



Universidad de San Andrés

Escuela de Administración y Negocios

Magister en Finanzas

Valuación de Parex Resources Inc

Autor: Juan Ignacio Bazzani Manini

DNI: 4.256.146-0

Director de Trabajo Final: Alejandro Loizaga

Buenos Aires, Argentina

6 de Julio, 2018

Índice

1. Resumen Ejecutivo.....	3
2. Macroeconomía de Colombia.....	4
3. Industria de Hidrocarburos.....	7
I. Producción Global.....	7
II. Exportación e Importación Global.....	8
III. Industria petrolera en Colombia.....	9
IV. Legislación y Marco Legal.....	11
V. Modalidades Contractuales.....	12
VI. Tipos de Crudos y Campos.....	13
VII. Producción y Reservas.....	14
VIII. Transporte.....	16
IX. Refinación.....	20
X. Distribución y Consumo.....	21
4. Presentación de la Compañía.....	22
I. Portafolio de Activos.....	24
II. Llanos 34.....	26
III. Adquisiciones relevantes.....	27
IV. Análisis de Indicadores Financieros.....	28
5. Valuación por EV/EBITDA.....	29
6. Valuación por Reservas y Producción.....	31
7. Valuación de Parex por Suma de Partes.....	33
I. LL-34 - Flujo de Fondos Descontado.....	34
II. Otros Campos - Múltiplos de reservas.....	41
III. Otros Ajustes.....	42
IV. Suma de Partes.....	43
8. Parex vs Geopark.....	45
9. Definiciones.....	47
10. Bibliografía.....	49
11. Anexos.....	50

1. Resumen Ejecutivo

En los años recientes Colombia ha demostrado estabilidad macroeconómica y financiera. De acuerdo con el FMI, el principal desafío del país es el déficit gemelo (resultados negativo de cuenta corriente y fiscal). Colombia es un país petrolero, es el 4° mayor productor de petróleo en Latam y el 19° a nivel global. Las exportaciones, inversiones e ingresos fiscales dependen en gran medida de la industria petrolera.

Colombia produce 850 kbpd (miles de barriles de petróleo por día) de crudo y 1.050 MMcf/d (millones de pies cúbicos por día) de gas natural. El 75% del crudo se produce en la cuenca de los Llanos Orientales y más del 50% del crudo producido es pesado.

Ecopetrol opera más del 60% de la producción de petróleo, seguido por Frontera Energy (ex Pacific) quien opera el 8% de la producción total. En Colombia las contratistas tienen libre disponibilidad sobre los barriles.

Colombia cuenta con una extensa red de ductos, Cenit es la operadora estatal de los oleoductos. En el país se exporta más del 60% del crudo, el mismo es producido onshore (en tierra). El crudo se refina en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena.

Parex es una compañía listada en Toronto con activos exclusivamente en Colombia. La compañía fue creada en el 2009 cuando Petroandina se vende a Pluspetrol. Los ejecutivos de Petroandina excluyeron ciertos activos exploratorios de la transacción y los cedieron a Parex, compañía nueva que comenzaron a administrar.

En la actualidad Parex produce 35.5 kbped (barriles de petróleo equivalente por día) siendo el 99% de la producción petróleo, posee reservas por 162 MM BPE. El 70% de su producción proviene del campo de crudo pesado Llanos-34, el cual Parex posee el 55% (45% de Geopark quien es el operador del bloque).

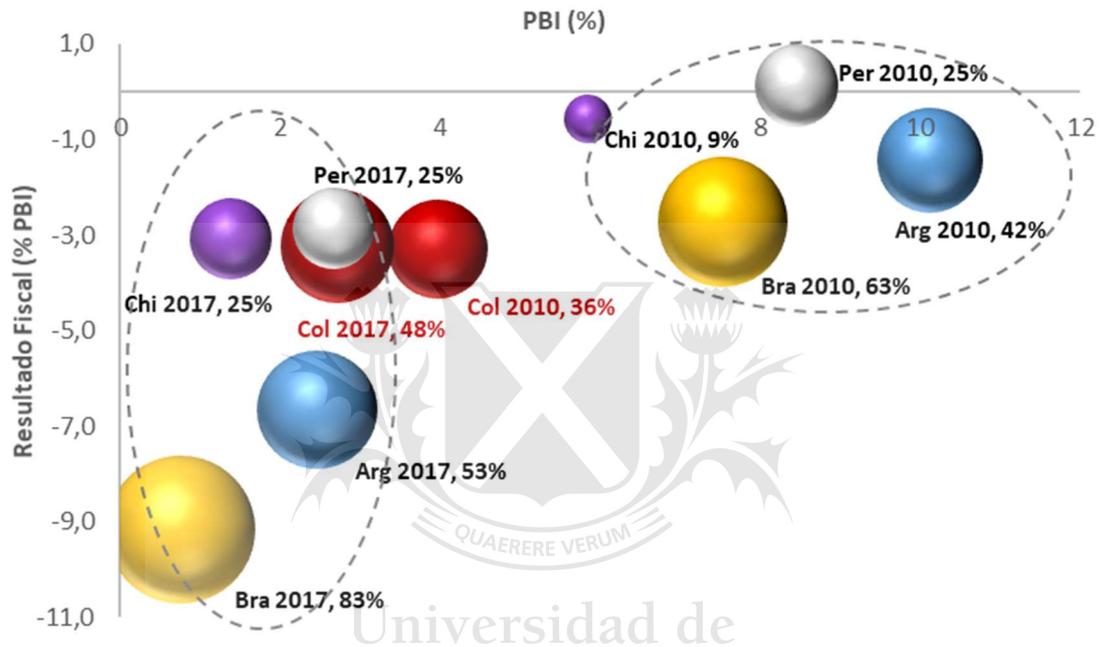
El valor de mercado de Parex ha crecido significativamente desde 2009, superando el crecimiento del S&P500, crudo Brent y al índice S&P Energía. El crecimiento de Parex está explicado por el bloque Llanos-34. Previo al desarrollo de dicho bloque Parex producía 10 kbped mientras que en la actualidad la compañía produce 10 kbped sin considerar Llanos 34.

El modelo de valuación se basa en la metodología de suma de partes ("SOP"), valuando el activo principal por flujo de fondos descontados (LL-34) y el resto de los activos menores por múltiplos de mercado.

El SOP estima el valor de LL-34 en 12,4 CAD por acción y 4,2 CAD por acción para los campos menores. Sumados otros ajustes se llega a un valor de la acción de Parex de 17,8 CAD por acción, valor ligeramente menor a los 18,2 CAD que cotizaba la acción al 29 de diciembre 2017. Esto nos permitiría afirmar que el modelo de valuación convalida el precio de mercado de Parex.

2. Macroeconomía en Colombia¹

Colombia, en relación con los países de la región, es un país que posee un historial de **estabilidad macroeconómica y financiera**. El gráfico² debajo compara el desempeño de los países de la región en base a tres variables; (i) crecimiento económico, (ii) resultado fiscal, y (iii) deuda del gobierno (2017 vs 2010).



* Tamaño Burbujas: Deuda pública (% PBI). Elaboración propia. Fuente: IMF WEO Octubre 2017.

En el año 2010 los países crecían a tasas relativamente altas con resultados fiscales sostenibles, impulsados principalmente por las condiciones favorables en cuanto a precios altos de commodities y bajas tasas de interés. **En el año 2017 el panorama cambió significativamente con tasas de crecimiento moderadas, deterioro del resultado fiscal y mayores niveles de deuda. Dentro de este contexto, Colombia es el país que menor impacto tuvo a nivel de crecimiento económico y resultado fiscal.**

Al igual que el resto de los países de la región, la economía colombiana se desaceleró principalmente por efectos externos asociados a la caída del precio del petróleo y términos de intercambio. La economía está atravesando un proceso de ajuste gradual

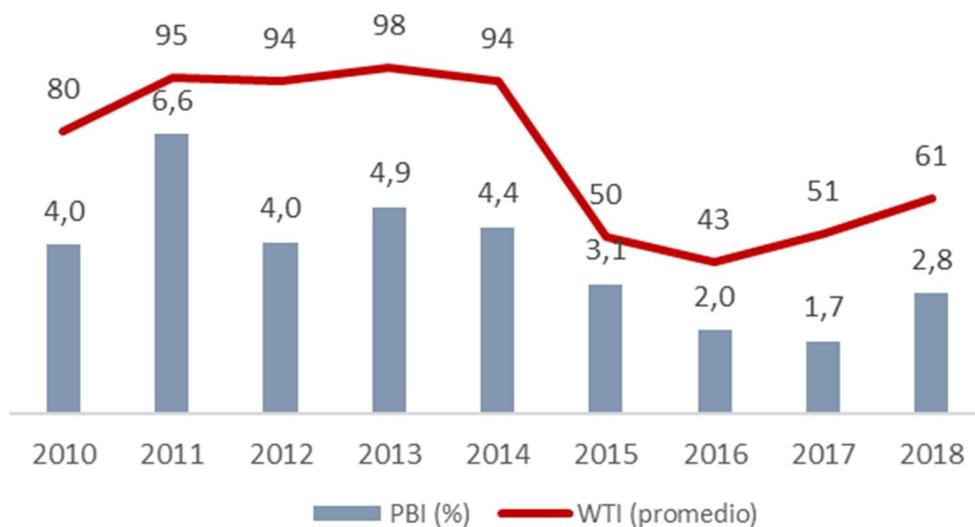
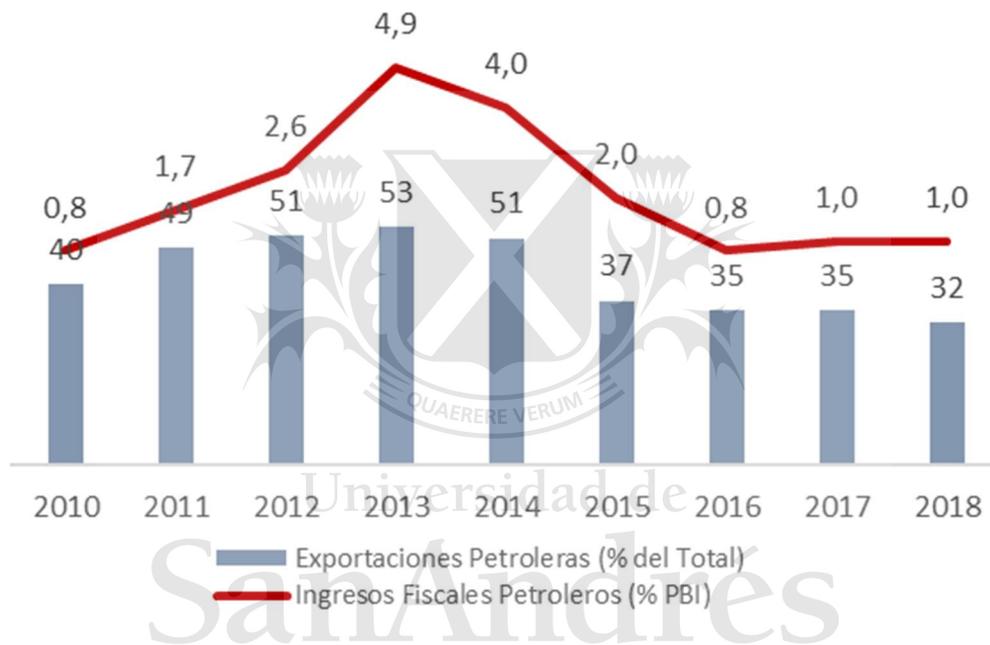
¹ La información de la sección fue obtenida del FMI y bloomberg.

² Resultado Fiscal: Balance estructural del gobierno de acuerdo con definición "General government structural balance" del FMI. Deuda Pública: Deuda pública bruta del gobierno de acuerdo con definición "General government gross debt" del FMI. Las definiciones pueden ser consultadas en la web del FMI: <http://www.imf.org/>.

con menor crecimiento y políticas gubernamentales apuntadas a reducir el déficit gemelo (resultado fiscal y cuenta corriente negativos).

El sector de Hidrocarburos posee un rol relevante en la economía colombiana a través de las exportaciones, las inversiones y recaudación del Estado (regalías, impuesto a las ganancias y dividendos de Ecopetrol).

En el año 2013, con precios de crudo altos, **las exportaciones petroleras representaron más del 50% del total**. Adicionalmente, los ingresos petroleros fiscales del gobierno representaron el 5% del PBI, **lo cual equivale al 25% del total de ingresos fiscales en 2013**. En dicho contexto, la generación de renta estatal del sector petrolero fue la más alta frente al resto de los sectores de la economía.



De acuerdo con el FMI, uno de los principales riesgos de la economía es el **débil desempeño del sector externo, en los últimos cinco años el déficit de cuenta corriente promedió 2.6%**. El reciente incremento de los precios del crudo mitigaría el déficit de cuenta corriente.

El desempeño del sector fiscal es otra de las vulnerabilidades de la economía. En los últimos cinco años la deuda pública se ha incrementado 10%, llegando a 48% del PBI en 2018. Por su parte el déficit fiscal descendería a 2.7% en 2018 ayudado por los ingresos adicionales provenientes de la reforma tributaria implementada en el año 2016.

La inflación en Colombia se mantuvo debajo de 10% en los últimos 10 años. En 2016 la inflación se incrementó a 9%, aunque dicha tasa estuvo influenciada por eventos atípicos relacionados a efectos climatológicos que restringieron la oferta de alimentos. **Para el 2018 la tasa de inflación descendería a 3.0% según FMI.**

En Colombia el 2018 es año electoral, tanto Standard and Poors como Fitch no esperan que haya cambios significativos en las políticas macroeconómicas tras la victoria de Iván Duque.

Para el 2018 el FMI espera que la economía se recupere llegando a una tasa de crecimiento de 2.8%. Dicha recuperación estaría basada en el crecimiento de la inversión, el gasto en infraestructura del gobierno, las exportaciones y las recientes acciones del Banco Central que ha reducido la tasa de política monetaria de 7.75% (dic 16) a 4.5% (abr 18).

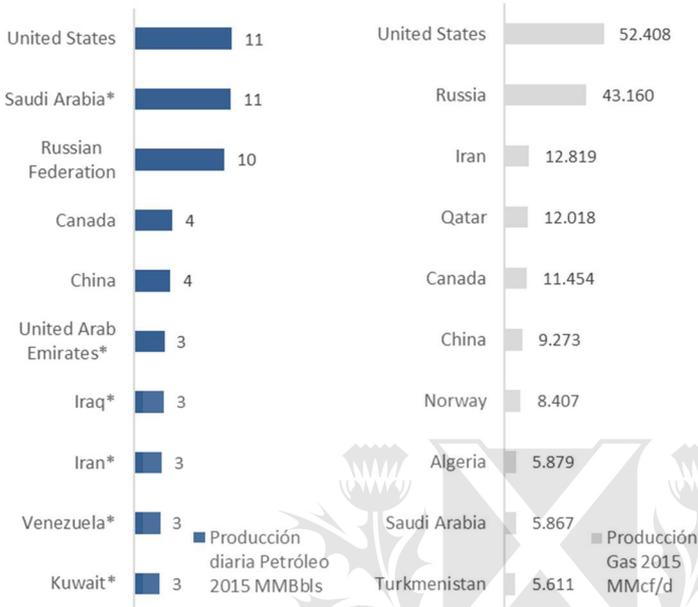
En resumen, para el 2018 se espera un repunte de la economía colombiana sustentado en un mayor crecimiento económico global, mayor crecimiento de los socios comerciales y precios del petróleo en ascenso que ayudarían a reducir el déficit de cuenta corriente y el déficit fiscal.

Dada la estabilidad económica y financiera, el reciente tratado de paz con las FARC, las condiciones externas favorables y el precio del petróleo por encima de los 60 dólares el barril en lo que va del 2018, **la macroeconomía de Colombia le brindaría un marco estable para las operaciones de Parex en dicho país³.**

³ En la Tabla 1 del Anexo se presenta la evolución reciente de las principales variables macroeconómicas del país.

3. Mercado de Hidrocarburos⁴

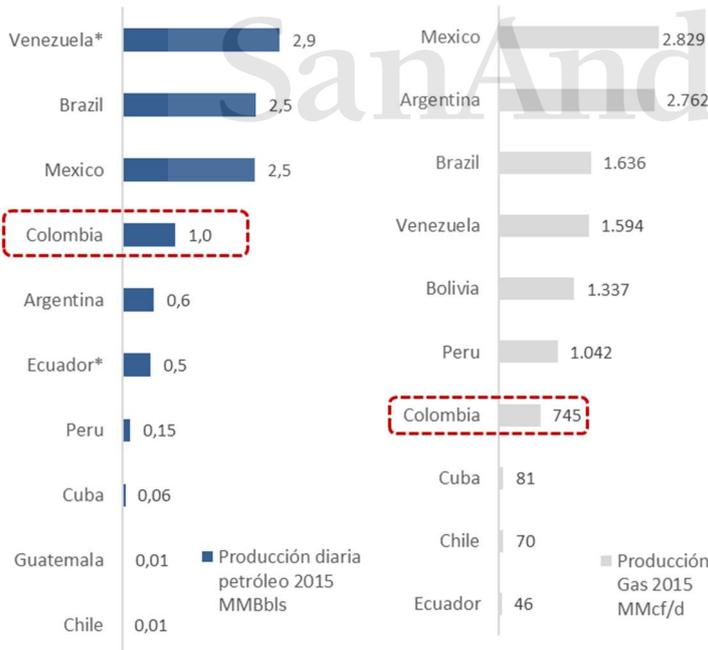
Producción Global de Petróleo y Gas



En el año 2015 la producción total de petróleo fue de 82 millones de barriles por día mientras que la producción total de gas fue de 243.542 millones de pies cúbicos por día.

La producción de petróleo y gas está concentrada en pocos países, los **10 mayores productores de petróleo producen el 70% del petróleo y el 69% del gas natural.**

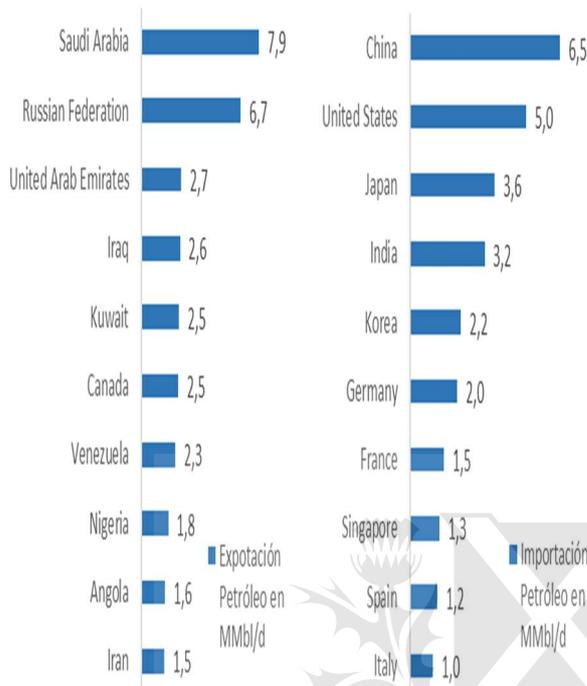
Producción Latam de Petróleo y Gas



En el año 2015 la producción de petróleo en **Latam representó el 12% del petróleo global** mientras que la producción de **gas representó el 5%. Colombia es el 19° mayor productor de petróleo a nivel mundial y el 41° mayor productor de gas a nivel mundial.** En Colombia, al 2015, se producían cerca de 1 millón de barriles de petróleo diarios y 745 millones de pies cúbicos de gas al día.

