgo Contratos/Clientes

En Chile el 100% de las ventas de crudo y gas se hacen a ENAP. Para el año terminado el 31 de diciembre de 2013, las ventas a ENAP representaron el 42,6% de los ingresos provenientes del petróleo y el 39,8% de los ingresos totales. ENAP importa la mayoría del petróleo que refina y parcialmente complementa esas importaciones con volúmenes suministrados localmente por sus propios campos operados. El contrato de venta con ENAP es comúnmente revisado cada dos años para reflejar cambios en el mercado mundial de petróleo y para ajustar los costos de logística de ENAP en la terminal petrolera de Gregorio. El acuerdo actual fue ejecutado recientemente y firmado, con una duración inicial de 1 año, hasta marzo de 2015, y será prorrogará automáticamente por períodos de 1 año hasta el 2032 que es el plazo en que vence los royalties para explotar el Bloque Fell.

En Colombia, para el año terminado el 31 de diciembre de 2013, el 52,5% de las ventas de petróleo fueron realizadas a Gunvor, 20,9% a Hocol SA, filial de Ecopetrol, y el 9,8% a Perenco. Así, Gunvor representa el 27,8% de los ingresos totales de Colombia mientras que Hocol representa el 11,1%. Los contratos actuales con Hocol, Perenco y Gunvor son acuerdos a corto plazo. Si no se llegara a un nuevo acuerdo con alguno de estos clientes, esto podría tener un impacto adverso en el negocio de Geopark. En Brasil, tras la adquisición de Rio das Contas, que se cerró el 31 de marzo 2014, se tiene mayor tranquilidad ya que se celebró un contrato de largo plazo con Petrobras, quien resulta ser el operador de la campo.

Industria Riesgosa: Capital Intensivo y Mantenimiento

El negocio petrolero requiere altos niveles de inversión de capital y de mantenimiento debido a como se estructura el negocio. Si las condiciones globales se presentan adversas, puede resultar en que la compañía no tenga la capacidad financiera para responder a estas necesidades.

En marzo de 2014, Geopark invirtió US \$ 140 millones en Brasil, sujeto a ciertos ajustes, para adquirir Rio das Contas, que fue financiado a través de la contratación de un préstamo de US \$ 70,5 millones al Banco Itaú y el resto fue saldado a través de la caja de la compañía.

La compañía tiene pocos años en el rubro petrolero. Por ello, sus planes de expansiones y crecimiento han sido bastante agresivos los últimos años. Se espera que en los próximos años Geopark consolide los negocios recientemente adquiridos de Colombia y Brasil. Por ello, el nivel de inversión será menor aunque se espera que la empresa siga creciendo en sus niveles de producción/facturación/resultados.

Competencia

La industria del petróleo y el gas natural es intensa, lo que hace que sea difícil para Geopark adquirir propiedades, licencias, personal capacitado, fuentes de financiamiento, entre otras. La empresa compite con las principales compañías de petróleo y gas que participan en el sector de exploración y producción, incluidas las empresas de exploración y producción de propiedad del Estado que poseen sustancialmente mayores recursos financieros.

Como resultado, es posible que GPRK no sea capaz de competir con éxito en el futuro en la adquisición potenciales reservas, o el desarrollo de las reservas de hidrocarburos. Asimismo, puede resultar que la competencia sean tan agresiva que los precios de los commodities sigan el sendero de la baja, lo que llevaría a problemas financieros importantes para la empresa.

