



Universidad de San Andrés

Escuela de Negocios

Maestría en Finanzas

Continental Resources

Autor: Sebastián Emiliano Franco Grande

DNI: 32891649

Director de Tesis: Manuel Pereyra Terra

Buenos Aires, Enero de 2019



Universidad de San Andrés

Escuela de Administración y Negocios

Magister en Finanzas

Trabajo Final de Valuación



Autor: Sebastián Emiliano Franco Grande

DNI: 32.891.649

Director de Tesis: Manuel Pereyra Terra

Lugar y Fecha: Buenos Aires, Enero 2019

Contenido

1.	Resumen Ejecutivo	3
2.	Descripción del Negocio.....	4
2.1.	Introducción	4
2.2.	Ventajas comparativas actuales	11
2.2.1.	Inventario de hectáreas de gran calidad	11
2.2.2.	Expertise con perforación horizontal y métodos mejorados de terminación	12
2.2.3.	Equipo de Management experimentado.....	15
2.2.4.	Posición financiera y liquidez	15
2.3.	Estrategia a futuro	17
2.3.1.	Hacer crecer y mantener un portafolio de activos de primera calidad focalizado en proyectos de altas tasas de retorno	17
2.3.2.	Optimizar los flujos de caja a través de eficiencias operativas, reducciones de costos y la mejora en las operaciones	17
2.3.3.	Mantener flexibilidad financiera y una sólida hoja de balance	18
2.4.	Los proyectos y propiedades de la empresa	18
2.4.1.	Región Norte.....	21
2.4.2.	Región Sur	22
3.	Análisis de la Industria.....	26
3.1.	Análisis sobre rivalidad de la industria y cadena de valor del negocio.....	34
4.	Posicionamiento Competitivo	37
5.	Análisis Financiero	44
6.	Valuación	58
6.1.	DCF – Descuento de flujos de fondos.....	58
6.2.	DCF – Supuestos detrás del modelo	64
6.3.	DCF – Distintos Análisis de Sensibilidad	69
6.4.	Valuación por comparables.....	74
7.	Conclusiones del trabajo	80
8.	Riesgos.....	81
9.	Glosario.....	102
10.	Fuentes	104
	Anexo Nro1	106

Valuación de Continental Resources

1. Resumen Ejecutivo

Este trabajo desarrolla la valuación de la empresa petrolera Continental Resources en base a dos métodos principales. Por un lado, se utiliza el descuento de flujos de caja y por el otro, la valuación por comparables según los criterios analizados por Damodaran (1994). No obstante ello, en el capítulo 2 se evalúan, primero, los aspectos descriptivos del ambiente de negocios en el cual opera la empresa, se exhiben los proyectos y propiedades actualmente en cartera y se analizan tanto las ventajas comparativas como la estrategia a futuro presentada por el management. Para situar la empresa en un contexto, en el capítulo 3 se presenta un análisis de la industria, características del negocio, principales jugadores a nivel mundial y una breve reseña de lo ocurrido en los últimos años en Estados Unidos, como productor, y en el mundo como consumidor. Al final se incluye en el capítulo un análisis en términos de Porter (1980) sobre la rivalidad de la industria y la evolución de la cadena de valor en los Estados Unidos actualmente. En el capítulo 4 se hace un análisis de posicionamiento en donde se seleccionan cuatro empresas similares y se comparan distintos indicadores de desempeño operativos (específicos de la industria) y financieros para identificar posibles fortalezas y debilidades relativas. El trabajo continúa con un análisis histórico de los estados contables de Continental Resources. Durante el capítulo 5 se desarrolla el análisis de los estados de resultados, los estados de origen y aplicación de fondos, y los balances de activos y pasivos identificando tendencias y decisiones de negocio en tanto respuestas a los cambios ocurridos en la industria. Con esta información entonces se presenta una valuación por descuento de flujos de caja siguiendo la técnica de Damodaran (1994)