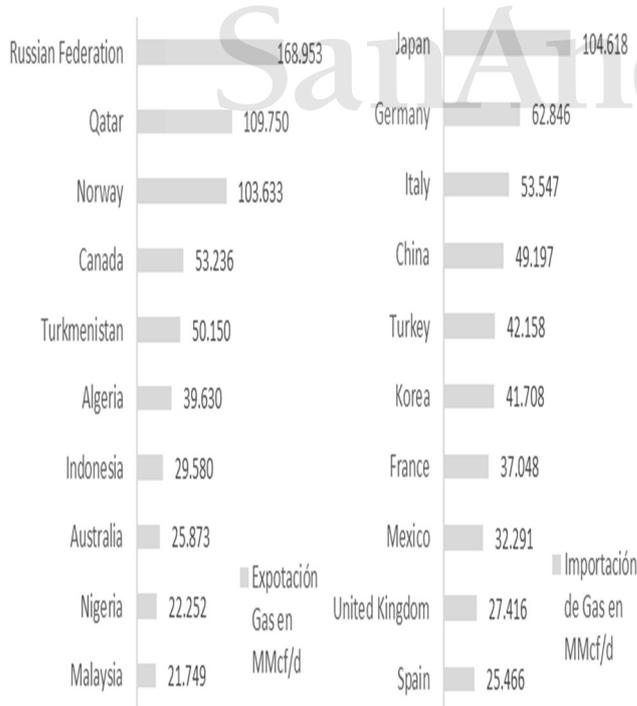
⁴ La información de ésta sección fue obtenida del International Energy Agency ("EIA")

Exportación/Importación Global Petróleo



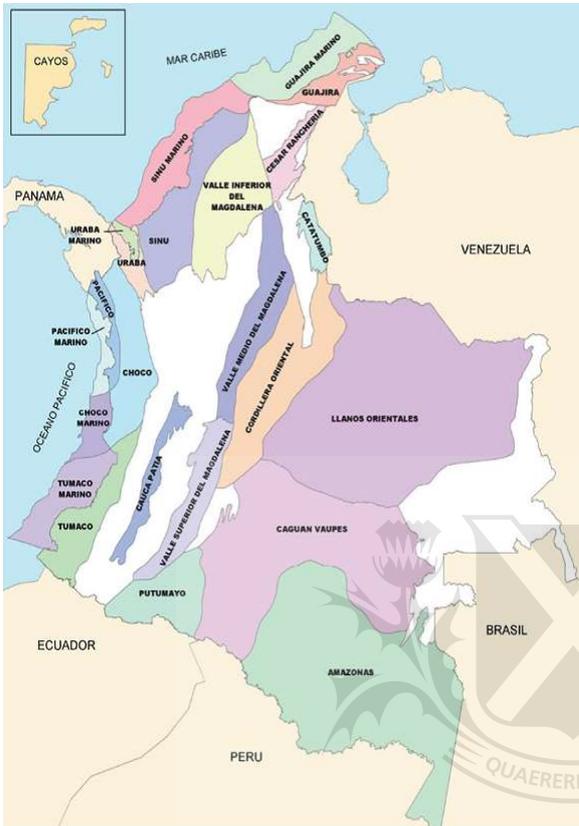
En 2015 el **76% de las exportaciones de petróleo** provinieron de los **10 mayores países exportadores** mientras que el **67% de las importaciones de petróleo** provinieron de los **10 mayores importadores**. **Venezuela es el único país latinoamericano que figura entre los 10 mayores países exportadores**, el país exporta el **80% del petróleo que produce**. Por su parte Colombia exportó el **75% de su producción al 2015**. Los principales destinos del crudo colombiano son Estados Unidos, China e India. **Colombia es el 16° mayor exportador de petróleo y el 27° exportador de gas**.

Exportación/Importación Global Gas



En el año 2015 el **87% de las exportaciones de gas** provinieron de los **10 mayores países exportadores de gas** mientras que el **64% de las importaciones de gas** provinieron de los **10 mayores importadores**. Dentro de los 10 mayores exportadores e importadores de gas no hay ningún país latinoamericano. **El mayor exportador de gas de Latinoamérica es Bolivia, quien ocupa el puesto 12° con 14.078 MMcf/d**. El mayor importador de gas en Latinoamérica es Brasil, quien ocupa el puesto **16° con 16.424 MMcf/d de gas importados**.

La industria petrolera en Colombia



Fuente: Agencia Hidrocarburos Colombia

Hasta la década del 30 los esfuerzos exploratorios se concentraron en la **Magdalena Medio**. En la década de 1930 la actividad exploratoria se concentró en la cuenca Catatumbo, en la frontera con Venezuela. Estos yacimientos tuvieron producción hasta la década del sesenta.

En la década de 1940, la actividad exploratoria se volvió a centrar en Magdalena Medio y unos años más tarde la actividad de exploración se centró en el sur sobre la cuenca Putumayo.

En 1960 se descubre el campo Orito en el Putumayo, operado por Texaco en asociación con Gulf Oil Company. La compañía Texaco estimó reservas iniciales de 350 millones de barriles que le permitieron a Colombia comenzar a exportar petróleo desde 1969.

Hasta la década de 1970 no hubo actividad exploratoria significativa en los Llanos Orientales, principal cuenca petrolera en la actualidad (concentra el 75% de la producción de petróleo al 2017). **A finales de la década de 1960 Chevron encontró el primer campo significativo en los Llanos Orientales en el departamento de Meta, 100 MM de barriles de crudo pesado en el campo Castilla. A partir de allí, se sucedieron importantes descubrimientos en los Llanos Orientales.**

El descubrimiento más significativo en dicha época fue realizado por Occidental Petroleum en 1984, descubrió el yacimiento de crudo liviano **Caño Limón el cual permitió a Colombia duplicar sus reservas a 1.000 MM de barriles.**

En 1986 se dieron los descubrimientos de los importantes campos Cusiana y en 1990 el yacimiento Cupiagua, los cuales adicionaron 1.500 millones de barriles en reservas de crudo. Luego de esto no se realizó ningún descubrimiento significativo hasta el año 2000, en el cual Braspetro (Petrobras) descubrió el campo Guando con reservas estimadas de 200 MM de barriles.

En el año 2000 se retomó la producción del campo de crudo pesado Rubiales ubicado en los Llanos Orientales. **Pacific E&P (hoy Frontera Energy) logró llevar la producción**

de Rubiales de 0 a 200 kbpd en el período 2002 - 2013. En la actualidad es el mayor campo petrolero en Colombia con una producción de 130 kbpd.

Durante la década del año 2000 Ecopetrol desarrolló los campos de crudo pesado Castilla y Chichimane, llegando a una producción de 200 kbpd en el año 2015 en ambos campos (100% Ecopetrol).

En el año 2010 Pacific E&P declaró la comercialidad del campo de crudo pesado Quifa con reservas probables por 247MM de barriles. Dicho campo produce en la actualidad 49 kbpd (60% Frontera / 40% Ecopetrol).

En Colombia operan una gran cantidad de compañías internacionales, existen **más de 90 compañías operadoras en 2017.** Algunas de ellas son compañías internacionales; **Occidental, Chevron, Anadarko, Equion (Ecopetrol y Talisman), Perenco, Frontera, Parex, Cepsa, Gran Tierra, Geopark, Amerisur, Canacol, Repsol, Tecpetrol, Pluspetrol, Mansarovar Energy (Sinopec y ONGC),** entre otras.

Seguridad en la industria petrolera colombiana

Los ataques de la guerrilla a instalaciones petroleras en Colombia han disminuido en la última década. Sin embargo, **la seguridad sigue siendo un aspecto relevante en Colombia que afecta los costos de las petroleras, ejemplo de ello son los ataques a los oleoductos Caño Limón-Coveñas ("OCLC") y Bicentenario ("OBC").** Adicionalmente durante los años electorales la guerrilla se ha caracterizado por incrementar el nivel de conflicto para ejercer presión sobre el gobierno.

En los últimos 4 años, **el servicio de transporte en OBC estuvo suspendido más del 50% del tiempo como consecuencia de actos vandálicos.** Los ataques se caracterizan por colocar cargas explosivas en las zonas de difícil acceso al oleoducto, lo cual dificulta las tareas de reparación.

Según Ecopetrol, **en 2017 se registraron más de 47 ataques al oleoducto OCLC y en los 30 años de historia de dicho oleoducto se han registrado más de 1.400 ataques.** El Oleoducto Trasandino en el Sur del país (Putumayo) también ha sido objetivo de ataques de la guerrilla generando daños ambientales y económicos.

Esto conlleva pérdidas para las compañías de upstream (petroleras dedicadas exclusivamente al sector de exploración y explotación) dados los contratos "ship or pay" (en los primeros 9 meses del año 2017 Frontera registró US\$84MM de mayores costos por la suspensión del oleoducto OBC).

Legislación del sector

En Colombia los hidrocarburos son propiedad estatal según lo establecido en la Ley 20 de 1969. La Ley estableció el principio de propiedad absoluta del Estado sobre las minas y yacimientos de hidrocarburos, previendo ciertos derechos prestablecidos en favor de terceros particulares dueños de los terrenos (“derechos de superficie”).

En la Constitución de 1991 en su artículo 332 se estableció: “El Estado es propietario del subsuelo y los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las leyes preexistentes”. En dicha Constitución también se mantuvo el derecho a recibir regalías por parte de las provincias en donde se situaran los yacimientos.

La Ley 141 de 1994 es la base legal del régimen actual de regalías y compensaciones en Colombia (Hernández, 2004). En ella se fijó oficialmente un régimen de regalías del 20%, que era consistente con lo establecido en los contratos de asociación de dicho momento. Se reguló el derecho del Estado a percibir regalías y se estableció reglas para la liquidación, distribución y utilización.

La industria de hidrocarburos cambió significativamente en el año 2003 cuando se estableció la posibilidad de otorgar contratos de concesión. Otro cambio sustancial en dicho año fue la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (“ANH”), separando las funciones de operador y regulador que tenía hasta dicho momento Ecopetrol.

La creación de la ANH obedeció a dos preocupaciones centrales: a) La eficiencia de Ecopetrol como operador y regulador y b) el conflicto de interés de Ecopetrol al ser operador y regulador, afectando la inversión extranjera en el país.

El sector experimentó grandes transformaciones al separar los roles de operador y regulador. A partir de dicho año la producción de petróleo en Colombia creció sustancialmente en los siguientes años.

El decreto 1760 de 2003 también modificó la estructura societaria de Ecopetrol al convertirla en una sociedad pública por acciones, brindándole mayor autonomía frente al Gobierno. Ecopetrol realizó su OPI (“oferta pública inicial”) en Colombia en 2007 y un año después realizó la venta de acciones en Nueva York a través de ADR (“American Depositary Receipt”).

Modalidades Contractuales

Previo a 1969 existió el Contrato de Concesión, instrumento jurídico que regulaba las relaciones entre el Estado y el sector privado petrolero. Hasta ese momento las operaciones petroleras estaban dominada por compañías privadas.

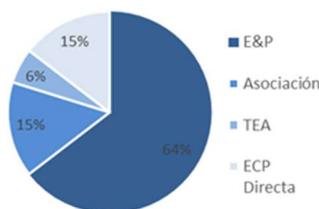
En 1974 se establecieron las bases legales para la nueva modalidad contractual de asociación que cambiaría el esquema contractual por los siguientes 30 años. En el nuevo marco legal se le otorgó a Ecopetrol la facultad exclusiva de realizar todo tipo de actividad de Exploración y Explotación de los hidrocarburos propiedad de Estado así como la posibilidad de asociarse con personas naturales o jurídicas.

Con la creación de la ANH en el año 2003 se modificó el esquema contractual en Colombia. Se introdujeron dos modalidades de contratos de concesión más flexibles y atractivos al capital de riesgo, convirtiendo los contratos de asociación previos en:

- a) Contrato de Exploración y Producción (E&P).
- b) Contrato de evaluación técnica (TEA).

Contratos de E&P	Contratos TEA
<ul style="list-style-type: none"> • Exploración: 6 años (+4 prórroga) • Evaluación: 2 años (+2 prórroga) • Explotación: 24 años (+prórroga) • Operación: Autonomía de la contratista sujeta a Programas Mínimos de trabajo y Planes anuales de trabajo. • Pagos: Regalías escalonadas + impuestos • Cobros: Producción 100% libre disponibilidad • Gas y crudo pesado: No paga regalías • Activos: Son propiedad del Contratista. • Government take: 40% - 60% 	<ul style="list-style-type: none"> • Contrato más sencillo destinado a evaluar la potencialidad de un área durante 36 meses. (2+ años). • En caso de descubrir hidrocarburos comercializables, el Evaluador tiene derecho de prelación para suscribir un contrato de E&P.

En la actualidad están vigentes 347⁵ contratos petroleros, en su gran mayoría son contratos de E&P. Sin embargo, aún subsisten ciertos contratos de asociación que no se han convertido. Cuando observamos la cantidad de contratos suscritos por años, en los últimos años (precios bajos de crudo) se han firmado pocos contratos en relación con años anteriores.



⁵ Fuente: Elaboración propia en base a info del Ministerio de Minas y Energía y Ecopetrol

Tipos de Crudo y Campos

En Colombia existen principalmente cinco variedades de crudos; **Castilla mezcla, Caño Limón, Mezcla Sur, Vasconia y Magdalena.**

El Castilla es una mezcla de crudos pesados con 2.0% de azufre que resulta de la mezcla de crudo del campo Castilla con otros crudos pesados cercanos de la cuenca de los Llanos Orientales. Al mismo se le adiciona nafta virgen para llevarlo a 19° API (“American Petroleum Institute gravity “⁶) y así poder transportarlo por los oleoductos hacia el puerto de Coveñas. **Del total de crudos exportados en 2015, el 73% fue crudo Castilla mezcla.**

El crudo producido en Caño Limón es un crudo dulce⁷ liviano de 29° API que se produce en la región de los Llanos Orientales, el mismo es transportado a través del oleoducto Caño Limón – Coveñas hacia el puerto de Coveñas.

En la cuenca del Putumayo al sur del país se produce un crudo liviano de 29° API con 0.7% de Azufre (“Mezcla Sur”). Dicho crudo se exporta mayormente a través del puerto de Tumaco.

El crudo Vasconia es un crudo medio de 24° API y azufre de 0.8%, al cual confluyen distintos crudos producidos en las cercanías de la Estación Vasconia (Magdalena Alto). Es el segundo crudo más exportado, en el 2015 el 14% de total de crudo exportado fue Vasconia.

El crudo Magdalena es un crudo medio de 20° API y contenido de azufre de 1.6% que resulta de la mezcla de los crudos de Magdalena Medio y Castilla.

Mayores Campos Petroleros Colombia (reservas)										
Campo	Cuenca	2P Reservas Producción Años			Pozos		Reservorio Prof. (m)	Gravedad API°	Azufre (%)	
		MM BOE*	Kboe/d**	Rem.	Totales	Costo				
Rubiales	Llanos	520	130	11	1.000	1,4	869	12 - 14	1,1	
Castilla	Llanos	320	120	7	600	-	2.600	9 - 13	1,8	
Chichimene	Llanos	204	75	7	150	-	2.600	9	1,8	
Cusiana/Cupiagua (Gas)	Llanos	156	46	9	-	-	-	-	-	
Chuchupa (Gas)	Guajira	148	47	9	-	-	1.665	-	-	
Jacana LL34	Llanos	133	43	8	96	3	3.185	16	-	
La Cira - Infantas	Mag.Medio	130	39	9	2143	1,5	500	26	0,9	
Quifa	Llanos	115	49	6	463	1,6	900	13	1,2	
Piedemonte & Receptor	Llanos	108	51	6	25	65	5.000	44	1,0	
Yarigui-Cantagallo	Mag.Medio	80	18	12	80	4	2.225	21	1,1	
Caño Sur	Llanos	92	3	76	8	1,5	2.624	13	-	
Tibu	Maracaibo	77	3	81	-	-	1.292	42	0,9	
Clarinete/Esperanza	Mag.Bajo	70	16	12	7	9	2.090	-	-	
Pauto	Llanos	74	30	7	20	-	5.750	46	1,0	
Caño Limón	Llanos	71	45	4	357	2,6 - 4,7	2.400	29	0,5	
Cusiana/Cupiagua (Oil)	Llanos	29	15	5	-	25	-	40	0,3	

* Reservas remanentes al 1/1/2018. ** Producción promedio 2017. *** Costo expresado en US\$ MM. **** Fuente: Woodmackenzie.

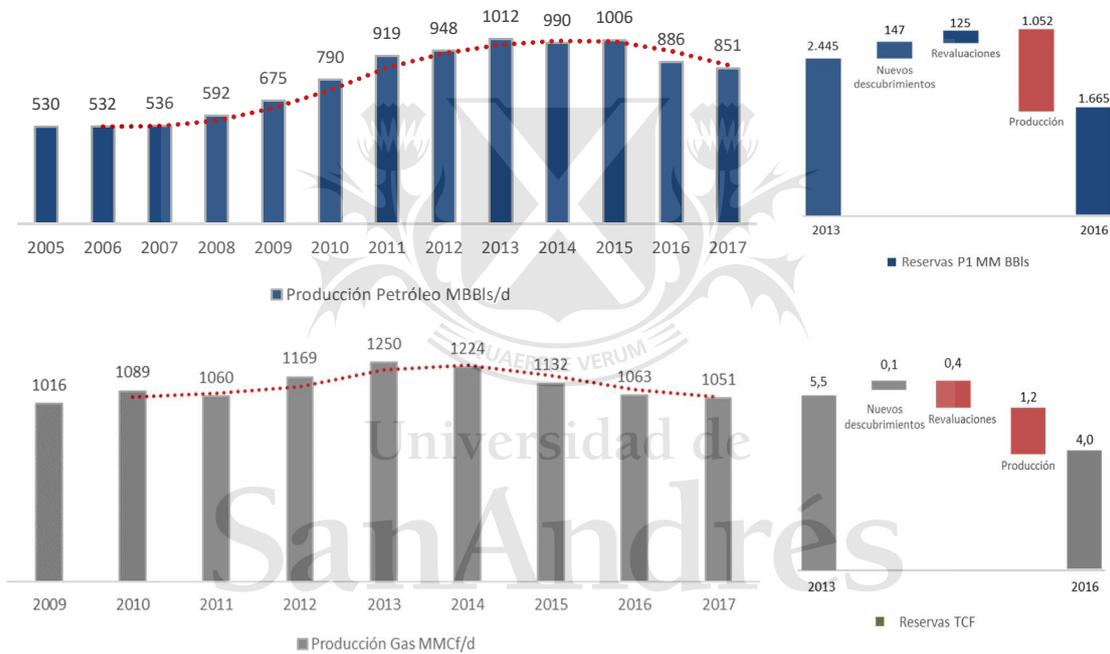
⁶ Grados API mayores 10 implican que el crudo flota en el agua. Es una medida de densidad del crudo.

⁷ Se denomina petróleo dulce cuando el mismo posee bajo contenido en azufre.

Producción y Reservas

La producción en Colombia fue de 851 kbpd de petróleo y 1.051 MMcf/d de gas⁸ en 2017. El 75% del petróleo se produce en la cuenca de los Llanos Orientales, el 20% en Magdalena y el 5% en el Putumayo. En 2016 las reservas probadas de petróleo ascendieron a 1.665 MM de barriles mientras que las reservas de gas ascienden a 4 TCF.

La producción de petróleo tuvo un incremento sustancial desde la creación de la ANH y la conversión contractual en el año 2003. En los últimos años la producción de petróleo y gas ha declinado, consecuencia de la menor actividad de exploración debido a los bajos precios internacionales del crudo.