Anexos

RESERVAS GEOPARK al 31 Diciembre 2013

Country	Block/ Concession	Operator	Working interest (%) ⁽¹⁾	Basin	Gross area (thousand acres) ⁽²⁾	Net proved reserves (mmboe) ⁽⁴⁾	% Oil	Net production (boepd) ⁽⁵⁾	% Oil	Concession expiration year
Chile	Fell	GeoPark	100%	Magallanes	367.8	10.7	50%	6,962	66%	Exploitation: 2032
Chile	Tranquilo ⁽¹⁹⁾	GeoPark	29%	Magallanes	92.4	—	—	—	—	Exploitation: 2043
Chile	Otway	GeoPark	100%	Magallanes	49.4 ⁽⁸⁾	—	—	—	—	Exploitation: 2044
Chile	Isla Norte	GeoPark	60% ⁽⁷⁾	Magallanes	130.2	—	—	—	—	Exploration: 2019 Exploitation: 2044
Chile	Campanario	GeoPark	50% ⁽⁷⁾	Magallanes	192.2	—	—	—	—	Exploration: 2020 Exploitation: 2045
Chile	Flamenco ⁽²⁰⁾	GeoPark	50% ⁽⁷⁾	Magallanes	141.3	—	—	—	—	Exploration: 2019 Exploitation: 2044
Subtotal Chile					973.3	10.7	50%	6,962	66%	
Colombia	La Cuerva	GeoPark	100%	Llanos	47.8	2.6	100%	1,962	100%	Exploration: 2014 Exploitation: 2038
Colombia	Llanos 34	GeoPark	45%	Llanos	82.2	6.4	100%	3,469	100%	Exploration: 2015 Exploitation: 2039
Colombia	Llanos 62	GeoPark	100%	Llanos	44.0	—	—	—	—	Exploration: 2017 Exploitation: 2041
Colombia	Yamú	GeoPark	54.5/75% ⁽⁸⁾	Llanos	11.2	0.3	100%	550	100%	Exploration: 2013 Exploitation: 2036
Colombia	Llanos 17	RIL-Parex Verano	36.8% ⁽⁹⁾	Llanos	108.8	0.03	100%	49	—	Exploration: 2015 Exploitation: 2039
Colombia	Llanos 32	Energy	0% ⁽¹⁰⁾	Llanos	100.3	0.06	100%	180	100%	Exploration: 2015 Exploitation: 2039
Colombia	Jagüeyes 3432A	Columbus	5%	Llanos	61.0	—	—	—	—	Exploration: 2014 Exploitation: 2038
Colombia	Arrendajo	Pacific	0% ⁽¹¹⁾	Llanos	78.1	—	—	177	100%	Exploration: 2017 Production: 2041
Colombia	Abanico	Pacific	0% ⁽¹¹⁾	Magdalena	32.1	—	—	95	100%	Production: 2022
Colombia	Cerrito	Pacific	0% ⁽¹¹⁾	Catatumbo	10.2	—	—	9	0%	Production: 2028
Subtotal Colombia					575.7	9.4	100%	6,491	100%	
Argentina	Del Mosquito	GeoPark	100%	Austral	17.3	—	—	64	78%	Exploitation: 2016
Argentina	Cerro Doña Juana ⁽¹⁸⁾	GeoPark	100%	Neuquén	19.6	—	—	—	—	Exploitation: 2017
Argentina	Loma Cortaderal ⁽¹⁸⁾	GeoPark	100%	Neuquén	28.3	—	—	—	—	Exploitation: 2017
Subtotal Argentina					65.2	—	—	64	78%	