utilizando como variables predictivas estimaciones y estrategias publicadas por el management de Continental Resources, elementos de contabilidad y supuestos respecto de la evolución de los costos de energías alternativas y del éxito en el descubrimiento futuro de hidrocarburos rentables. En este capítulo se desarrolla también un análisis respecto de la variabilidad del parámetro Beta según distintas ventanas temporales, intercambiando tamaño y posición de la ventana, y su relación respecto del precio del barril de petróleo (Fernández, 2008). Además, en el segundo título del capítulo se hace un análisis de sensibilidad del valor de la acción respecto del posible precio del petróleo, en particular, del ocurrido al momento de la valuación y luego en el título 3 se exhibe una valuación por comparables a manera de contraste con la valuación presentada en el título 1. Finalmente, en el capítulo 8, se enumeran los riesgos que se pueden presentar en el futuro tales que cambiarían de manera significativa las previsiones y supuestos incluidos para el desarrollo del trabajo y sus conclusiones.

2. Descripción del Negocio

2.1. Introducción

Continental Resources es una productora de petróleo y gas independiente que está dentro del top 10 de Estados Unidos y es líder en el renacimiento energético de ese país (Acerca de Continental Resources, 2017). Basada en la Ciudad de Oklahoma, “Continental” es la concesionaria más grande y una de las mayores productoras de la cuenca Bakken de Dakota del Norte y Montana. La compañía tiene también posiciones en Oklahoma, incluyendo sus descubrimientos en SCOOP Woodford y SCOOP Springer y los yacimientos de STACK. En 2017 festeja 50 años de operaciones.

La compañía realizó ventas que durante el ejercicio 2017 sumaron \$ 3.121 millones de dólares y obtuvo una pérdida neta de \$ 790 millones. El flujo de caja operativo durante este año fue de \$ 2.079 millones (10-K Continental Resources, 2017)

Continental Resources incrementó sus reservas de petróleo y gas en un 4% durante el último año a 1.331 millones de barriles de petróleo equivalente (Boes)¹ en un clima de un aumento lento pero progresivo del precio del petróleo. Durante 2017 se produjeron 88,6 millones de Boes. **Se esperan producir 112,2 millones de Boes en 2018, lo que representaría un crecimiento anual de un 27% de la producción, según información de comunicados de prensa (Presentación Actualización del inversor - Panorama de producción de Agosto, 2018)**

La deuda de la empresa a fin de año 2016 era 6.580 millones de dólares y se redujo hacia fin de año 2017 a 6.350 millones bajando un 3,5% o 230 millones de dólares y **el plan es seguir reduciendo la deuda a través de la desinversión en activos no estratégicos de la compañía con un objetivo de largo plazo situado alrededor de los 5.000 millones de dólares (Presentación Actualización del inversor - Panorama de producción de Agosto, 2018)**

La empresa tiene 1.127 empleados al 31 de diciembre de 2017, habiendo incorporado 47 empleados a lo largo del año. Hasta el momento no posee un acuerdo colectivo de trabajo con ningún sindicato. No ha experimentado ninguna huelga o medida en contra de la producción hasta el momento (10-K Continental Resources, 2017).

A continuación, se muestra información acerca de las ventas, la producción, las reservas y los costos de la empresa.

¹ BOE: Es una unidad de energía equivalente a la energía liberada durante la quema de un barril de petróleo crudo. Se utiliza para agregar cantidades de petróleo y gas extraídas de un pozo pero también puede tener otros usos. Equivale a un barril de petróleo y a aproximadamente 5800 pies cúbicos de gas natural (Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources, 2001).