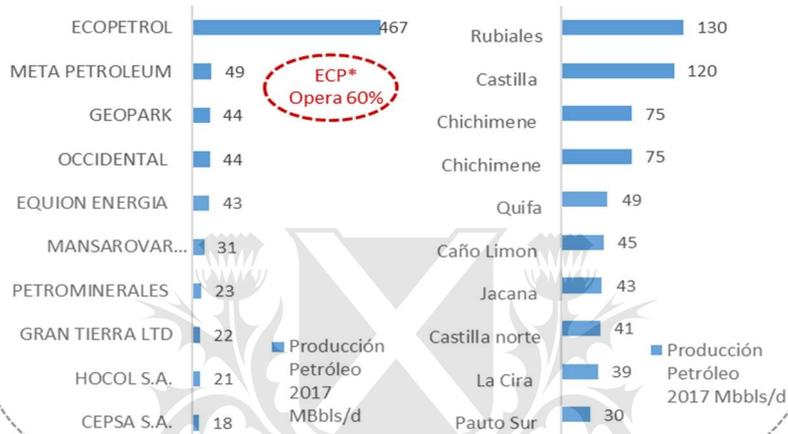


Ecopetrol opera 467 kbpd de crudo que equivalen al 60% de la producción total. Frontera Energy es la compañía privada de mayor producción, opera 71 kbpd que equivalen al 8% de la producción total.

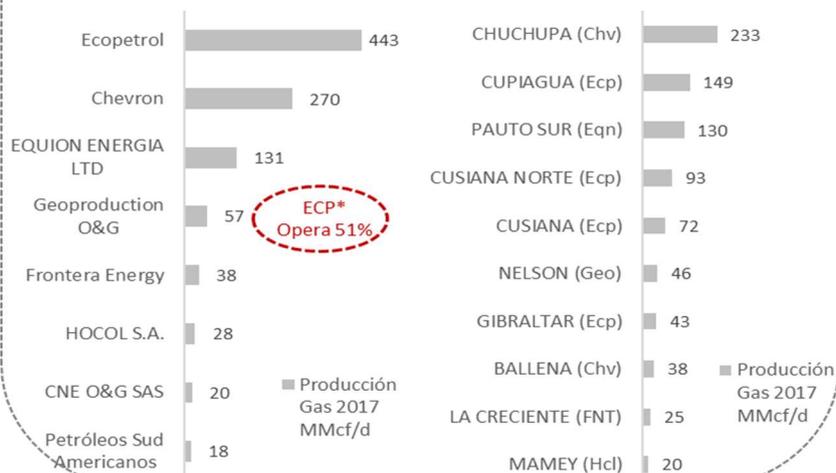
La producción de gas está liderada por Ecopetrol quien opera 443 MMcf/d que equivalen al 51% de la producción de gas. De las compañías privadas, Chevron es el mayor operador de gas con 270 MMcf/d que equivale al 26% de total de gas producido. Chevron opera el mayor campo de Gas offshore (en el mar), Chuchupa, ubicado en el mar al norte de la Guajira (Ecopetrol participa con el 53% de dicho campo). Dicho campo tiene una producción acumulada de más de 5 TCF a lo largo de más de 30 años.

⁸ Fuente: Elaboración propia en base a info de la ACP (Asociación Colombiana del Petróleo). Producción operada. ECP*: Incluye la producción operada de Ecopetrol, el 51% de Equion Energía y el 100% de Hocol.

Petróleo



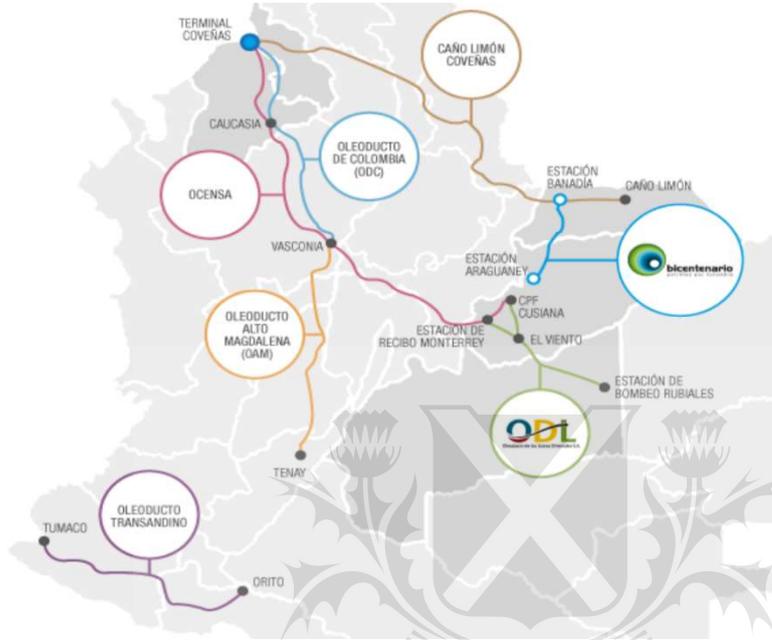
Gas



Fuente: Elaboración propia en base a info de la ACP (Asociación Colombiana del Petróleo).
 ECP*: Ecopetrol, más el 51% de Equion Energía y el 100% de Hocol.
 Producción: Operada

Transporte

En Colombia los crudos son transportados⁹ por oleoducto desde los Llanos hasta las refinерías y puertos de exportación en Coveñas y Cartagena. El crudo producido en el Putumayo es transportado hacia el puerto de Tumaco en donde es exportado.



En Colombia se exporta el 60% de la producción de crudo y el resto se refina en Barrancabermeja y Cartagena principalmente. El puerto principal de exportación es Coveñas por donde se exporta el 75% del crudo total exportado. El resto se exporta a través de los puertos en Cartagena, Tumaco, Barranquilla

y Buenaventura. En el puerto de Pozos Colorados (Santa Marta) se importan ciertos refinados como naftas y gasolinas.

En Colombia el porcentaje de crudo pesado es significativo, en la actualidad los crudos pesados superan el 50% del total de la producción y están principalmente ubicados en la cuenca de los Llanos Orientales en donde la densidad API del crudo oscila entre 9° y 19°. Esta cuenca produce el 75% del total del petróleo producido en Colombia.

Tipo de Crudo	API
Condensado	Mayor a 42
Liviano	30 - 42
Mediano	22 - 30
Pesado	10 - 22
Extrapesado	Menor a 10

Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S es la compañía estatal creada en 2012 para reemplazar a Ecopetrol en la operación de los oleoductos propiedad del Estado, la misma es 100% subsidiaria de Ecopetrol. A continuación, se destacan los principales oleoductos de Colombia operados por Cenit-Ecopetrol y el resto de los oleoductos privados.

⁹ La información de la sección de transporte se basa en el reporte de Delvasto & Echeverría (2017), "D&E Crudos MME 481 2017".



Cenit opera una red de 15 oleoductos que cubre un total de 3.541 km, 21 estaciones y una capacidad de transporte de 1.184.000 bpd de crudo. El oleoducto más importante que opera es OCLC que tiene una longitud de 770 km y una capacidad de 220 kbpd con un diámetro que varía entre 18 y 24 pulgadas según el tramo. El oleoducto Transandino (“OTA”)

comienza en la Estación de Orito en el Putumayo y finaliza en el puerto de Tumaco al sur del país, tiene una longitud de 307km y capacidad de 50 kbpd. Al puerto de Tumaco llega el oleoducto Transandino que transporta crudo desde la cuenca Oriente de Ecuador por un trayecto de más de 300km y capacidad de 20 kbpd. Ecopetrol opera oleoductos menores. Los requisitos de entrega de los oleoductos operados por CENIT, en cuanto a densidad, son generalmente API entre 18°- 50°.

El Oleoducto Central SA (“OCENSA”) transporta los crudos producidos en los Llanos Orientales desde Cupiagua hasta Coveñas. El oleoducto cuenta con una longitud de 830km y una capacidad entre 415kbpd y 590kbpd, dependiendo del tramo. En el año 2016 OCENSA transportó el 63% del petróleo de Colombia. El oleoducto transporta crudos medios (API superior a 21°), crudo pesado (superior a 18° y menor a 21°) y crudos extrapesados (API entre 16° y 18° API). La estructura accionaria está compuesta por: Cenit 72.65%, Fideicomiso (Alianza) 22.35%, Banco de Bogotá 4.99% y otros. Las tarifas actuales por segmento de OCENSA son: Seg 0 US\$/bbl 0.5, Seg 1 US\$/bbl 0.5, Seg 2 US\$/bbl 3.4, Seg 3 US\$/bbl 3.0. El costo total es de 7.4 US\$/bbl.

OCENSA



OCENSA transportó el 63% del petróleo de Colombia. El oleoducto transporta crudos medios (API superior a 21°), crudo pesado (superior a 18° y menor a 21°) y crudos extrapesados (API entre 16° y 18° API). La estructura accionaria está compuesta por: Cenit 72.65%, Fideicomiso (Alianza) 22.35%, Banco de Bogotá 4.99% y otros. Las tarifas actuales por segmento de OCENSA son: Seg 0 US\$/bbl 0.5, Seg 1 US\$/bbl 0.5, Seg 2 US\$/bbl 3.4, Seg 3 US\$/bbl 3.0. El costo total es de 7.4 US\$/bbl.

El costo total es de 7.4 US\$/bbl.



El oleoducto de los Llanos Orientales S.A (“ODL”) transporta los crudos producidos en el Campo Rubiales hasta las estaciones de Monterrey y Cusiana donde se conecta con el oleoducto OCENSA. El ODL cuenta con una longitud de 235 km, capacidad de 340 kbpd. Los accionistas son Cenit en un 65% y Pacific Midstream Ltd (Frontera) en un 35%. Los

requisitos de entrega de ODL, en cuanto a densidad y azufre, son API entre 16°- 50° y azufre < 2%. **Las tarifas actuales del oleoducto son: US\$/bbl 4.3 para todo el trayecto, US\$/bbl 2.1 para el tramo Rubiales-Palmeras, US\$/bbl 0.9 para el tramo Palmeras-Jaguey y US\$/bbl 1.3 para el tramo Jaguey – Monterrey/Cusiana.**



El oleoducto de Colombia S.A (“ODC”) tiene una longitud de 483km y una capacidad de transporte de 236kbpd. En el año 2016 el oleoducto transportó en promedio 211kbpd. Los accionistas principales son; **Cenit 43.85%, Hocol, 21.72%, Emerald Energy 9.55%** y otros. **La tarifa vigente para todo el tramo es de US\$/bbl 1.8.**



El oleoducto Bicentenario S.A (“OBC”) fue construido para evacuar los crudos producidos en los Llanos Orientales hasta la Estación de Banadía en donde ingresa al sistema OCLC. El plan original contemplaba un oleoducto más extenso de más de 1.000km y capacidad de 450kbpd que se construiría en 3 Fases. La Fase 1 es el oleoducto actual que posee una longitud de 226km y capacidad de 240kbpd. En

Araguaneý se reciben crudos extrapesados de hasta 8° API que son mezclados con crudos livianos para lograr un crudo mezcla de 24.5° API¹⁰. Estos crudos mezcla son transportados luego hasta Banadía donde salen a Coveñas por OCLC. **Los accionistas son Cenit y Hocol en un 55.97%, Frontera 43% y otros.** En los últimos 4 años el oleoducto estuvo operativo solamente el 50% de sus días. Los requisitos de entrega de son API entre 24° - 50°. **La tarifa vigente de OBC es de US\$/bbl 6.6.**



El oleoducto del Alto Magdalena (“OAM”) es operado por Hocol (Grupo Ecopetrol) y cubre el trayecto desde la Estación de Tenay hasta Vasconia, posee una longitud de **391km y capacidad de 103kbpd**. Los requisitos de entrega de OAM, en cuanto a densidad, son API entre 18°- 50°. De acuerdo a datos del operador, **la tarifa vigente para el tramo de Tenay a Vasconia es de 2.75 US\$/bbl.**

¹⁰ La alternativa a la mezcla de crudos es utilizar diluyentes para hacer el crudo extrapesado apto para transporte por oleoducto.



Colombia posee una red de gasoductos por el cual se transporta el **gas producido en la Guajira y otros campos hacia las principales ciudades del país**. El gas producido en la Guajira es transportado a través de dos gasoductos; Centragas y Atlántico. El gasoducto **Centragas comienza en la Estación de Ballena (Guajira) y se extiende hasta la Refinería de Barrancabermeja a través de 673km de longitud con una capacidad de transporte de 340 MMcf/d**. Desde Ballenas también sale el gasoducto Atlántico cuyo destino es la ciudad de Cartagena, el mismo posee una longitud de 575km y capacidad de transporte de 260 MMcf/d. El operador de ambos gasoductos es Promigas. **Desde**

Barrancabermeja hasta Bogotá el gas es transportado a través del oleoducto Centro Oriente el cual es operado por Ecopetrol y posee una distancia de 779km con una capacidad de transporte de 100MMcf/d.

PRINCIPALES GASODUCTOS DE COLOMBIA					
Oleoducto	Operador	Estación Inical	Estación Final	Cap (MMcfd)	Long (Km)
Centro Oriente	ECP	Barrancabermeja	Bogota	100	779
Centragas	Promigas	Ballena	Barrancabermeja	340	673
Costa Atlantico	Promigas	Ballena	Cartagena	260	575
Occidente	TransCanada	Mariquita	Cali	250	344

Fuente: Elaboración propia en base a Info de Ecopetrol y WoodMac.

Refinerías

Ecopetrol mantiene el monopolio de la refinación de hidrocarburos. Actualmente se refinan 370.000 bpd¹¹ de crudo a través de dos refinerías, Barrancabermeja y Cartagena. Entre ambas se refina el 98% del crudo colombiano.



El Complejo Industrial Barrancabermeja (“CIB”) se extiende en un área de 254 hectáreas y genera el 75% de los combustibles que consume el país. En el año 2016 el índice de conversión de cada barril de petróleo en combustible fue de 75%. El CIB representa una parte importante de los ingresos de Ecopetrol, en los años de precios de crudo bajo los ingresos del CIB llegaron a representar el 25% del total.

En CIB se refinaron 215 kbpd de crudo en 2017, 58% del total refinado en dicho año. La refinería operó en un 86% de su capacidad de refinación de 250 kbpd. En CIB se produce gas licuado, gasolina común, gasolina para aviones (JetA1), diésel, queroseno, disolventes, lubricantes, parafinas, propilenos, asaltos, azufre. **Por normativa, se deben consumir combustibles mezclados con biocombustibles (etanol 8% - 10%).**

La refinería de **Cartagena tiene una capacidad para refinar 165.000 kbpd, en 2017 operó al 89% de su capacidad refinando 147 kbpd de crudo (40% de total refinado).**

¹¹ La información de la sección se basa en el reporte de “cadena de petróleo” publicado por el Ministerio de Minas de Colombia. El gráfico fue obtenido de la página web de Ecopetrol.

Existen otras tres refinерías de menor escala como Apiay (capacidad de 2.5kbpd), Orito (capacidad 2.8 kbpd) y Hidrocasanare (capacidad 10kbpd).

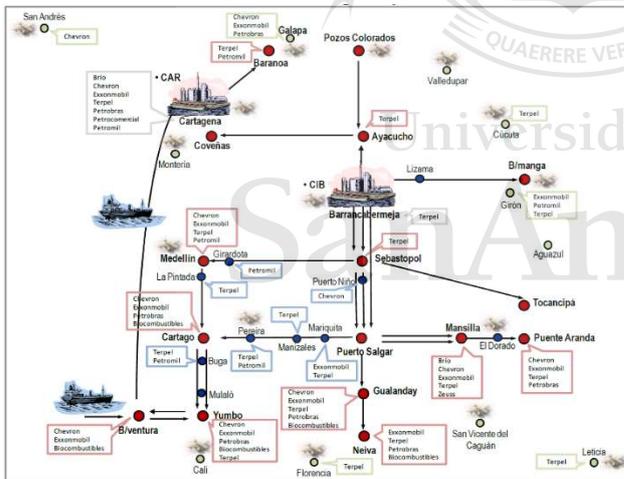
Distribución y Consumo

En el año **2014 las ventas de combustibles totalizaron 273 kbpd** y se distribuyeron de la siguiente manera: **Diesel Mezclado (ACPM¹²) 134 kbpd (50%), Gasolina 94 kbpd (34%), JET A1 25 kbpd (9%) y GLP 15 kbpd (5%)**. En Colombia la gasolina sea mezcla con etanol y el ACPM con biodiesel.

En cuanto al ACPM consumido en 2014, Bogotá consumió el 14%, Antioquia (Medellín) 14%, Valle del Cauca (Cali) 10%, Cundinamarca (Bogotá) 10%, Santander (Bucaramanga) 5%, entre otros departamentos y ciudades.

En relación con la gasolina consumida en 2014, Bogotá consumió el 22%, Antioquia (Medellín) 15%, Valle del Cauca (Cali) 11%, Cundinamarca (Bogotá) 7%, Santander (Bucaramanga) 5%, entre otros departamentos y ciudades. El consumo del JET A1 se realiza mayormente en Bogotá (70%) y en la costa atlántica (14%). El resto se reparte en los distintos aeropuertos del país.

Los **precios en dólares de la gasolina y diésel son de 0.87 y 0.80 por litro respectivamente en Abril 2018**.



Fuente: ECOPETROL S.A.

Colombia cuenta una red de **54 plantas de almacenamiento**, de las cuales **34 se encuentran interconectadas a poliductos y 20 cuyo abastecimiento se efectúa mediante camiones (carro tanque)**. La capacidad de almacenamiento es de más de 1.5 MM BBL. Por intermedio de estas plantas de almacenamiento, las estaciones de servicio y grandes consumidores son abastecidos combustibles.

Venta Gasolina		Venta Diesel (ACPM)	
Terpel (Copec)	37%	Terpel (Copec)	38%
Exxon Mobile	26%	Exxon Mobile	25%
Chevrontexaco	15%	Biomax	12%
Biomax	10%	Chevrontexaco	10%
Petrobras	4%	Petrobras	3%
Otros	9%	Otros	12%
TOTAL	100%	TOTAL	100%

En 2012 existían más de **4.500 estaciones de servicio** que vendía 166.000 litros de combustibles por mes. La distribución está dominada por tres empresas que dominan el 80% de la venta de gasolina y ACPM. **Terpel es controlada por la chilena COPEC (56%)**.

¹² Aceite Combustible Para Motor.