Country	Block/ Concession	Operator	Working interest (1)(2)(12)	Basin	Gross area (thousand acres) ⁽²⁾	Net proved reserves (mmboe) ⁽⁴⁾	% Oil	Net production (boepd) ⁽⁵⁾	% Oil	Concession expiration year
Brazil	REC T 94	GeoPark	100%	Recôncavo	7.7	—	—	—	—	Exploration: 2018 Exploitation: 2045
Brazil	REC T 85	GeoPark	100%	Recôncavo	7.7	—	—	—	—	Exploration: 2018 Exploitation: 2045
Brazil	POT T 664	GeoPark	100%	Potiguar	7.9	—	—	—	—	Exploration: 2018 Exploitation: 2045
Brazil	POT T 665	GeoPark	100%	Potiguar	7.9	—	—	—	—	Exploration: 2018 Exploitation: 2045
Brazil	POT T 619	GeoPark	100%	Potiguar	7.9	—	—	—	—	Exploration: 2018 Exploitation: 2045
Brazil	POT T 620	GeoPark	100%	Potiguar	7.9	—	—	—	—	Exploration: 2018 Exploitation: 2045
Brazil	POT T 663	GeoPark	100%	Potiguar	7.9	—	—	—	—	Exploration: 2018 Exploitation: 2045
Brazil	PN T 597 ⁽¹⁵⁾	GeoPark ⁽¹⁶⁾	100% ⁽¹⁶⁾	Parnaíba	188.7	—	—	—	—	— ⁽¹⁵⁾
Brazil	SEAL T 268 ⁽¹⁵⁾	GeoPark		Sergipe Alagoas	7.8	—	—	—	—	— ⁽¹⁵⁾
Subtotal Brazil					251.4	—	—	—	—	
Total GeoPark					1,865.6	20.1	74%	13,517	82%	
Brazil	BCAM 40	Petrobras ⁽¹⁷⁾	10%	Camamu- Almada	22.8	8.3	2%	3,580	2%	Exploitation: 2029 ⁽¹³⁾ 2034 ⁽¹⁴⁾
Total GeoPark Pro forma					1,888.4	28.4	53%	17,098	65%	

Escenario Pesimista Moderado – Estados de Resultados

PESIMISTA MODERADO						
GeoPark - Resultados y Estimaciones						
Escenario Optimista						
Estado de Resultados (M us\$)						
Periodo	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Precio Realizado (us\$ / Boe)	68	68	66	70	69	71
Producción (mBoe)	5,335.200	5,548.608	5,770.552	6,001.374	6,061.388	6,122.002
Ingresos por Ventas	362,794	377,305	380,856	420,096	418,236	434,662
Costo de Ventas	-197,600	-223,000	-231,000	-245,000	-245,400	-247,000
Margen Bruto	165,194	154,305	149,856	175,096	172,836	187,662
% Gross Margin	45.5%	40.9%	39.3%	41.7%	41.3%	43.2%
Gastos Operativos:						
Gastos G&A	-76,187	-79,234	-79,980	-88,220	-87,830	-91,279
Investigación y D.	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-	-	-
EBITDA	89,007	75,071	69,877	86,876	85,006	96,383
Depreciación & Amort.	-93,048	-40,720	-34,253	-33,680	-40,156	-50,193
Ganancias Operativas	-4,041	34,351	35,624	53,196	44,850	46,190
% Operating Margin	-1.1%	9.1%	9.4%	12.7%	10.7%	10.6%
Otros ingresos o egresos, neto	-	-	-	-	-	-
Utilidad antes de Intereses e Impuestos	-4,041	34,351	35,624	53,196	44,850	46,190
Gastos financieros	-19,618	-18,138	-16,770	-15,504	-14,335	-13,253
Utilidad antes de impuesto	-23,659	16,213	18,854	37,692	30,515	32,936
Impuesto a las Ganancias	7,098	-4,864	-5,656	-11,308	-9,155	-9,881
Utilidad Neta	-16,561	11,349	13,198	26,384	21,361	23,055
% Profil Margin	-4.6%	3.0%	3.5%	6.3%	5.1%	5.3%