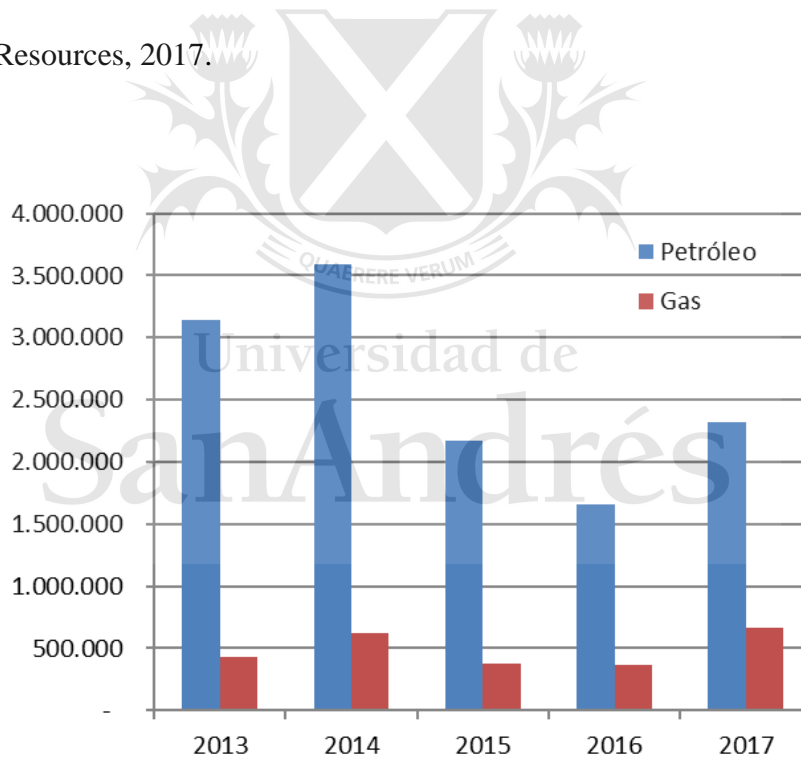
Cuadro Nro1: Progresión de volumen de ventas aproximado según producto vendido. Fuente:

10-K Continental Resources, 2017.

(miles de dólares)	2013	2014	2015	2016	2017	^ 2016-2017
Petróleo	3.146.186	3.585.829	2.172.642	1.661.859	2.314.460	39%
Gas	427.245	617.193	379.889	365.099	668.506	83%
Total Compañía	3.573.431	4.203.022	2.552.531	2.026.958	2.982.966	47%

Gráfico Nro2: Progresión de volumen de ventas aproximado según producto vendido. Fuente:

10-K Continental Resources, 2017.



Cuadro Nro3: Volumen de ventas aproximado, por cuenca y por producto. Fuente: 10-K

Continental Resources, 2017.

(Miles de dólares)			
Petróleo crudo	2015	2016	2017
North Dakota Bakken	1.492.551	1.089.051	1.625.932
SCOOP	316.568	264.588	274.619
STACK	10.101	65.106	157.287

(Miles de dólares)			
Gas	2015	2016	2017
North Dakota Bakken	110.975	53.059	175.919
SCOOP	219.132	228.552	321.315
STACK	22.050	52.328	146.590

(Porcentaje)			
Gas sobre el total	2015	2016	2017
North Dakota Bakken	7%	5%	10%
SCOOP	41%	46%	54%
STACK	69%	45%	48%

Gráfico Nro4: Volumen de ventas por cuenca y producto, miles de dólares. Fuente: 10-K

Continental Resources, 2017

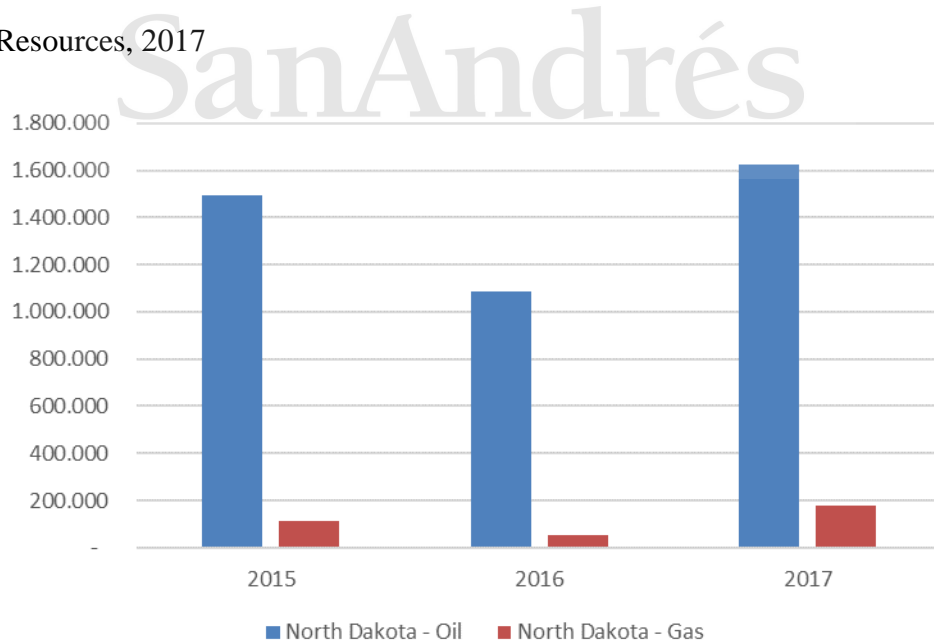


Gráfico Nro4 bis: Volumen de ventas por cuenca y producto, miles de dólares. Fuente: 10-K