4. Parex Resources Inc - Presentación de compañía

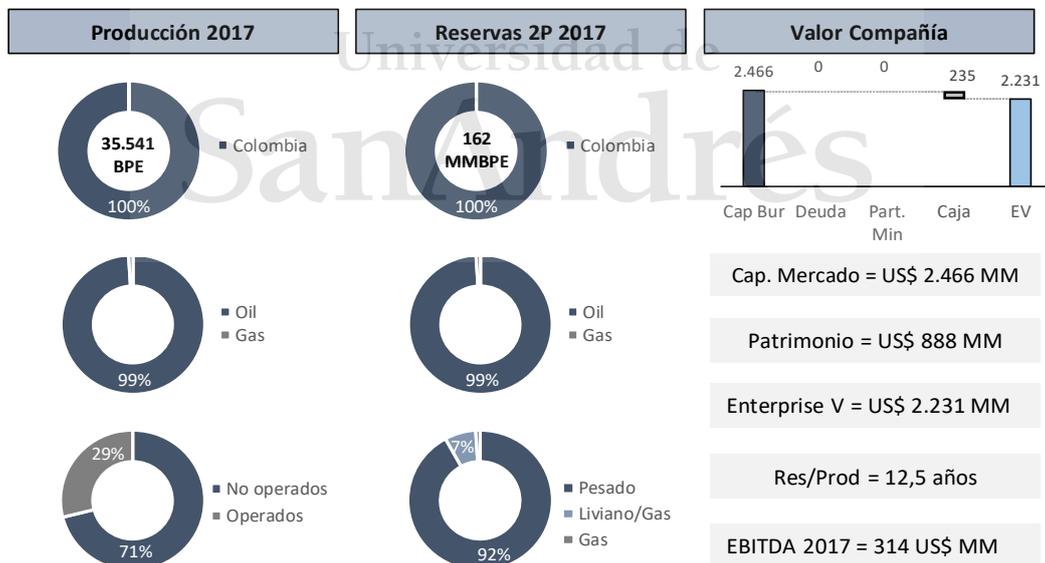
Parex Resources Inc (“Parex”) es una compañía de Exploración y Producción de hidrocarburos **listada en la bolsa de Toronto con activos exclusivamente en Colombia.**

Parex fue creada en 2009 como parte de la venta de Petroandina a Pluspetrol. En la transacción, Petroandina (compañía canadiense con activos productivos en Argentina) vendió el 100% de la sociedad a Pluspetrol excepto por ciertos activos exploratorios en Colombia (LL-16, LL-20, LL-29 y LL-30) y Trinidad y Tobago.

Estos **activos exploratorios fueron separados previo a la venta y cedidos a la nueva compañía Parex**, que sería gestionada por el mismo equipo que dirigía las operaciones de Petroandina. Parex comienza como una **petrolera de upstream pequeña con US\$ 100 MM de caja y US\$ 29 MM de activos** (valor contable de los activos exploratorios).

Luego de nueve años Parex es el tercer mayor productor de petróleo en Colombia con una **producción promedio de 35.541 bpe/d¹³ y reservas 2P de 162 MM Bpe** (Barriles de petróleo equivalente). En dicho período, Parex se transformó en una compañía con un **Enterprise Value¹⁴ de US\$ 2.2 Bn y un EBITDA 2017 de US\$ 314 MM¹⁵.**

Parex produce **petróleo pesado en la cuenca de los Llanos Orientales y el 71% de su producción proviene del campo Llanos-34, operado por Geopark.**

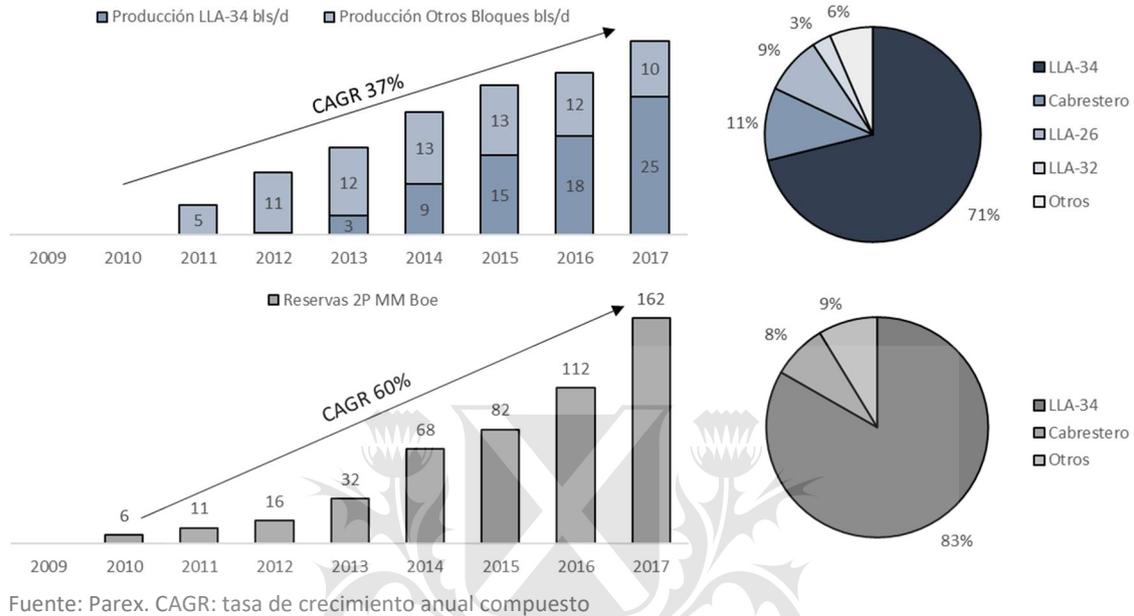


¹³ La información de ésta sección se basa en info publicada por Parex (estados financieros, presentaciones, etc).

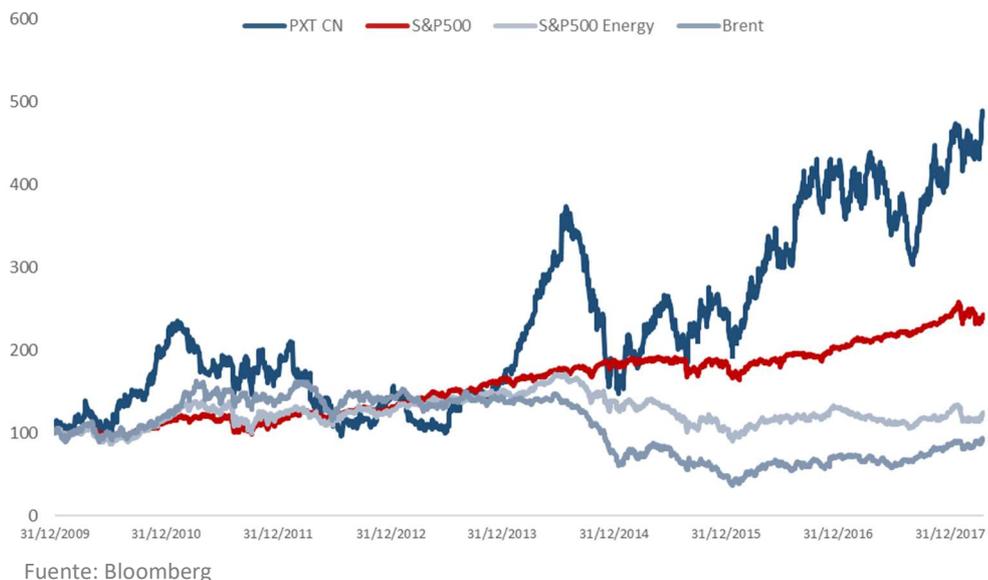
¹⁴ Enterprise value = capitalización bursátil + deuda + intereses minoritarios – caja. De acuerdo con el precio de la acción de Parex y tipo de cambio CAD/USD al 13 de abril 2018. La caja y deuda fueron obtenidas de los últimos EEEF disponibles al 13/04/2018 (4Q 2017).

¹⁵ EBITDA: Utilidad operativa previo al pago de intereses, impuestos y sin considerad depreciaciones y amortizaciones.

La producción y las reservas de Parex han crecido de forma continua. Parex ha demostrado tener gran capacidad para desarrollar nuevas reservas, a diciembre 2016 las reservas 2P habían sido descubiertos, desarrollados o adquiridos (“FD&A” en inglés) a 3.1 dólares por bpe. De acuerdo con Fitch, en 2011 el FD&A promedio de la industria de E&P en Estados Unidos fue de 18.5 dólares por boe.

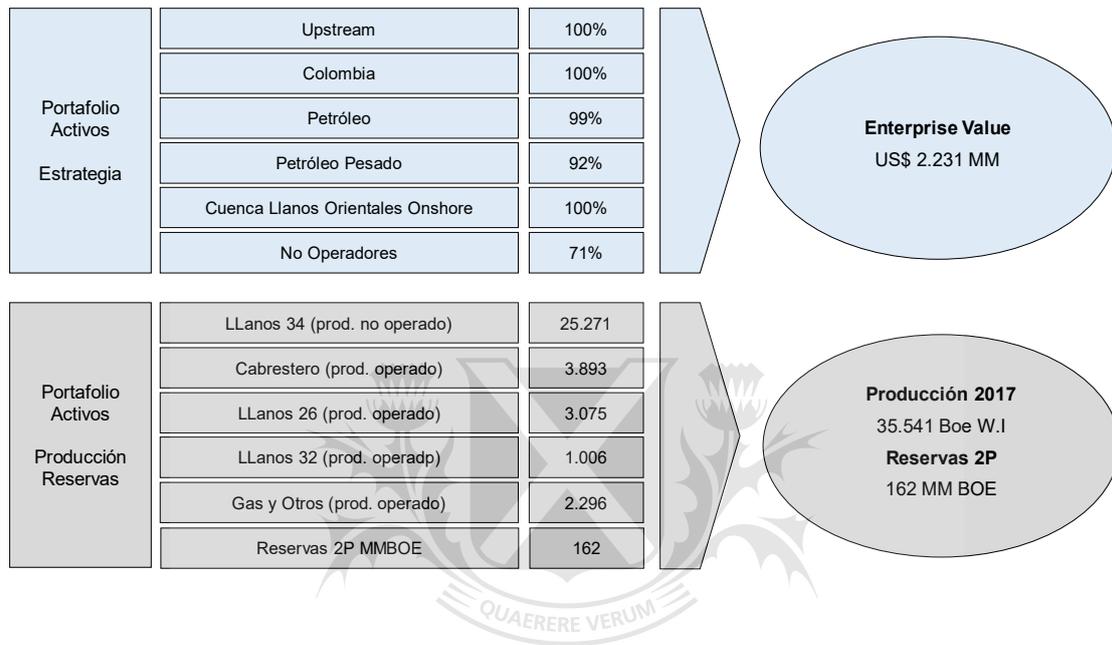


En los últimos años Parex ha tenido un crecimiento significativo, tanto a nivel de producción y reservas como a nivel de capitalización de mercado. El crecimiento del precio de la acción de Parex ha superado al mercado (S&P500) y los índices energéticos (S&P500 Energía y Brent). Entre 2009-2017, la acción de Parex incrementó su valor en más de cuatro veces.

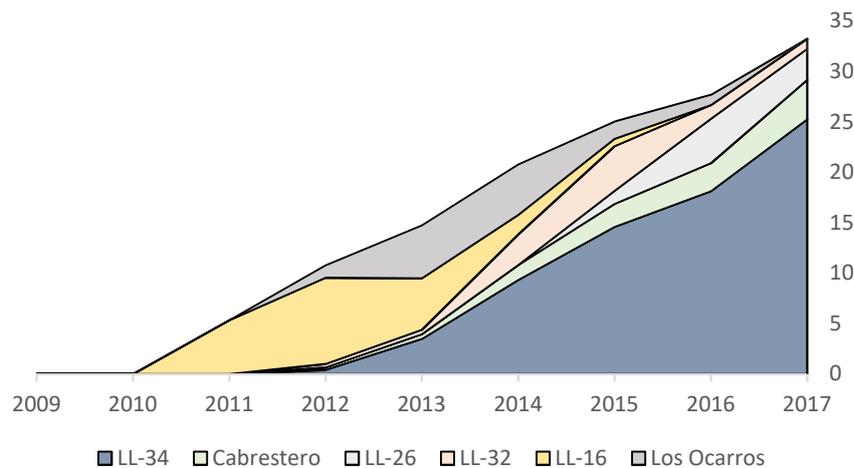


4.1 Parex Resources Inc – Portafolio de Activos

Parex ha desarrollado en nueve años un **portafolios de activos que el mercado valúa en un Enterprise value¹⁶ de US\$ 2.231 MM**. A continuación, se muestran las características de los activos productivos actuales.



Llanos – 34 es un campo de crudo pesado convencional operado por Geopark (45% WI¹⁷), el campo explica el crecimiento en la producción de Parex. En el año 2010 Parex producía 10.000 bped mientras que en el 2017 se producen 10.000 bped sin tener en cuenta a Llanos-34.

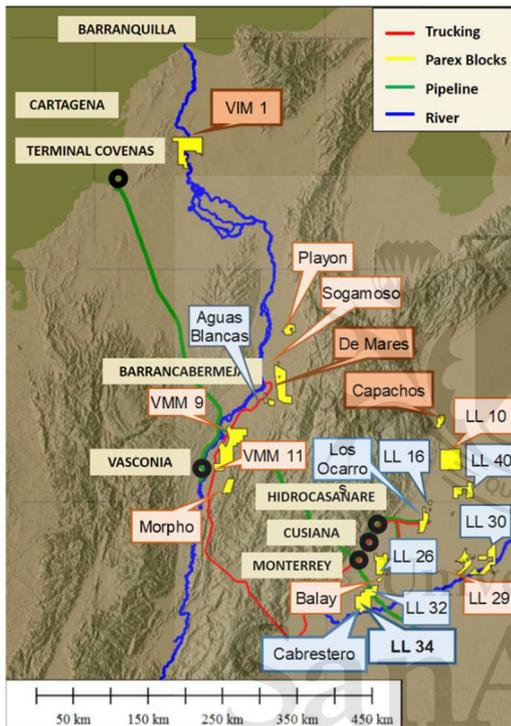


¹⁶ De acuerdo con el precio de la acción de Parex y tipo de cambio CAD/USD al 13 de abril 2018. La caja y deuda fueron obtenidas de los últimos EEFf disponibles al 13/04/2018 (4Q 2017).

¹⁷ Working Interest en inglés (participación en un lote)

En la actualidad Parex cuenta con **20** concesiones en Colombia, de las cuales tiene producción en 9 de ellas. El portafolio productivo de Parex está basado en la cuenca de los Llanos Orientales donde produce crudo convencional pesado. El portafolio exploratorio está basado en las cuencas de Magdalena Medio y Bajo, como así también en los Llanos.

El gas que produce la compañía se produce en el bloque LL-32, al 2017 el campo tuvo una producción de 1.9 MMcf/d al W.I de Parex (~340 bpe/d). Adicionalmente dicho campo produce cerca de 1.000 bpd de petróleo liviano.



Bloque	Cuenca	Oper.	Prod.	Res. 2P	W.I	Socio
Activos en producción						
Llanos 34	Llanos	No	25.271	135	55%	Geopark
Cabrestero	Llanos	Si	3.838	13	100%	-
Llanos 26	Llanos	Si	3.075		100%	-
Llanos 32	Llanos	Si	1.335		87,5%	Geopark
Los Ocarros	Llanos	Si	856		100%	-
Llanos 30	Llanos	Si	603	14	100%	-
Llanos 40	Llanos	Si	452		100%	-
Llanos 16	Llanos	Si	74		100%	-
Aguas Blancas	M. Magd	Si	37		50%	Ecopetrol
Activos exploratorios con actividad						
Capachos	Llanos	Si			50%	Ecopetrol
VIM-1	L. Magd	Si			100%	-
De Mares	M. Magd	Si			50%	Ecopetrol
Playon	M. Magd	Si			50%	Ecopetrol
VMM-9	M. Magd	Si			100%	-
VMM-11	M. Magd	Si			100%	-
Llanos 10	Llanos	Si			50%	G. Tierra
Activos exploratorios sin actividad						
Llanos 29	Llanos	Si			100%	-
Balay	Llanos	No			10%	Perenco
Morpho	M. Magd	Si			100%	-
Sogamoso	M. Magd	Si			100%	-

El 60% del crudo producido por Parex se exporta a través de la terminal en Coveñas. El crudo se transporta por carro tanques hasta la estación de Arguaney donde se conecta con el oleoducto Bicentenario. Cuando éste no está disponible el crudo se transporta hasta las Estaciones de Cusiana y Monterrey para conectar con OCENSA. El 35% del crudo se vende a Trafigura y es transportado por carro tanques hasta el Rio Magdalena donde luego se transporta a través de barcazas. El restante 5% se envía a la refinería de Casanare.

Parex ha gestionado el portafolio de bloques exploratorios de forma muy activa. En marzo 2012 adquirió el 50% del WI de Cabrestero por un monto total de US\$12.5 millones.

En 2013 se adquiere el 80% de LL-26 a cambio de US\$ 1 millón y el pago del 100% de los costos del primer pozo exploratorio. Luego en 2014 adquiere el 20% remanente por

US\$ 5 millones. En 2013 se adquiere el 60% del bloque VMM-11 a cambio de asumir el 100% del costo del primer pozo exploratorio y 20 km² de sísmica 3D.

En 2014 Parex adquiere el **50% del bloque y operación de Capachos** a cambio de **pagar el 100% del costo de dos pozos exploratorios.**

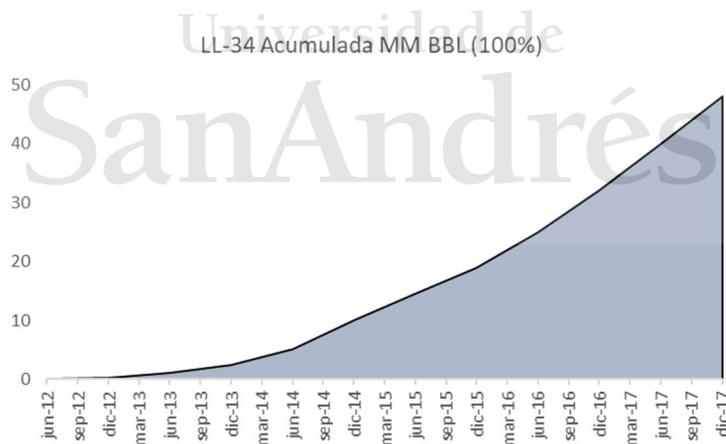
En las rondas 2014 Parex fue adjudicado con el 100% de los bloques VMM-9 y VMM-1. Los compromisos de exploración en ambos son de US\$ 89 MM y US\$ 23 MM.

A finales de **2015 Parex adquirió el 50% del bloque y la operación de Aguas Blancas (petróleo liviano). A cambio Parex se comprometió a una inversión de US\$61 millones y 10% de Carry (Parex asume el 10% de los costos de Ecopetrol) de los capex futuros.**

El 50% de Playón y De Mares fueron adquiridos en 2016 a Ecopetrol a cambio de la realización de un work over (trabajos de mantenimiento en un pozo) estimado en US\$ 3 millones y el 100% de un pozo exploratorio. En Playón Parex asumió el 100% de un pozo exploratorio que costaría US\$7 millones.

4.2 Llanos 34

Parex adquirió el 45% del bloque LL-34 a través de la compra del 100% de las acciones de Ramshorn en abril de 2012. Hasta dicha fecha, era un bloque exploratorio en el cual se estaban perforando 2 pozos exploratorios por parte del operador Winchester Oil & Gas.



En el año 2012 Geopark **adquiere la operación de dicho bloque adquiriendo el 45% de participación de Winchester Oil & Gas.** En los años siguientes Geopark realiza sucesivos descubrimientos significativos en el área certificando reservas 2P por 196 millones de barriles a diciembre 2017¹⁸. La producción comenzó en el año 2013 y **en la actualidad**

¹⁸ Según reporte de reservas de DeGolyer and MacNaughton Corp, auditores independientes de reservas de Geopark, al 100%.

produce 56.158 bpd al 100%. Los FD&A de Geopark en el bloque LL-34 fueron de 2.8 US\$/bpe. Geopark adquirió la operación y 45% del activo por US\$ 30 MM.

En el bloque fueron descubiertos varios campos (Jacana, Tigana, Tigana Norte, Tigana Sur, Tua). La mayoría son crudos pesados de 15° API promedio y el reservorio tiene una profundidad promedio de 3.185 metros. Recientemente tres pozos exploratorios habrían probado la existencia de crudo liviano de 31° API en el campo Chacalaca.

Para el 2018 Geopark estima realizar 20 nuevos pozos e inversiones por US\$ 90 MM en 2018. Durante el 1Q 2018 la producción en Llanos 34 ha sido de 58.000 bpd (incremento del 26% respecto a 2017). El incremento en la producción se debió principalmente a tres nuevos pozos.