Escenario Pesimista – Estados de Resultados

PESIMISTA						
GeoPark - Resultados y Estimaciones						
Escenario Optimista						
Estado de Resultados (M us\$)						
Periodo	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Precio Realizado (us\$ / Boe)	58	48	48	53	53	53
Producción (mBoe)	4,924.800	5,072.544	5,224.720	5,381.462	5,542.906	5,709.193
Ingresos por Ventas	285,638	243,482	250,787	285,217	293,774	302,587
Costo de Ventas	-185,600	-187,000	-194,000	-202,000	-208,000	-212,000
Margen Bruto	100,038	56,482	56,787	83,217	85,774	90,587
% Gross Margin	35.0%	23.2%	22.6%	29.2%	29.2%	29.9%
Gastos Operativos:						
Gastos G&A	-59,984	-51,131	-52,665	-59,896	-61,693	-63,543
Investigación y D.	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	-	-	-	-
EBITDA	40,054	5,351	4,121	23,322	24,081	27,044
Depreciación & Amort.	-63,048	-39,910	-33,143	-32,531	-38,999	-49,269
Ganancias Operativas	-22,994	-34,559	-29,022	-9,209	-14,917	-22,225
% Operating Margin	-8.1%	-14.2%	-11.6%	-3.2%	-5.1%	-7.3%
Otros ingresos o egresos, neto	-	-	-	-	-	-
Utilidad antes de Intereses e Impuestos	-22,994	-34,559	-29,022	-9,209	-14,917	-22,225
Gastos financieros	-19,618	-18,138	-16,770	-15,504	-14,335	-13,253
Utilidad antes de impuesto	-42,612	-52,697	-45,792	-24,713	-29,252	-35,479
Impuesto a las Ganancias	12,784	15,809	13,737	7,414	8,776	10,644
Utilidad Neta	-29,828	-36,888	-32,054	-17,299	-20,476	-24,835
% Perfil Margin	-10.4%	-15.2%	-12.8%	-6.1%	-7.0%	-8.2%

Bibliografía

Balances:

- Geopark Ltd. (GPRK), Ecopetrol, Canacol, Pacific Rurales y Petrominerales.

Informes de revistas especializadas – informes de consultoras:

- Informe de Raymond James Latan Research de Geopark Holdings (18 Junio 2013). Informe que realizar un análisis global financiero de la compañía.
- OPEC (Annual Statistical Bulletin “Organization of the Petroleum Exporting Countries”).
- BTG Pactual Equity Research Geopark June 28, 2013 –
- Informe de Geopark – London Roadshow, April 2013 –
- “Prospectivas de Petróleo Crudo 2013- 2026”, SENER, Gobierno Nacional de México, 2013
- “Producción Regional por Complejos Productivos”, Complejo de Petróleo y Gas, MECON, 2011. –
- ANH – Agencia Nacional de Hidrocarburos – www.anh.gov.co
- OLADE – Organización Latinoamericana de Energía
- 1,0 1,1 "Petroleum Reserves & Resources Definitions" Society of Petroleum Engineers, consultado 18 enero 2012.

Papers:

- Fernández P, 2005, “Método de valoración de Empresas”, edición gestión 2000, Barcelona, España
- Pereiro, L. “Valuing companies in Latin America: What are the key issues for Practitioners?”. Buenos Aires. Center for Entrepreneurship & Business Venturing Universidad Torcuato Di Tella. Working paper series, 2002.
- Pereiro L, 2002, « Valuation of companies in emerging markets : a practical approach ». John Wiley & Sons, third edition, USA.
- Fernández, P., 2003, “80 Commonand Uncommon Erros in Company Valuation”. Ideas Repec. <http://ideas.repec.org/p/ebg/iesewp/d-0500.html>.

-
- Tham, J. & Vélez-Pareja, I. “Top 9 (innecessary and avoidable) Mistakes in Cash Flow Valuation”. Ideas Repec- <http://ideas.repec.org/e/pve77.html>.
 - Copeland T y Koller T, 2002, “Valoración Medición y gestión del valor”, Ediciones Deustom España
 - Damodaran, A 2002, “Investment Valuation”, John; Wiley&Sons, second edition, USA
 - Fernández P. 2009, “La Prima de Riesgo de Mercado según 100 Libros”, IESE Business School, España

Trabajos de graduaciones anteriores

- Tesis Profesional : valuación de Panamerican Energy (2013), Javier Blanco.
- Reporte de valuación : Gran Tierra Energy (2013), Matias Fraire.



Universidad de
SanAndrés