4.3 Adquisiciones Relevantes

A lo largo del tiempo Parex realizó tres adquisiciones significativas; a) En 2011 adquiere el 100% de las acciones de Remora Energy Colombia, b) en 2012 adquiere el 100% de Ramshorn y c) en 2013 adquiere el 100% de Verano.

			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
Remora 100% 2011	- 50% LL16 - 50% LL20 - 50% LL29 - 50% LL30	Producción kbl/d	2,7	4,3	2,8	1,4	0,7	0,5	-	
		Monto (US\$ MM)	US\$ 255 MM, pagados en acciones y deuda convertible.							
		Netback (US\$ MM)	68	115	65	24	6	4		
Ramshorn 100% 2012	- 45% LL34 - 30% LL32 - 50% LL40 - 40% LL17 - 50% Morpho	Producción kbl/d		0,8	4,0	9,2	15,4	16	21	
		Monto (US\$ MM)	US\$ 71,8 MM, pagados en efectivo.							
		Netback (US\$ MM)		90	92	158	214	105	230	
Verano 100% 2014	- 10% LL34 - 40% LL32 - 23% LL17	Producción kbl/d				1,7	5,2	4,1	5,2	
		Monto (US\$ MM)	US\$ 186,2 MM, 1/3 efectivo y 2/3 acciones.							
		Netback (US\$ MM)				29	42	9	57	

La adquisición de Ramshorn explica la mayor parte del crecimiento de la compañía ya que con dicha adquisición se adquiere el 45% de Llanos-34. El costo de dicha adquisición fue de US\$ 72 MM y hasta el año 2017 los activos de Ramshorn produjeron 18.6 millones de barriles, que valuados al netback (la ganancia de un barril luego del pago de los costos de producción, transporte y regalías) de cada año da una ganancia de US\$ 900 MM. Las adquisiciones de Ramshorn y Verano representan el 72% de la producción actual de Parex.

4.4 Análisis de Indicadores Financieros

En 2017 el EBITDA de Parex fue de US\$ 316 MM, lo que representó un crecimiento de 104%. Para dicho año el margen de EBITDA fue de 48%. En 2018 el EBITDA de Parex crecería un 58% a US\$ 499 MM. El crecimiento se explicaría principalmente por la suba de la producción y el incremento del precio del crudo.

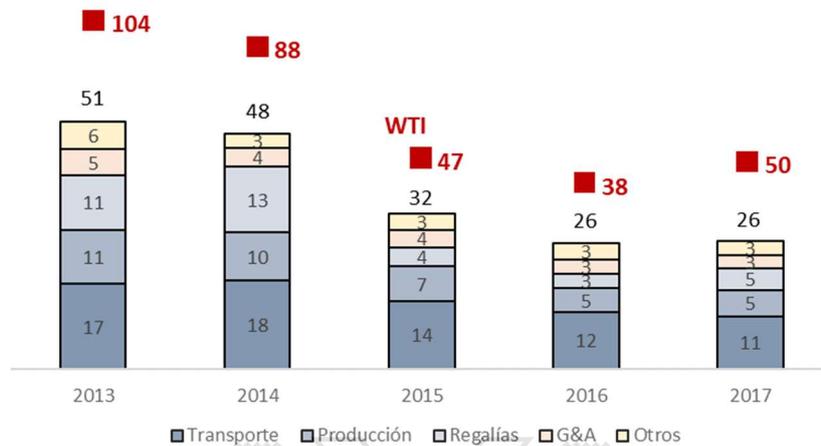
EBITDA							
US\$ MM	2013	2014	2015	2016	2017		2018E
Brent	109	100	54	45	55	2018 YTD Avg	68
Precio realizado	104	88	47	38	50	Promedio históricos, \$6	62
Variación (%)		(15%)	(47%)	(20%)	33%		23%
Producción (Kbpe/d)	17	23	31	31	36	Company est.	42
Variación (%)		40%	31%	1%	16%		17%
Ventas	637	752	521	445	659	P x Q	944
Variación (%)		18%	(31%)	(15%)	48%		43%
Costo de transporte	(106)	(155)	(155)	(131)	(141)	4Q17 10.52 \$/Boe	(177)
Costo de producción	(68)	(85)	(81)	(55)	(70)	2017 Var P y CP	(85)
Regalías	(69)	(115)	(42)	(35)	(59)	Promedio 3 ult. años, 9%	(85)
G&A	(32)	(34)	(41)	(32)	(34)	Promedio 3 ult. años, 3 \$/boe	(46)
Otros	(35)	(23)	(36)	(37)	(38)	Promedio 3 ult. años, 3.2 \$/boe	(51)
Costos Totales	(310)	(412)	(356)	(290)	(343)		(444)
Variación (%)		33%	(14%)	(18%)	18%		30%
EBITDA	327	340	165	155	316		499
EBITDA Margén (%)	51%	45%	32%	35%	48%		53%
Variación (%)		4%	(51%)	(6%)	104%		58%
Inflación	2,0%	3,7%	6,9%	5,8%	4,1%	WEO Apr 18	3,4%
Tipo de Cambio (+Dev/-Apr)	9%	24%	32%	(5%)	(1%)	Var Anualizada 2018 YTD	(16%)
Inflación en dólares							19,7%

Del análisis financiero se destaca la capacidad de Parex de generar un EBITDA positivo, incluso ante un escenario de precios de venta tan adverso como en 2015 y 2016. Por otra parte, si comparamos el precio de venta con el EBITDA se puede observar cierto apalancamiento operativo. El precio de venta realizado en 2017 se incrementó un 33%, los costos operativos se incrementan un 18% mientras que el EBITDA se incrementó más de un 100%.

El principal costo de Parex está asociado a los costos de transporte. Parex tiene un costo de transporte de más de 10 dólares por barril, el mismo incluye el costo de transporte del crudo en camiones desde los yacimientos hasta la estación de Aranguaney y los posteriores costos de transporte de los oleoductos.

Los costos de Parex están mayormente nominados en moneda local. De acuerdo con los estados financieros; 80% costos de producción en COPS, 50% costos de transporte en COPS, 100% G&A en COPS. Para el concepto "Otros" se asumió costos en moneda local de 20%.

Los costos de transporte se han reducido recientemente debido a la caída en el precio del combustible, principal insumo de los carro tanque que transportan el crudo desde los campos hasta la estación de Aranguaney (oleoducto bicentenario).



La caída en las regalías pagadas por barril obedece a la caída del precio de venta, ello conlleva a que se reduzca el porcentaje pagado por barril del “High Price Royalties”.

Por otra parte, la caída en los costos de producción se explica por la fuerte devaluación del peso colombiano que hizo disminuir los costos en dólares (90% de los costos de producción están nominados en pesos). Entre noviembre 2014 y diciembre 2015 el peso se devaluó más de 50%.

5. Valuación por EV/EBITDAX

Una metodología frecuentemente utilizada para estimar el valor de una compañía son los múltiplos de mercado (P/B, P/E, P/S). En la industria petrolera los múltiplos de valuación mayormente utilizados son el EV/EBITDAX y el EV/Reservas.

La metodología implica analizar los múltiplos de compañías similares en la industria y en base a dichos múltiplos y el EBITDAX representativo llegar a un valor estimado de la compañía.

En la industria petrolera se utiliza generalmente el EBITDAX para eliminar los efectos de los gastos de exploración que pueden distorsionar significativamente el EBITDA para fines comparativos.

Dependiendo del método contable adoptado (“Full Cost” o “Successful Effort”) los gastos exploratorios se activarán en su totalidad, independientemente del resultado exploratorio (Full Cost) o se contabilizará una pérdida inmediatamente en el estado de resultados por el gasto exploratorio que no tuvo éxito (Successful Effort).

Dado que gran parte de las compañías que operan en Colombia tienen sus casas matrices en distintos países con distintas normativas contables (Geopark U.S GAAP, Parex IFRS en Canadá) resulta necesario calcular el EBITDAX para fines comparativos.

Si analizamos los comparables en Colombia¹⁹ se observa que los peers cotizan en múltiplos muy similares entre ellos. En promedio, las compañías petroleras en Colombia cotizan a un múltiplo EV/EBITDA de 5.6x.

Si valuamos Parex con el EBITDAX 2018 de US\$ 499 millones y un múltiplo de 5.6x se llega a un Enterprise Value de US\$ 2.794MM. Este valor es un 25% más alto del valor de la compañía²⁰, sugiriendo que la misma podría estar subvaluada a dicha fecha.

Si estimamos el valor de Parex por los múltiplos que utiliza JPMorgan y Bank of America en sus reportes de industria, 4.2x y 6.8x, obtenemos un Enterprise Value de US\$ 2.097 – US\$ 3.395 millones.

Colombia Peers (US\$ MM)	Gran Tierra	Prod 35 Kboe/d	Oil 99%	Enterprise Value	1.277	▶	5.2x	
				EBITDAX	248			
	Frontera	Prod 71 kboe/d	Oil 92%	Enterprise Value	1.397	▶	5.2x	
				EBITDAX	268			
	Canacol	Prod 16 kboe/d	Gas 90%	Enterprise Value	838	▶	6.3x	
				EBITDAX	132			
	Geopark	Prod 30 kboe/d	Oil 80%	Enterprise Value	904	▶	5.1x	
				EBITDAX	176			
	Ecopetrol	Prod 715 kboe/d	Oil 86%	Enterprise Value	49.161	▶	6.0x	
				EBITDAX	8.261			
Colombia Peers EV/EBITDA Average							▶	5.6x
Parex	Enterprise Value Estimado US\$ MM					▶	2.794	
Bancos	JPMorgan	Emerging Markets E&P EV/EBITDAX Average			▶	4.2x		
	BOFA	Global E&P EV/EBITDAX Average			▶	6.8x		
Parex	Enterprise Value Estimado US\$ MM					▶	2.097 3.395	

Fuente: Elaboración propia en base a información pública obtenida de cada compañía.

19 Capitalización de mercado utilizado al 16/3/2018. Deuda Neta & intereses minoritarios en base al último EEFF disponible al 16/03/2018 (4Q2017). EBITDAX en base al último EEFF disponible. Información anual LTM (12 meses). JPM: "Latam O&G Companies" 30 April 2017 by Rodolfo Angele and Felipe Dos Santos. BOFA: "2016 set to be year of important change" 09 Dec 2015 by Frank McGann and Vicente Falanga. El 59% del Ebitda de Ecopetrol proviene del segmento E&P, el resto proviene principalmente de Transporte y en menor medida de Refinación.

²⁰ Al 13 de abril de 2018.

6. Valuación por EV/Reservas y EV/Producción

Una estimación de valor también utilizada en la industria petrolera es el valor de la compañía en relación con las reservas. **El mercado generalmente utiliza las reservas 2P (probadas + probables) para estimar dicho múltiplo.** En los modelos de valuación las reservas posibles generalmente no se consideran dada su baja probabilidad de recuperación.

Cuando observamos los múltiplos en función de las reservas lo primero que se observa es la **disparidad de los múltiplos.** Generalmente las diferencias en los múltiplos se explican debido a los costos de extracción, eficiencia del operador, tipos de contratos, calidad del crudo, proporción de crudo y gas (entre otros).

				1P	2P
Colombia Peers (MM BOE)	Gran Tierra	Reservas Netas	Enterprise Value	1.277	
			Probadas (1P)	61	21 US\$ BOE
			Probadas + Probables (2P)	112	11 US\$ BOE
	Frontera	Reservas Netas	Enterprise Value	1.397	12 US\$ BOE
			Probadas (1P)	117	8 US\$ BOE
			Probadas + Probables (2P)	171	
	Canacol	Reservas Netas	Enterprise Value	838	18 US\$ BOE
			Probadas (1P)	46	12 US\$ BOE
			Probadas + Probables (2P)	70	
	Geopark	Reservas Netas	Enterprise Value	904	9 US\$ BOE
			Probadas (1P)	97	6 US\$ BOE
			Probadas + Probables (2P)	159	
Colombia Peers EV/1P – EV/2P				15,3 US\$ BOE	9,3 US\$ BOE
Parex	2018 Enterprise Value US\$ MM	Probadas (1P)	96	1.468	
		Probadas + Probables (2P)	162	1.507	

Cuando comparamos la **valuación de Geopark contra la valuación de Canacol se aprecia claramente las diferencias en las cotizaciones.** A pesar que Geopark tiene más del doble de reservas probadas, ambas compañías tienen un Enterprise Value similar. Adicionalmente Canacol es una compañía de gas, las cuales generalmente cotizan con múltiplos menores a las compañías de petróleo.

Cuando valuamos Parex en función de sus reservas pareciera que el precio de la acción está sobrevalorado. Con el múltiplo de reservas 2P, el valor de la compañía ascendería a US\$2.231 MM, lo cual implicaría una sobrevaluación de 48%.

Los múltiplos que convalidan la cotización actual de la acción son más cercanos a los valores de Canacol y Gran Tierra.

Otra estimación de valor utilizada en la industria es el Enterprise Value sobre la producción diaria. De esta forma tenemos el valor que le asigna el mercado a cada barril producido diariamente.

Si utilizamos el múltiplo promedio de 29x y una producción diaria de 42 kbped para Parex (2018E), el valor de ésta estaría entorno a los US\$ 1.160 millones. Este valor estaría indicando que la compañía estaría sobrevaluada en US\$ 1.169 millones de acuerdo con el múltiplo EV/Producción.

Colombia Peers (US\$ MM)	Gran Tierra	Prod Kboe/d	Oil 99%	Enterprise Value	1.277	▶	36x	
				Producción	35			
	Frontera	Prod kboe/d	Oil 92%	Enterprise Value	1,397	▶	20x	
				Producción	71			
	Geopark	Prod kboe/d	Oil 80%	Enterprise Value	904	▶	30x	
				Producción	30			
Colombia Peers EV/Producción Average						▶	29x	
Parex	2018 Parex Production 42.000 bpd. 2018 Enterprise Value =						▶	1.160

Resumiendo, cuando estimamos el valor de Parex por el múltiplo de EBITDA se puede convalidar la cotización actual de la acción. Sin embargo, cuando utilizamos los múltiplos de reservas y producción, el precio de la acción de Parex pareciera estar sobrevaluado en relación con los peers de la industria.

7. Valuación de Parex – Suma de Partes

La metodología de flujo de fondos descontados es el método de valuación mayormente utilizado en la industria. La metodología consiste en estimar los flujos de fondos futuros de la compañía y descontarlos a la tasa representativa del costo de capital de la compañía.

Las valuaciones por múltiplos son una forma alternativa de estimar rápidamente el valor de una compañía, pero la diversidad de compañías puede distorsionar los múltiplos (integradas vs no integradas, Crudo vs Gas, Independientes vs No Independientes, Offshore vs Onshore, Convencional vs No Convencional, etc). Generalmente son buenos indicadores preliminares del valor que luego deben ser confirmados en mayor detalle.

Para el activo productivo más relevante de Parex, **Llanos 34**, se estimó el valor a través de la metodología de flujo de fondos descontados mientras que para el resto de los activos productivos menores (“campos menores”) se estimó el valor a través de múltiplos de reservas.

Para los campos menores no se posee información pública en cuanto a la curva de producción futura, costos operativos, inversiones y demás. Adicionalmente los campos menores de Parex son de desarrollo incipiente (Cabrestero, LL-26, LL-32, Los Ocarro) en el cual gran parte de la producción futura dependerá del plan de desarrollo que ejecute el Operador.

Para los activos exploratorios no hay información pública disponible que estime los recursos contingentes. Sea porque no hay recursos contingentes o porque Parex ha decidido no divulgarlos, no se ha asignado valor a dicho portafolio de activos exploratorios dado la falta de información.²¹

En resumen, se realizará la valuación por metodología DCF (Flujo de fondos Descontados) para el activo principal y el resto de los campos menores se valuarán en función del ratio de reservas. Luego se realizarán ciertos ajustes para llegar al valor de la compañía.

Para la valuación principal de Parex se han identificado tres bloques de valor:

- 1) Valor de Llanos-34 según DCF
- 2) Valor de campos menores según múltiplos de Reservas
- 3) Otros ajustes: Caja/Deuda más otros ajustes.

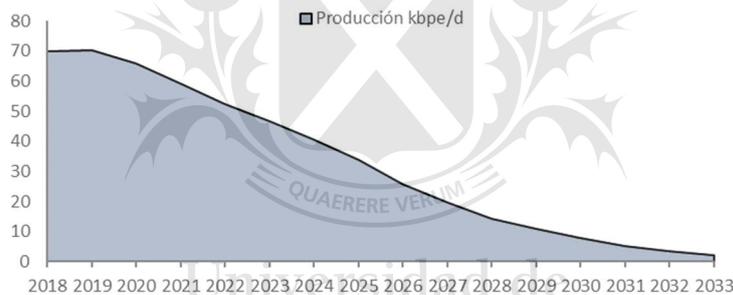
²¹ De existir información sobre recursos contingentes, típicamente lo que se realiza es aplicar un CoS de entre 10% - 20% (dependiendo del track record de la compañía) y luego se le asigna un \$/BOE estimado. De esta forma se llega a un valor estimado del portafolio exploratorio. Para no penalizar el valor de Parex no se incluyeron en la valuación los compromisos exploratorios.

7.1 Valuación de Llanos 34 según DCF

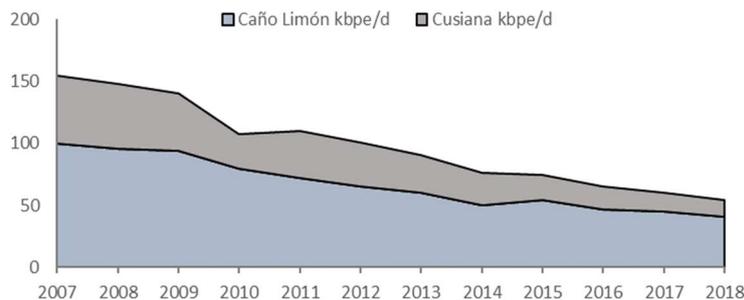
Para la modelización de Llanos 34 se estimaron las variables en base a información de mercado. La información del modelo se basó en; reportes de reservas de auditores independientes, estados financieros, presentaciones corporativas, annual forms, earnings reports, Woodmackenzie, bloomberg y otros reportes de Geopark y Parex.

Para la producción del modelo se utilizó la curva base de WoodMackenzie. Si observamos la misma la declinación de la producción pareciera seguir el modelo de curva armónica en el cual la velocidad de declinación es directamente proporcional al gasto realizado.

El modelo desarrolla las reservas 2P que provienen del reporte de auditores independientes de Geopark a diciembre 2017. Es decir, se utilizó la curva de declinación de Woodmackenzie para las reservas certificadas de Llanos 34. Los gráficos a continuación muestran el escenario de desarrollo de reservas 2P al 100% del activo.

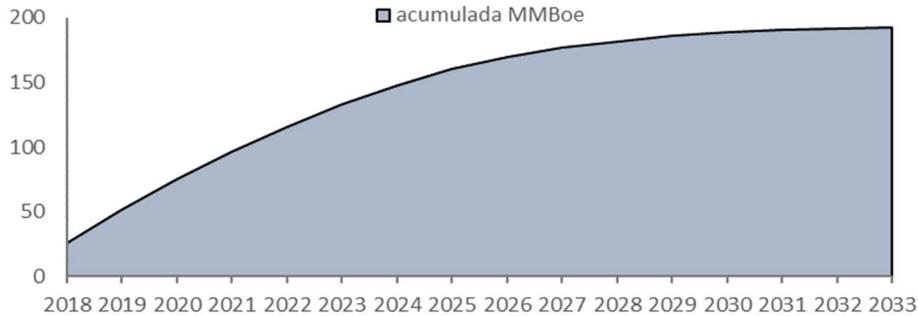


Si comparamos la declinación del modelo con la declinación histórica de campos similares en Colombia la misma es consistente. En diez años la producción de Caño Limón y Cusiana declinaron un 60% y 75% respectivamente mientras que en el modelo la curva de producción declina un 74% entre 2018-2028.



Las reservas 2P (193 MM Bpe) se producen en su totalidad y agotan en el año 2033 previo a la finalización de la concesión en el año 2038. Esto hace que se deban desembolsar los costos de abandono en el año 2033. Se debe tener presente que la

producción del campo ha crecido en promedio 30% anual en los últimos 3 años mientras que el modelo declina la producción desde el año 2019²².



El modelo comienza con 6.6 años de reservas remanentes que van decreciendo hasta agotarse la producción en el año 2033. El modelo de WM considera la curva básica de producción sin contemplar posibles recuperaciones secundarias o terciarias del activo que alarguen la producción.



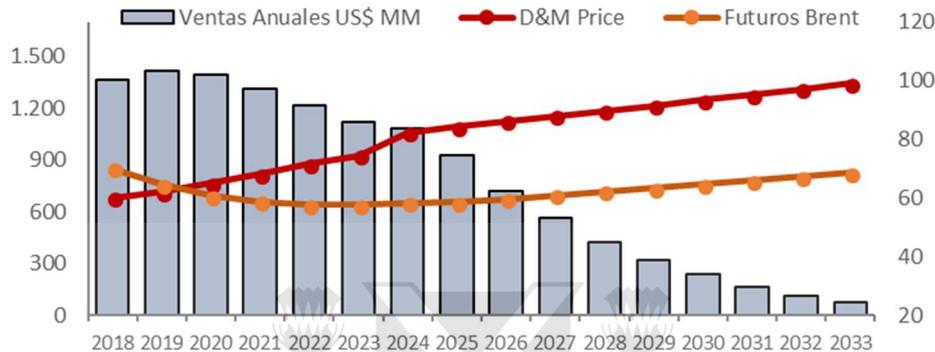
El precio de venta es una variable significativa en cualquier modelo de valuación de una compañía. Dado que en Colombia los precios del crudo están atados a marcadores internacionales, la variación de estos incide directamente en el flujo de caja de las compañías petroleras.

Parex utiliza en sus reportes de gestión el marcador BRENT para fines comparativos debido a que el precio de sus ventas sigue mayormente dicho marcador.

Parex produce mayormente un petróleo mezcla pesado, por tanto su precio de venta lleva un descuento frente al marcador BRENT. El descuento por calidad se estimó en 11% sobre BRENT en función del descuento histórico de Parex (últimos cinco años). Para el 2018 el descuento sería de 7.7 dólares por barril.

²² Si Geopark continuara realizando perforaciones exploratorias exitosas o aumentando la producción con mayores pozos de desarrollo, el modelo no capturaría dicho escenario. En el modelo se desarrollan las reservas comercializables actuales en función del plan de desarrollo estimado por Woodmackenzie, con ciertos ajustes En el anexo se presentan los supuestos y fuentes del modelo para cada variable.

La curva de precio BRENT se estimó en función de los precios que utiliza el auditor de reservas independientes de Geopark, DeGolyer & MacNaughton²³. Luego del año 2026 se asume precio flat, creciendo a la inflación del modelo de 2%²⁴. Si comparamos los precios utilizados en el modelo contra la curva de futuros de bloomberg para el BRENT, existe una diferencia entre ambas trayectorias de precios. Dicha diferencia está mitigada dado que para los primeros 5 años, donde se produce el 60% de las reservas, los precios son similares. En la sección de sensibilidades se cuantifica el efecto de la diferencia de precios en el valor del activo.



En los primeros años las ventas se mantienen mayormente constante dado que la declinación de la producción es moderada y es compensada parcialmente con la suba de precios. Luego del año 2024 la declinación de la producción es mayor, el precio crece a una tasa moderada (2% inflación), lo que resulta en una caída de las ventas.

Dada la modelización de la producción, los flujos más importantes suceden en los primeros años del modelo, lo que resalta la importancia de la estimación de la tasa de descuento.

Los costos del modelo se basaron en los costos históricos de la compañía. Todos los costos fueron ajustados por inflación anual estimada²⁵. El mayor costo de Parex está relacionado al transporte del crudo. Esta estructura de costos no es exclusiva de Parex, la misma es común con el resto de los operadores que producen crudo en los Llanos Orientales (Frontera 13.3 US\$/bpe).

El modelo asume un costo de transporte de 10.5 US\$/Bpe para el 2018, último dato disponible de Parex (4Q17). Para el 2019 los costos se reducen un 10% a 9.5 US\$/Bpe para contemplar la entrada en funcionamiento del oleoducto que unirá Llanos 34 con ODL.

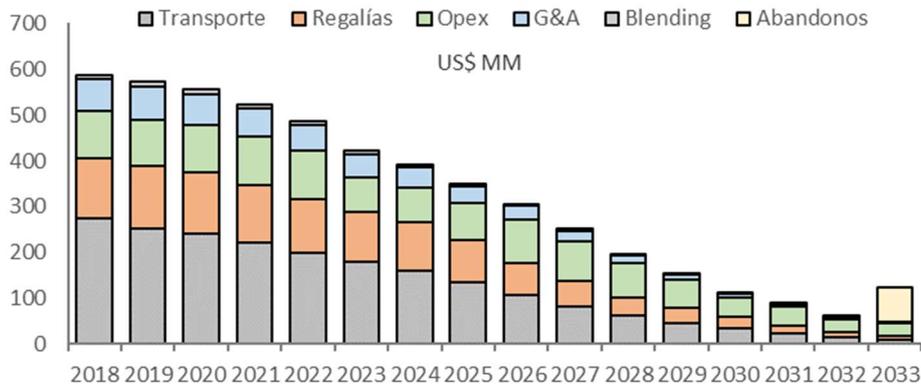
Según lo analizado en la sección de oleoductos, transportar un barril por oleoducto desde ODL hasta el puerto de Coveñas cuesta actualmente 8.2 US\$/Bpe. Dado esto, el

²³ La curva utilizada en el modelo difiere de la curva de futuros Brent ("Backwardation"), donde el precio futuros es menor al spot.

²⁴ El modelo considera inflación del 2% en dólares.

²⁵ El modelo no considera variaciones del tipo de cambio. En los últimos dos años las variaciones del tipo de cambio han sido moderadas.

costo de transporte por barril actual pareciera estar muy cerca del mínimo, lo que llevaría a frenar la tendencia decreciente que venían mostrando los mismos en años recientes. Dado que la mayoría de los costos están asociados al volumen producido, los costos totales acompañan la declinación de la producción.



Los opex (costos de producción) fueron modelados en base a WM, se ajustaron al alza dado que los mismos no eran consistentes con los costos históricos de Parex ni con la estimación brindada por Geopark para Llanos 34 al 2018.

De esta forma el valor original de WM de 2.7 dólares por barril se ajustó a 4.0 dólares por barril para 2018, lo cual es consistente con los costos históricos de Parex y la estimación de 4.0 dólares por barril realizada por Geopark para el año 2018 en LL-34. Los opex de Parex al 2017 fueron de 5.4 dólares por barril, muy por debajo de los opex del resto de los peers (Gran Tierra 8 \$/boe, Frontera 10 \$/boe, Geopark 7 \$/boe).

El resto de los costos son consistentes con los costos de la industria (G&A 2.6 \$/Bpe y regalías de 10%). Adicionalmente los costos por taponamiento de pozo se estimaron en función al valor de WM, 750.000 dólares por pozo lo que da un valor descontado de US\$68MM (US\$37MM al 55% del WI de Parex), monto consistente con la provisión de abandono que estima Parex en sus estados financieros para todos los activos, US\$43MM.

En el modelo se incorporó un costo de mezcla de crudos de 0.4 \$/Bpe que se deriva del costo de las compras de petróleo de Parex sobre los barriles producidos en 2017²⁶.

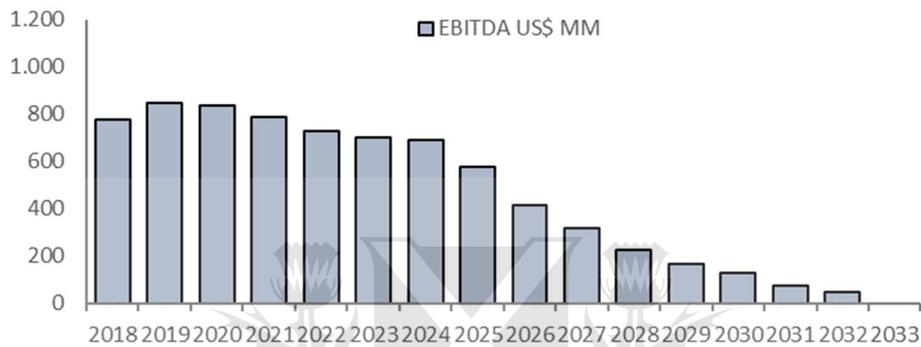
Los capex estimados del modelo se basan en WM e incluyen los costos de las instalaciones y los pozos de desarrollo a perforar. Adicionalmente se agregó el costo del oleoducto para conectar Llanos 34 con ODL, el monto estimado del mismo según información de Geopark es de US\$40MM.

²⁶ Woodmackenzie estima un costo de transporte de 17 US\$/BOE y un costo de Blending de 6 US\$/BOE. No se consideraron dichas estimaciones para el modelo dado que no serían consistentes con los costos históricos de Parex ni con las estimaciones 2018 brindadas por la compañía.

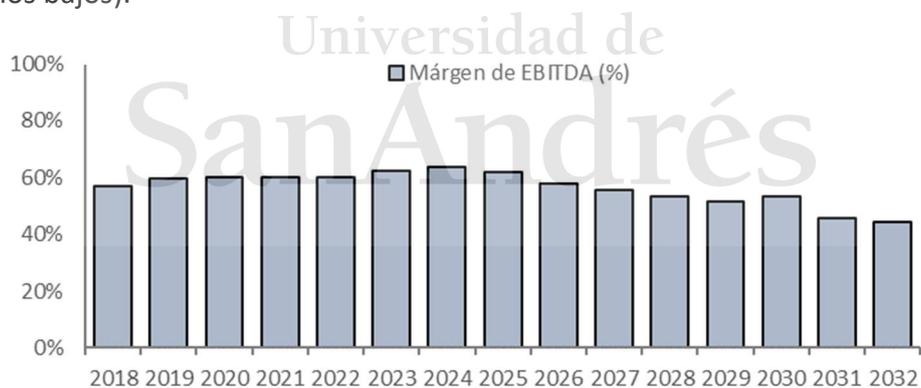
Para el 2018 el modelo estima capex de US\$140MM mientras que Geopark estima capex de US\$188MM. La mayor parte de la diferencia se explica por los pozos exploratorios que no son tenidos en cuenta en el modelo.

El NPV del EBITDA de Llanos 34 es de más de US\$ 4.289 millones de dólares, siendo los flujos de los primeros años los más significativos.

El EBITDA 2018 es de US\$ 775 millones de dólares, lo cual al 55% del W.I de Parex da un EBITDA de US\$ 426MM, valor consistente con el cálculo del EBITDAX estimado para el ejercicio de múltiplos de Parex.



El margen de EBITDA del modelo se mantiene estable²⁷ a lo largo de los años entre 50% y 60%. El mismo es consistente con el margen de EBITDA obtenido por Parex en 2017 y con la industria de upstream en Colombia (si se excluyen los años 2015 – 2016 de precios bajos).



Para la estimación de los intereses financieros se asumió la continuidad de la línea de crédito sindicada de US\$ 100 millones a lo largo de la vida del activo²⁸.

La tasa de descuento utilizada para el modelo fue de 11.3%, la misma está en línea con la tasa de 11% utilizada por Parex para descontar sus provisiones en los estados

²⁷ Se excluye el último año 2033 dado que los costos de abandono hacen que el margen sea negativo para dicho año.

²⁸ Se asume que la línea de crédito se mantiene sin utilizar durante la vida del activo (se paga solamente la comisión de compromiso)

financieros. La misma se basa en la metodología CAPM (modelo de valoración de activos financieros).

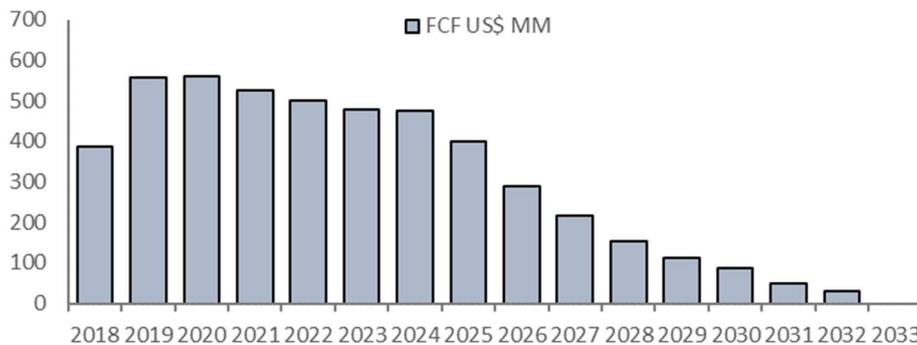
Tasa de descuento (CAPM)	
WACC	11,3%
Deuda	0
Patrimonio	100%
Costo Patrimonio	10,1%
Tasa libre riesgo (10Y)	2,9%
Beta (vs S&P500 Avg 3Y)	1,03
Prima Riesgo	7,0%
Riesgo País	1,2%

Para el cálculo de la WACC (costo del capital ponderado) se utilizó la tasa de 7.0% como prima de mercado. La misma fue calculada tomando el retorno histórico del S&P500 y el rendimiento de un bono del gobierno de Estados Unidos a 10 años (tasa libre de riesgo) desde 1990 hasta Abril 2018 (frecuencia mensual).

El riesgo país se estimó a través del spread (diferencia) a 10 años en el rendimiento del bono soberano colombiano en dólares y el bono soberano de Estados Unidos.

Para la estimación del beta se utilizó el beta promedio desapalancado²⁹ de compañías petroleras de Estados Unidos. Para la muestra se seleccionaron compañías que tuvieran similares características que Parex.

Se establecieron los siguientes requisitos para ingresar en la muestra: (i) capitalización de mercado entre US\$ 1 Bn y US\$ 10 Bn; (ii) estén listadas en una bolsa de Estados Unidos; (iii) más del 80% de las ventas sean generadas en Estados Unidos; (iv) más del 70% de las reservas sean de petróleo.



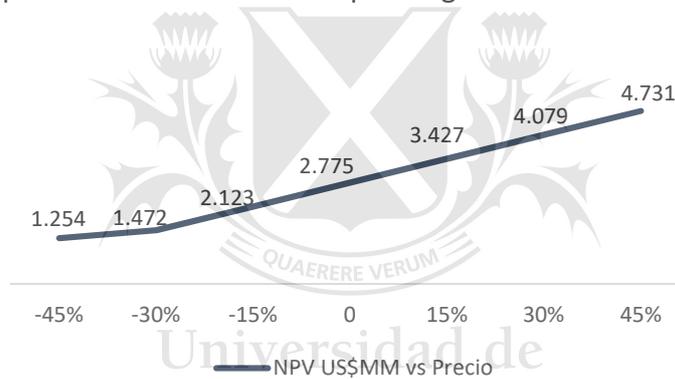
El NPV del campo Llanos 34 es de US\$ 2.775 millones, lo cual al 55% de participación de Parex da un valor de US\$ 1.526 millones. Esto da un valor por acción de Llanos 34 de 12

²⁹ En la tabla 6 del anexo se detallan las compañías seleccionadas.

CAD por cada acción. Al cierre del 27 de abril representa el 55% del precio de la acción (22 CAD). El desarrollo de los 193 millones de reservas 2P genera un flujo de fondos descontado que equivale a 14 \$/bpe.

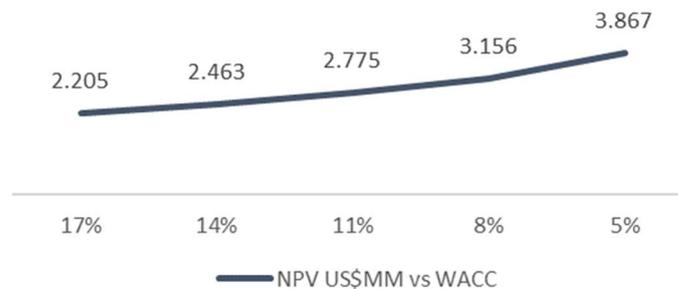
Llanos 34	
NPV US\$ MM	\$2.775
NPV US\$ MM (Parex WI)	\$1.526
NPV CAD / Shs PXT	CAD 12,3
EBITDA 2018 US\$ MM	\$775
EBITDA 2018 US\$ MM (Parex WI)	\$426
Reservas (100%) MM BPE	193
Reservas \$/BOE	\$14

El activo tiene una sensibilidad importante al precio de venta, una subida del precio del 15% en toda la curva genera una variación de NPV de 23%. Por su parte un incremento del 45% en el precio del activo genera un incremento del 70% en el valor del activo mientras que una caída del 45% del precio genera una disminución del 54% del valor.



Si utilizamos la curva de precios de futuros del BRENT³⁰ el modelo estima el valor de Llanos 34 en US\$ 2.328 MM, es decir una caída de 16% en el valor del activo.

La otra variable que genera una sensibilidad significativa sobre el flujo de fondos es la tasa de descuento utilizada en el modelo. La misma considera el costo del capital de la compañía. Un incremento de 300 puntos en la tasa genera una caída de 11% en el NPV del activo mientras que una caída de 300 puntos genera una suba de 14% en el NPV.



³⁰ Fuente Bloomberg al 29 de diciembre de 2017.

7.2 Valuación de Campos Menores por Múltiplo de Reservas

Adicionalmente a Llanos 34, **Parex produce crudo a través de otros campos menores. Estos producen 10 kbpd a diciembre 2017** (29% de la producción). De dichos campos los más relevantes son Cabrestero, LL-26 y LL-32.

Bloque	Cuenca	Oper.	Prod.	W.I	Socio
Activos en producción					
Cabrestero	Llanos	Si	3.838	100%	-
Llanos 26	Llanos	Si	3.075	100%	-
Llanos 32	Llanos	Si	1.335	87,5%	Geopark
Los Ocarros	Llanos	Si	856	100%	-
Llanos 30	Llanos	Si	603	100%	-
Llanos 40	Llanos	Si	452	100%	-
Llanos 16	Llanos	Si	74	100%	-
Aguas Blancas	M. Magd	Si	37	50%	Ecopetrol

Entre todos los campos menores **Parex posee reservas 2P por 56 millones de barriles a diciembre 2017**. Si valuamos dichos barriles por los múltiplos de industria llegamos a un **valor de US\$ 521 millones de dólares. Este valor equivale a 4.2 dólares canadienses por acción.**

		1P	2P	3P		
Colombia Peers (MM BOE)	Gran Tierra	EV US\$ MM				
		1.277	61	21	11	6
		Probadas (1P)	61	21	11	6
	Frontera	EV US\$ MM				
		1.397	117	12	8	6
		Probadas (1P)	117	12	8	6
	Canacol	EV US\$ MM				
		838	46	18	12	7,5
		Probadas (1P)	46	18	12	7,5
	Geopark	EV US\$ MM				
		904	97	9	6	4
		Probadas (1P)	97	9	6	4
	Colombia Peers Probadas, Probables y Posibles		15,3	9,3	6,0	
Parex	Otros Campos Reservas Parex	Probadas	12	184	521	708
		Probadas + Probables (2P)	56	184	521	708
		2P + Posibles (3P)	118	184	521	708

7.3 Otros Ajustes

Adicionalmente se deben considerar otros ajustes de valor para llegar a la capitalización de mercado de Parex.

El primer ajuste de valor es la **deuda neta de la compañía**. De acuerdo con el último estado financiero publicado por Parex (diciembre 2017), la compañía no posee deuda financiera y tiene caja por US\$ 235 MM.

El segundo ajuste de valor está relacionado al **programa de incentivos a empleados y directores**. Los programas de incentivos a empleados se pagan con emisiones de acciones y otros en dinero.

Los planes de incentivos que se pagan en dinero representan un pasivo de US\$ 5 MM. Los mismos son derechos de cobro (activo subyacente es el precio de la acción de Parex) que se entregan a empleados y directores de Parex.

Los planes de incentivo que liquidan en acciones son los más significativos y comprenden la emisión de opciones y opciones restringidas (la venta está restringida por un período de tiempo).

Parex tiene emitidas 6.5 MM de opciones con una vida promedio de 2.5 años y precio de ejercicio promedio de 11 CAD. Al precio actual reducen el valor de la compañía en US\$ 43MM.

A diciembre 2017 se encontraban **vigentes 2.7 MM de opciones restringidas** con una vida promedio de 3 años, sin precio de ejercicio y con un calendario de vesting³¹. Si se valúan las mismas al precio actual de Parex las mismas reducen el valor en US\$ 42MM.

El tercer ajuste de valor está relacionado a la cobertura parcial de precio que realiza Parex. **La estrategia de Parex se denomina “Long Put Spread” y consiste en vender una opción Put con un strike menor al Put comprado.**

Si analizamos el último contrato firmado en 2018, con un precio spot menor a 50 US\$ la ganancia son 3 US\$ por opción mientras que si el precio es mayor a 55 US\$ ninguna opción se ejecutará y Parex perderá la diferencia de las primas.

Los contratos firmados en 2017 (tres primeros) no tendrán efecto en la caja 2018 dado que no se ejecutarán. El contrato firmado en 2018 generará una salida de caja de US\$ 728.000 dado que el Brent estimado estará por encima de los 55 US\$ a septiembre 2018.

Derivados realizados durante 2018										
Type	Starts	Ends	Days	Bpd	Total bls	Short Put	Long Put	Prima	Spot	US\$
ICE Brent	1-ene.-18	31-mar.-18	89	5000	445.000	47	50	0,40	70	-
ICE Brent	1-ene.-18	31-mar.-18	89	5000	445.000	47	50	0,25	70	-
ICE Brent	1-ene.-18	30-jun.-18	180	5000	900.000	47	50	0,27	70	-
ICE Brent	1-abr.-18	30-sep.-18	182	10000	1.820.000	50	55	0,4	70	(728.000)

³¹ Período de tiempo en el cual no se puede ejercer la opción.

7.4 Suma de Partes

El bloque Llanos 34 es el activo que mayor valor genera en Parex, contribuye con el 70% del valor de Parex. El modelo de flujo de fondos descontado valúa en 14,4 US\$/bpe las reservas 2P que produce dicho activo. Los US\$ 1.526 MM de valor del activo equivalen a 12,4 CAD por cada acción de Parex.

Los bloques campos menores contribuyen con US\$ 521 MM de valor a la compañía, valuando cada reserva 2P en 9,3 US\$/bpe. Dicho activo contribuye con el 24% del valor de la compañía lo cual equivale a 4,2 CAD por cada acción de Parex.

El total de activos productivos tiene un valor de US\$ 2.047 MM lo cual implica una valuación de 12,6 dólares por barril de reservas.

El modelo le asigna mayor valor a las reservas de Llanos 34 con relación a Campos Menores, lo cual es consistente con la relevancia y el potencial que tiene dicho activo.

La compañía mantiene una posición de deuda neta negativa de US\$ 235 MM. A su vez existen opciones vigentes y programas de incentivo a empleados y directores que implican una reducción de valor de US\$ 91 MM.

Los ajustes de valor sumados contribuyen con US\$143 millones de dólares de valor, lo cual da un valor de compañía de US\$ 2.190 millones.

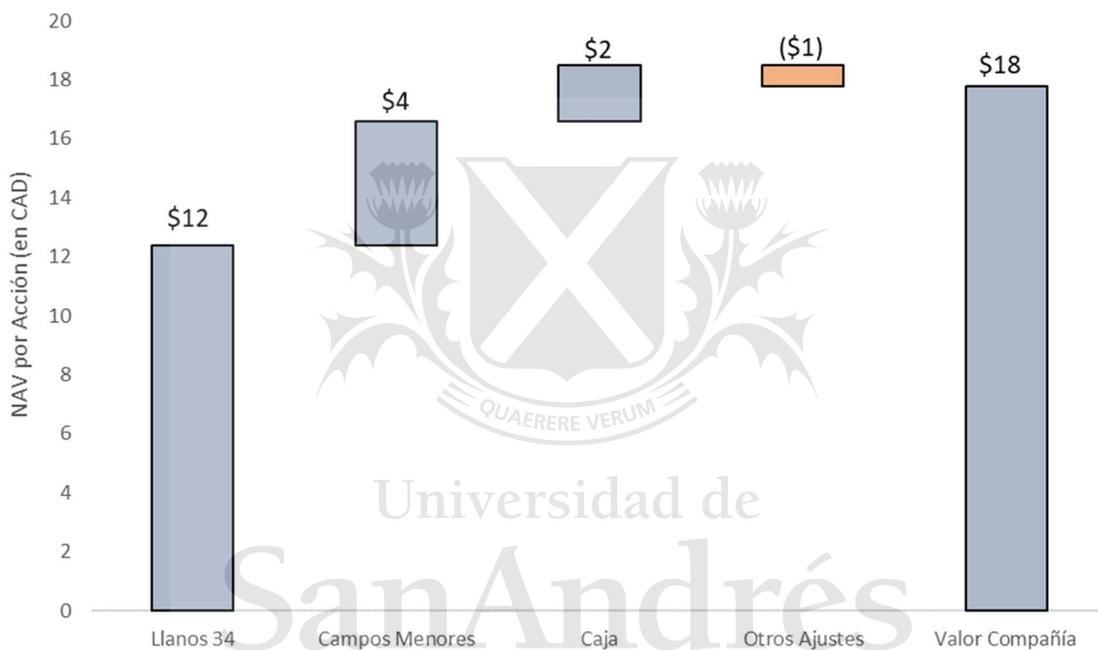
SUMA DE PARTES							
Activo	Método de Valuación	MM BOE	NAV \$MM	NAV/Boe	NAV \$/Shs	NAV CAD/Shs	%
Llanos 34	Flujo de Fondos Descontados	106	1.526	14,4	9,9	12,4	70%
Campos Menores	Múltiplos de Reservas	56	521	9,3	3,4	4,2	24%
PAREX TOTAL Reservas 2P		162	2.047	12,6	13,2	16,6	93%
Caja			235		1,5	1,9	11%
Deuda			-		-	-	
Caja Neta			235		1,5	1,9	11%
Compensaciones en cash Vigentes (SAR, DSU, etc)			(5)		(0,0)	(0,0)	(0%)
Opciones Vigentes (Dilución Accionistas)			(86)		(0,6)	(0,7)	(4%)
Derivados 2018			(1)		(0,0)	(0,0)	(0%)
Otros Ajustes			(92)		(0,6)	(0,7)	(4%)
Valor de PAREX por cada Acción			2.190	13,5	14,2	17,8	
Parex Precio Acción CAD al 29 diciembre 2017						18,2	
Parex Precio Acción Sobrevaluada (+) / Subvaluada (-) (%)							2%

El modelo estima en 17.8 dólares canadienses el valor de cada acción de Parex, lo cual convalida la cotización de 18.2 dólares canadienses que tenía la acción de Parex al 29 de diciembre 2017 (fecha en cual se basa la mayor parte de la información utilizada en la valuación). La acción de Parex estaría sobrevalorada en 2% a diciembre 2017.

Al cierre de abril 2018 la acción de Parex cotizaba entorno a los 20 dólares canadienses, lo cual implicaría una sobrevaluación del precio de la acción de 12%.

Dado que no se tiene información pública cuantitativa sobre los recursos contingentes de Parex, no se asignó valor al portafolio exploratorio. Parex posee un historial exitoso desarrollando **activos exploratorios**. **Dado esto, el portafolio exploratorio** (Capachos, VIM-1, Aguas Blancas, DeMares, etc), **puede ser una fuente de upside para el precio de la acción en el modelo.**

Por lo expuesto anteriormente el precio de la acción de Parex es consistente con los modelos de valuación de Suma de Partes y el múltiplo EV/EBITDA. Sin embargo, cuando estimamos el valor de la compañía por múltiplos de EV/Reservas y EV/Producción el precio de la acción parece sobrevaluado.



8. Parex vs Geopark (activos similares, valor de compañía distinto)

Por último, durante el análisis de Llanos 34 surgió una observación interesante en relación al valor de Parex y el valor de Geopark.

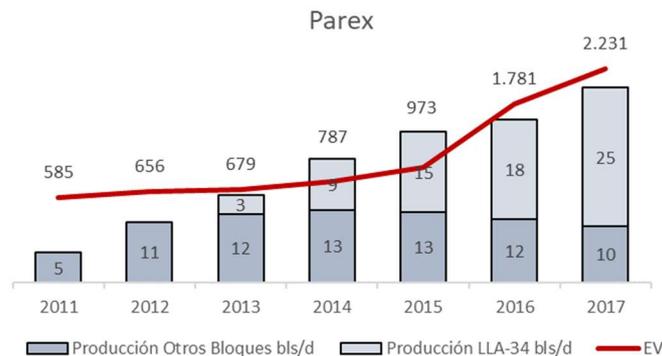
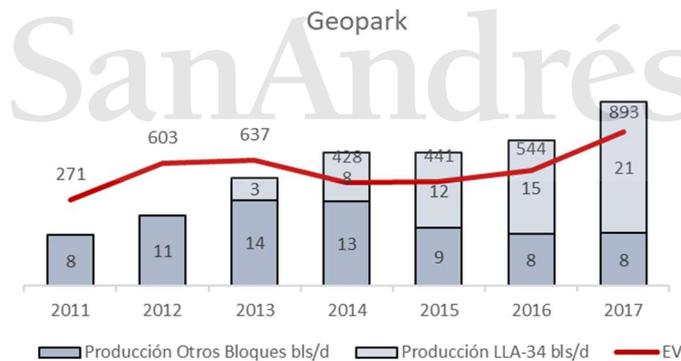
El crecimiento de Parex está explicado por el desarrollo del bloque LL-34, del cual participa en un 55% (no operador). En 2017 el 71% de la producción y el 83% de las reservas 2P provienen de dicho bloque.

En 2012, previo al inicio de la producción del LL-34, la acción de Parex cotizaba a 5.69 CAD mientras que en el mes de marzo 2018 la acción de Parex cotizaba a 18.16 CAD, un incremento de 319% o 75% anual.

El crecimiento del valor de Parex estuvo relacionado al desarrollo del bloque LL-34 dado que adicionalmente a dicho bloque Parex no realizó adquisiciones o descubrimientos materiales que motivaran un incremento de valor.

Dado que Geopark es el operador del LL-34 con el 45% de participación en el activo, uno esperaría un comportamiento similar en el precio de la acción.

Previo al descubrimiento y desarrollo de LL-34 (2012), Geopark y Parex eran muy similares en cuanto a producción y valor de compañía. Ambas producían 11 kbpd y tenían un Enterprise Value entre US\$ 600 y US\$ 660 millones. Sin embargo, luego del desarrollo de LL-34 (Geopark 45% / Parex 55%), los valores de ambas compañías son muy diferentes (en ambas compañías los activos remanentes no tuvieron variaciones).



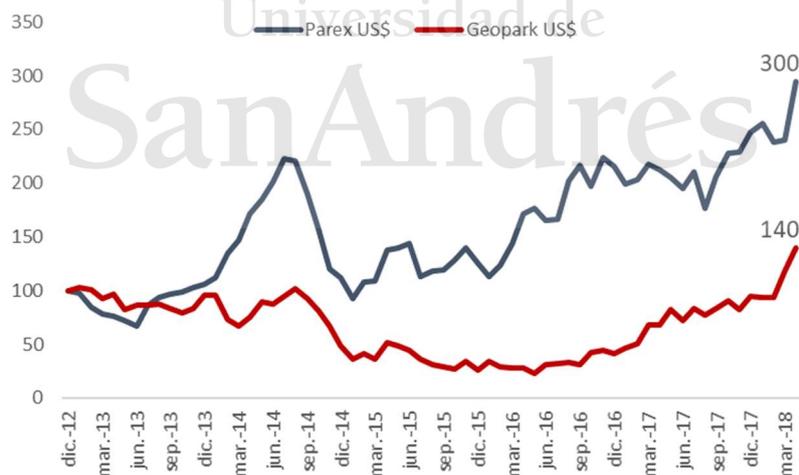
Es interesante ver dos compañías con el mismo activo y una valuación tan distinta. Al igual que Parex, para Geopark el bloque LL-34 representa el 72% de su producción total. A su vez Geopark tiene las mismas reservas que Parex (en cantidad), a diciembre 2017 tenía reservas 2P por 160 MM BOE de las cuales LL-34 representa el 57%. El resto de las reservas están localizadas en Argentina y Brasil.

A pesar de tener el mismo valor previo a LL-34, luego del desarrollo de LL-34 Parex tiene un valor de US\$ 2.231 mientras que Geopark tiene un valor de US\$ 893 millones.

Adicionalmente a LL-34, Parex produce 10.000 bpd en Colombia mientras que Geopark produce 8.000 bpd en Argentina y Brasil. Dicha diferencia no parece justificar los más de US\$ 1.100 millones de diferencia en su Enterprise value.

Los activos adicionales a Llanos 34 (10 kbpd en Parex vs 8 kbpd en Geopark) no deberían generar una diferencia de valor dado que previo a LL-34, ambas producían 11 kbpd (Geopark en Argentina y Brasil, Parex en Colombia) y tenían el mismo valor de compañía.

Si observamos la evolución del precio de la acción de Geopark, previo a Llanos 34 la acción cotizaba a US\$ 10.53 mientras que al cierre de abril 2018 la acción de Geopark cotizaba a US\$ 14.68, un incremento de 40% o 7,5% anual. Por su parte, previo a Llanos 34 la acción de Parex cotizaba a US\$ 5.8 mientras que al cierre de abril 2018 la acción de Parex cotizaba a US\$ 17.2, un incremento de 200% o 38% anual.



Definiciones y Abreviaciones

1P: Reservas probadas
2P: Reservas probadas + probables
3P: Reservas probadas + probables + posibles
ACP: Asociación Colombiana de Petróleo
ADR: American Depositary Receipt
ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos
API: American Petroleum Institute gravity
BL: Beta Leverage (Beta Apalancado)
BN: Billones (1 Bn = 1.000.000.000)
BPD: Barriles petróleo por día.
BPE: Barriles de petróleo equivalente (Petróleo + Gas).
BPED: Barriles petróleo equivalentes por día.
BPDC: Barriles petróleo por día calendario.
BRENT: Brent ICE
BU: Beta Unleverage (Beta Desapalancado)
CAD: Dólares canadienses
CAGR: Compound Annual Growth Rate (Tasa de crecimiento anual compuesto)
CIB: Complejo Industrial Barrancabermeja
DCF: Discounted Cash Flow (Flujo de Fondos Descontados)
D&M: DeGolyer & MacNaughton
EBITDA: Earnings before interest tax depreciation and amortization
EITDAX: Ebitda ajustado por gastos de exploración
ELN: Ejército de Liberación Nacional
F&D: Finding and Development costs.
FARC: Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia
FD&A: Finding, Development and acquisition costs.
FMI: Fondo Monetario Internacional
G&A: General And Administrative Expense (Gastos Generales y de administración)
IEA: International Energy Agency
Kbpd: Miles de barriles por día
Km: Kilómetros
LIBOR: London InterBank Offered Rate
MM: Millones
MMcf/d: Millones de standard cubic feet por día (pies cúbicos)
MMbbl: Millones de barriles
Netback: Ganancia de un barril luego del pago de los costos de producción, transporte y regalías).
NPV: Net Present Value
OBC: Oleoducto Bicentenario S.A
OCENSA: Oleoducto Central S.A
OCLC: Oleoductos Caño Limón-Coveñas
ODL: Oleoducto de los Llanos Orientales S.A
PBI: Producto Bruto Interno

RLI: Reserve Life Index

SPE: Society of Petroleum Engineers

TCF: trillion cubic feet

TEA: Contrato de Evaluación Técnica

US\$: Dólares americanos

W.I: Working Interest (participación en un bloque)

Work over: Trabajos de mantenimiento en un pozo

WTI: West Texas Intermediate



Universidad de
SanAndrés

Bibliografía

- Anderson, Justin (2012), "Oil & Gas Valuation Methods: with a focus on Monte Carlo Analysis". Salman Partners.
- Angele, Dos Santos (2017), "Latam O&G Companies". J.P.Morgan.
- ANH (2016), "Informe de Gestión". Ministerio de Minas y Energía.
- Barrios, Cárdenas (2006), "¿Es atractiva la contratación petrolera para la inversión privada en Colombia?". Universidad Nacional de Colombia.
- BBVA Research (2018), "Situación Colombia".
- BID (2016), Espinase, Medina y Tarre. "La ley y los Hidrocarburos: comparación de marcos legales de América Latina y el Caribe.
- Bloomberg. Las series de tiempo, curvas de tasas, bonos, ratings, tenencias accionarias, futuros Brent y otra información fueron obtenidas de Bloomberg.
- DeGolyer & MacNaughton (2017). "Certified Oil & Gas Reserves".
- Delvasto & Echeverria (2017), "D&E Crudos MME 481 2017".
- Devia, Claudia (2004), "Orito y la explotación petrolera. Un caso de colonización en el medio putumayo, 1963-1985". Universidad Nacional de Colombia.
- Fitch (2018), "Reporte Crediticio sobre Colombia"
- FMI (2017), "2017 Article IV".
- IEP-ACP (2014), "Informe estadístico Petrolero".
- IEP-ACP (2017), "Informe estadístico Petrolero".
- López, Aarón, Collazos (2012), "La economía petrolera en Colombia". Banco de la República.
- McGann, Neto (2016), "Oil: 2016 set to be year if important change: focus on Argentina/Mexico/balance sheets". Bank of America.
- McGann, Neto (2017), "Oil & Gas Producers". Bank of America.
- OCENSA (2016), "Informe Sostenibilidad 2016".
- Prada, Angela (2014), "Marco Institucional y Legal Colombiano".
- Rodriguez, Juliana (2012), "Estudio del Sector Petrolero para la generación de una empresa de bienes en el sector".
- S&P Global (2018), "Reporte Crediticio sobre Colombia".
- SPE (2001) "Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources"
- Reportes de Mercado. Información pública de compañías como ser: EEFF, MD&A, Annual Forms, Corporate presentations, Reserve Reports y otros.
- UPME (2005), "La Cadena del petróleo en Colombia". Ministerio de Minas y Energía.
- UPME (2013), "Cadena del petróleo". Ministerio de Minas y Energía.
- UPME (2016), "Boletín Estadístico". Ministerio de Minas y Energía.
- WoodMackenzie (2017), "Colombia upstream summary".

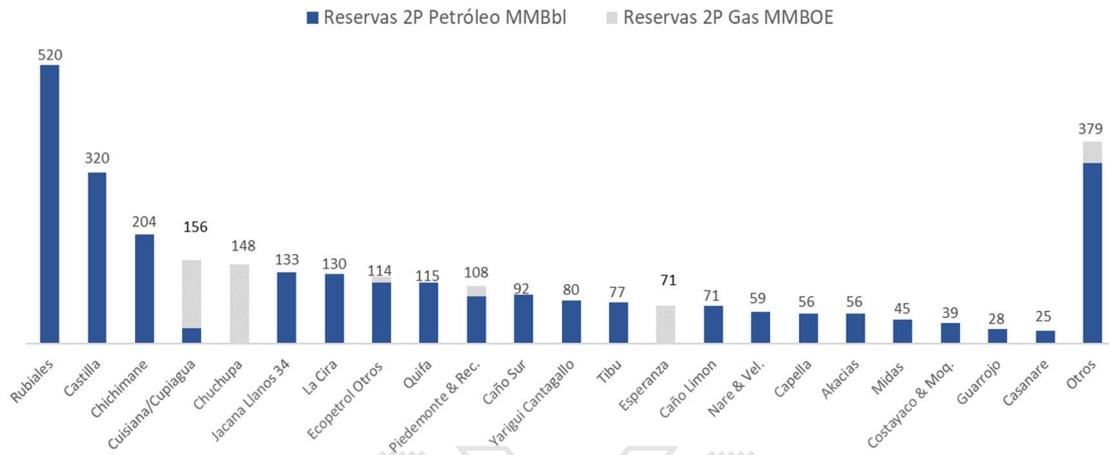
- WoodMackenzie (2017), “Llanos 34 Asset Report”.

ANEXOS

Tabla 1 – Indicadores Macroeconómicos de Colombia (fuente: FMI y bloomberg)

Colombia - Indicadores Seleccionados				
	2015	2016	2017	2018F
PBI (%)	3,1	2,0	2,3	2,8
PBI (US\$ Bn)	292	282	306	323
Inflacion (% eop)	6,8	5,7	4,1	3,0
Cuenta Corriente (% PBI)	(6,4)	(4,4)	(3,8)	(3,3)
Reservas Internaciones Brutas (US\$ Bn)	46,3	46,2	46,2	46,6
Exportaciones (% cantidad)	(33,0)	(13,4)	13,9	5,0
Exportaciones Petroleras (% Total)	36,8	31,3	34,7	32,0
Exportaciones Otros Commodity (% Total)	25,3	30,0	27,7	25,9
Importaciones (% cantidad)	(15,4)	(17,0)	6,3	2,1
Terminos de Intercambio (- deterioro)	(18,8)	(0,5)	6,4	(1,4)
Tipo de Cambio (promedio)	2742	3055	2951	2853
Tipo de Cambio Real (- depreciacion)	(20,6)	(3,9)	(3,4)	(0,1)
Tasa Politica Monetaria (eop)	5,8	7,5	7,5	4,5
Deuda Publica (% PBI)	50,6	50,2	48,5	47,9
Deuda Externa (% PBI)	42,5	49,2	48,5	48,6
Ingresos Fiscales (% PBI)	16,2	15,1	15,2	15,3
Ingreso por Imp. Ganancias (% PBI)	4,5	4,1	4,0	4,1
Ingreso por IVA (% PBI)	5,2	5,1	6,0	6,0
Otros Ingresos	6,5	5,9	5,2	5,2
Egresos Fiscales (% PBI)	19,2	19,1	18,9	18
Transferencias (% PBI)	9,4	9,5	9,1	8,9
Capex (% PBI)	4,0	3,4	3,3	2,8
Intereses (% PBI)	2,6	2,9	3,0	2,8
Salarios (% PBI)	2,4	2,4	2,5	2,5
Balance Central Gobierno (% PBI)	(3,0)	(4,0)	(3,7)	(2,7)
Resultado Primario (% PBI)	(0,4)	(1,1)	(0,7)	0,1
Ingresos Fiscales Petroleros (% PBI)	1,1	0,2	0,2	0,3
S&P Rating	BBB-	BBB-	BBB-	BBB-
Fitch Rating	BBB	BBB	BBB	BBB
Credit Default Swap 5Yrs (bps, eop)	244	164	105	107
COPS EOY	3175	3002	2986	2802
COPS EOY (%)	-	-5%	-1%	-6%
Bolsa de Colombia EOY (Cops)	1154	1352	1514	1566
Bolsa de Colombia (%)	-	17%	12%	3%

Tabla 2 – Reservas por Campo



Universidad de
San Andrés

Tabla 3 – Principales supuestos del Modelo

Llanos 34 100%	Source	Observaciones
Pais: Colombia Cuenca: Los Llanos Orientales Operador: Geopark 55% Participación Parex: 45% Area: 333 km2 Hidrocarburo: Petróleo Densidad API: 16° Profundidad Reservorio: 3.185m Contrato: Concesión Fin Licencia: 2033 Ring Fencing: Campo	WoodMackenzie, Sep 2017 WoodMackenzie, Sep 2017	Promedio de todos los Campos (Jacana, Tigana, Tua, etc) Promedio de todos los Campos (Jacana, Tigana, Tua, etc) El contrato tiene Ring Fencing por Campo
Datos Principales y Supuestos	Fuente del Dato	Observaciones
Reservas: Gross 100% Reservas Probadas MMBp: 152 PD: 49 PUD: 103 Reservas Probables: 41 Reservas Posibles: 29 Reservas 1P: 152 Reservas 2P: 193 Reservas 3P: 222	DeGolyer and MacNaughton DeGolyer and MacNaughton	Reporte de Auditores Independientes a Diciembre 2017 Reporte de Auditores Independientes a Diciembre 2017
Producción Producción: Curva Reservas 2P Producción 2018E (bpd): 58.000 Precio: Curva Descuento: 11%	Perfil de Producción de WoodMackenzie, Sep 2017 Geopark 2018 Update - 11 Apr 2018 DeGolyer and MacNaughton WoodMackenzie, Sep 2017	Se ajusto en base a las reservas de D&M y producción 2018E Producción en Colombia 2018 YTD en LL-34 fue de 58 kbpd Reporte de Auditores Independientes a Diciembre 2017 Es razonable, coincide con el promedio histórico de los últimos 5 años
Costos Total Opex \$/BOE: curva WM Costo Transporte \$/BOE: 10,5 Eficiencia transporte: 10% G&A \$/BOE: 2,6 Blending \$/BOE: 0,4	WoodMackenzie, Sep 2017 4Q 2017 MD&A Parex Ajuste para reflejar el nuevo oleoducto construido 2017 Annual MD&A Parex 2017 FFSS Parex	WM 3.7 \$/BOE 2018, Gpk 4 \$/BOE 4Q17 LL-34, Parex 5 US\$/BOE 4Q17 Se uso el dato real de Parex dado que WM estima 17 \$/BOE Ocensa: 6,9 \$/Boe + ODL 1,3 \$/boe (costo mínimo posible) Los G&A de Parex han sido estables en los últimos años En base a los últimos estados financieros 2017 de Parex
Regalías Regalías: 10%	4Q 2017 MD&A Parex	Es consistente con las regalías pagadas en últimos 5 años
Impuestos Income tax 2018: 37% Income tax 2019+: 33% Net Wealth Tax: 0,125%	2017 Parex Annual Form 2017 Parex Annual Form Sobre el Patrimonio menos Income tax del año	Varía entre 0,125% - 1,5% dependiendo del Patrimonio. Simplifica sobre PPE
Inversiones inversiones de capital: Curva WM	WoodMackenzie, Sep 2017	Es consistente con el capex estimado por Geopark para 2018
Pozos Total Pozos Vida Activo: 87 Pozos Existentes a 2017: 45 Costo por pozo US\$ MM: 3,5 Workovers: 36 Workover cost US\$ MM: 0,4	WoodMackenzie, Sep 2017 Geopark Dec 2017 Days Presentation Geopark Dec 2017 Days Presentation WoodMackenzie, Sep 2017 WoodMackenzie, Sep 2017	Total de pozos a abandonar Pozos existentes a diciembre 2017 Costo por pozo Cantidad de Workover remanentes Costo por Workover
Abandono Costo por pozo US\$ MM: 0,87	WoodMackenzie, Sep 2017	US\$ 0,76 MM por pozo es la provisión de abandono de Geopark en sus EFFF
Otros Construcción oleoducto U: 39	Geopark Dec 2017 Days Presentation	Duración de 12 meses (2018). Conecta LL-34 con ODL.
Tasa de descuento (CAPM) WACC: 11,3% Deuda: 0 Patrimonio: 100% Costo Patrimonio: 10,1% Tasa libre riesgo (10Y): 2,9% Beta (vs S&P500 Avg): 1,03 Prima Riesgo: 7,0% Riesgo País: 1,2%	Costo Equity + Riesgo País Parex no tiene deuda Bloomberg al 19/04/2018 Desapalancado (Parex no tiene deuda) Retorno S&P500 - Bono U.S 10Y Spread Colombia Gov vs Treasuries 10Y	Bono a 10 años del gobierno de Estados Unidos Beta Peers U.S E&P desapalancado últimos 3 años contra S&P500 Histórico últimos 30 años para S&P500 (Tasa Bono U.S fija en último valor) Bloomberg as of Abril 2018
Otros Supuestos Inflación anual US\$: 2,0% Devaluación: 0,0% CAD: 1,3	WoodMackenzie, Sep 2017 En 2017 el TC se apreció 0,4% y en 2016 se apreció 4,6% Tipo de cambio utilizado entre CAD/USD	Se inflacionaron las variables al 2% en US\$ El supuesto no es inconsistente con 2016-2017 Valor a Abril 2018
Costo de Facility US\$100 Monto desembolsado 4Q: - Costo de compromiso: 0,60% Tasa Montos desembolsac: Libor + 3% Libor: 2,4% Intereses Anuales US\$MM: 0,6	2017 Parex Annual Form 2017 Parex Annual Form Valor a Abril 2018 de Libor 3 meses Costo de compromiso sobre monto de US\$100MM	Se asume que la línea se mantiene hasta el final de la licencia Se asume que la línea no se utiliza (paga sólo compromiso)

Tabla 4 – Ejecutivos & Directores

Parex se creó del spin off de activos de Petroandina y mantuvo en sus puestos seniors a los mismos ejecutivos que lideraba Petroandina. En dicha compañía lograron llevar la **producción de 0 a 30 kbpd en Argentina** a través de descubrimientos exploratorios (“Rio Colorado” en Neuquén, hoy produce cerca de 25.000 bpd). **Al igual que en Petroandina, en Parex lograron llevar una compañía exploratoria a una compañía de 40 kbpd.** A continuación, se mencionan las posiciones claves del equipo gerencial.

CEO, David Taylor. Canadá
Compensación total 2017: US\$ 2.3 MM (64% en acciones y opciones)
Acciones ordinarias y Opciones: US\$ 13 MM / **Cambio Control:** US\$ 4.3 MM
Ex-Petroandina. Ocupó el cargo de VP de Nuevos Negocios en Petroandina hasta 2009. En Parex ocupó la posición de VP de Exploración y Nuevos Negocios desde el 2009 hasta el 2015, momento que fue nombrado presidente de Parex. Desde 2017 es el CEO de Parex. Anteriormente estuvo en Husky Energy y Renaissance Energy como VP de Exploración en ambas compañías.

SR. VP Exploración y Nuevos Negocios, Ryan W. Fowler. Canadá
Compensación total 2017: US\$ 1.2 MM (55% en acciones y opciones)
Acciones ordinarias y Opciones: US\$ 4.7 MM / **Cambio Control:** US\$ 2.4 MM
Ex-Petroandina. Ocupó el cargo de Gerente de Exploración en Petroandina hasta 2009, luego ocupó el mismo puesto en Parex hasta 2012 fecha que fue designado VP Exploración hasta 2017. Anteriormente estuvo en Husky Energy, Canadian 88 Energy y Rigel Oil & Gas

COO. Eric Furlan. Canadá
Compensación total 2017: US\$ 1.2 MM (55% en acciones y opciones)
Acciones ordinarias y Opciones: US\$ 4.7 MM / **Cambio Control:** US\$ 2.4 MM
Ex-Petroandina. Ocupó el cargo de Gerente General de Desarrollo en Petroandina hasta 2009, luego en Parex ocupó la posición de VP de Ingeniería. Previamente trabajó para Chevron.

El Directorio de Parex está constituido por 10 directores, de los cuales 8 son directores independientes. De los directores independientes, cinco fueron directores y/o ocuparon cargos en Petroandina. Dos de los directores actuales de Parex eran miembros del directorio en el IPO de Petroandina en 2003. Entre ambos poseen más de 3 MM de acciones ordinarias de Parex. **Por tanto, de los 10 directores, 7 de ellos vienen trabajando juntos desde hace más de 10 años, previo a la creación de Parex.**

El cargo de presidente del directorio lo ocupa Wayne k. Foo, quien fuera el CEO de Parex desde 2009 – 2017, fecha en la cual decidió jubilarse. Fue fundador de Petroandina y CEO de la misma desde su creación en 2003 hasta el 2009. Posee acciones ordinarias y opciones de Parex valuadas en US\$ 40 millones. Su salario como presidente del Directorio asciende a US\$ 1.3 millones, siendo más del 50% pagado en acciones y opciones. Adicionalmente, **el CEO actual David Taylor es miembro del directorio de Parex.**

Tabla 5 – Estructura Corporativa

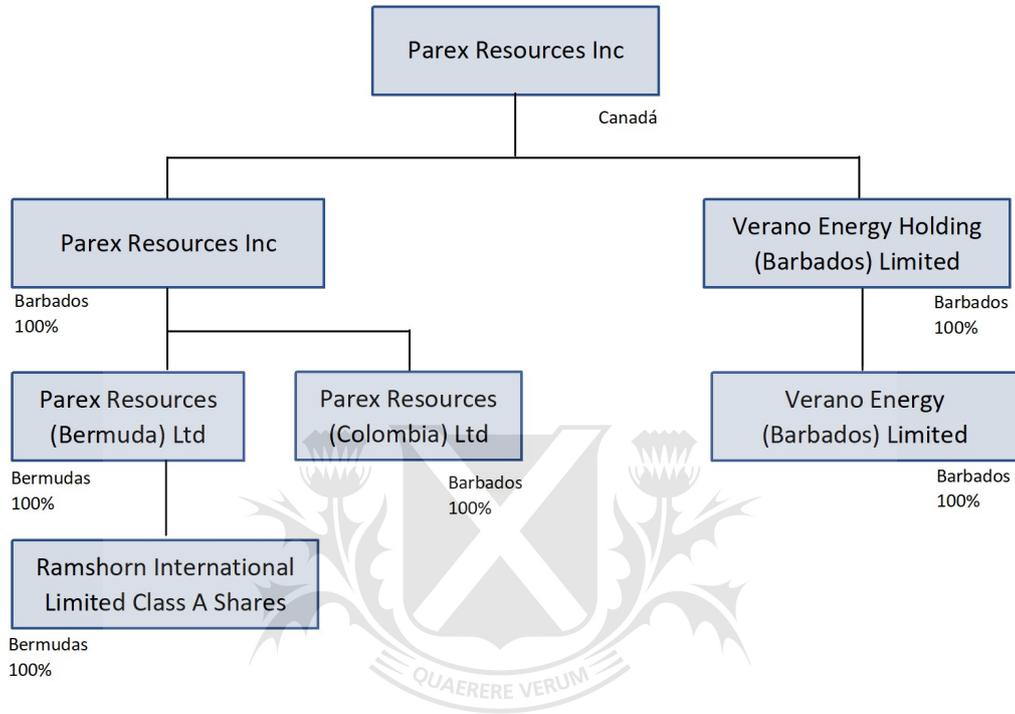


Tabla 6 – Principales accionistas

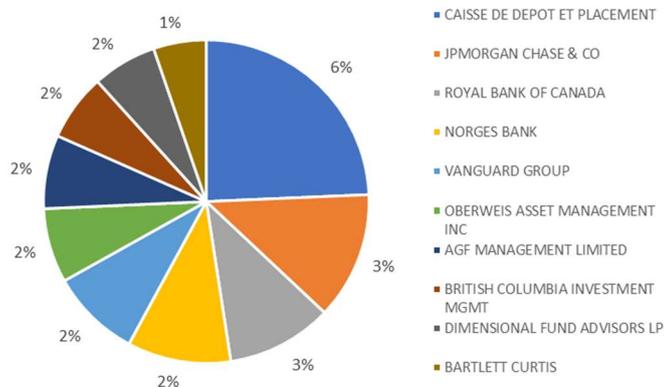


Tabla 7 – Beta desapalancado

Nombre	Cap. Busátíl 08.06.18	Reservas Petróleo	Reservas Totales	% Pet	Estructura Capital 1Q 2018				Beta		Regresión vs S&P500			
					Cap. Bur	%	Deuda	%	Total	BL	BU	Y	X	Inter
PARSLEY ENERGY INC-CLASS A	8.618	341	416	82%	9.185	81%	2.182	19%	11.368	1,4	1,16	PE	1,38	0,00
RSP PERMIAN INC	6.498	327	376	87%	7.474	83%	1.580	17%	9.054	1,4	1,23	RSPP	1,43	0,00
ENERGEN CORP	6.164	348	444	78%	6.118	89%	756	11%	6.874	1,5	1,33	EGN	1,45	0,00
WHITING PETROLEUM CORP	4.903	477	618	77%	3.116	52%	2.861	48%	5.978	2,3	1,34	WLL	2,32	0,00
CENTENNIAL RESOURCE DEVELO-A	4.674	132	186	71%	5.066	93%	391	7%	5.456	0,6	0,56	CDEV	0,60	0,00
OASIS PETROLEUM INC	4.081	225	312	72%	2.571	49%	2.697	51%	5.267	2,2	1,21	OAS	2,21	0,00
VIPER ENERGY PARTNERS LP	3.134	32	38	84%	2.894	92%	241	8%	3.134	0,7	0,67	VNOM	0,71	0,00
WILDHORSE RESOURCE DEVELOPME	2.732	340	454	75%	1.931	71%	794	29%	2.724	1,0	0,75	WRD	0,99	0,00
JAGGED PEAK ENERGY INC	2.400	73	82	89%	3.011	92%	265	8%	3.276	1,1	1,06	JAG	1,13	0,00
CARRIZO OIL & GAS INC	2.182	210	262	80%	1.313	48%	1.443	52%	2.756	1,8	0,99	CRZO	1,84	0,00
DENBURY RESOURCES INC	1.934	253	260	97%	1.102	27%	3.053	73%	4.155	2,8	0,87	DNR	2,79	0,00
CALIFORNIA RESOURCES CORP	1.947	500	618	81%	778	14%	4.941	86%	5.719	3,4	0,56	CRC	3,37	0,00
TALOS ENERGY INC	1.704	24	33	74%	742	76%	236	24%	978	1,3	1,01	TALO	1,26	0,00
HIGHPOINT RESOURCES CORP	1.412	62	86	72%	1.077	64%	618	36%	1.695	2,4	1,64	HPR	2,39	0,00
PENN VIRGINIA CORP	1.167	65	73	89%	528	58%	384	42%	911	0,9	0,58	PVAC	0,91	0,00
										1,71	1,03		1,71	0,00

* Muestra: U.S E&P, 1 Bn < mkt cap < 10 Bn, Oil Res > 70%, U.S revenues > 80%.

* Centennial, Wildhorse y Jagged no fueron consideradas debido a que sus IPO fueron recientes y se tenían pocos datos para la regresión.