Continental Resources, 2017

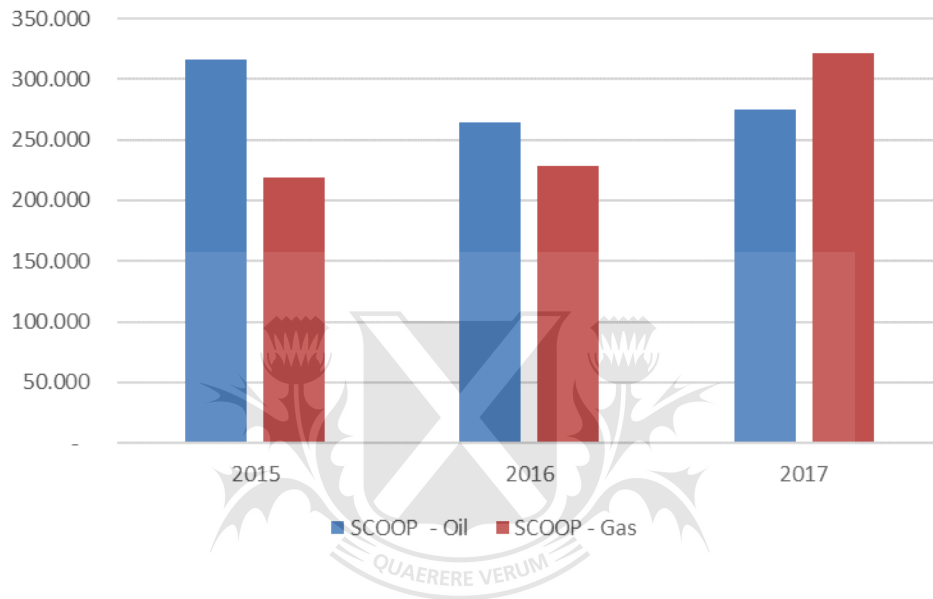


Gráfico Nro4 bisII: Volumen de ventas por cuenca y producto, miles de dólares. Fuente: 10-K

Continental Resources, 2017

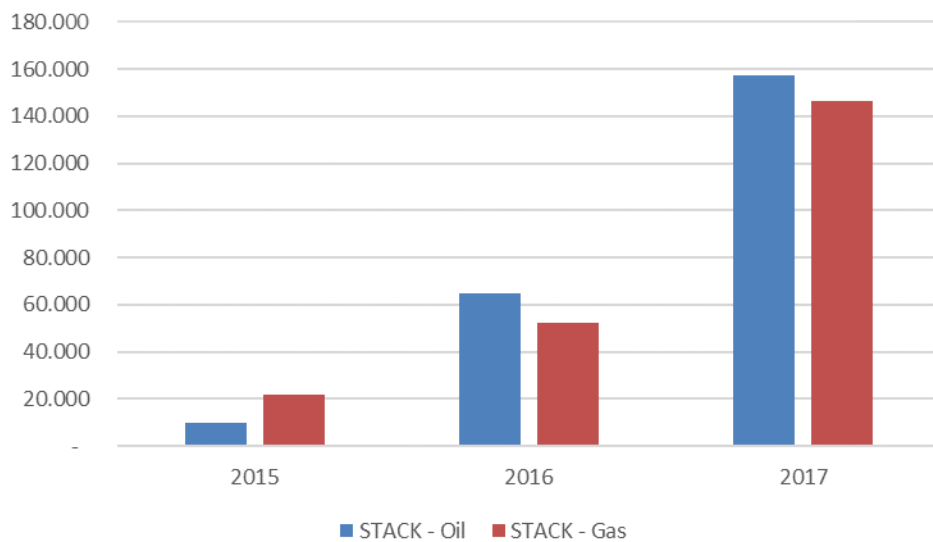
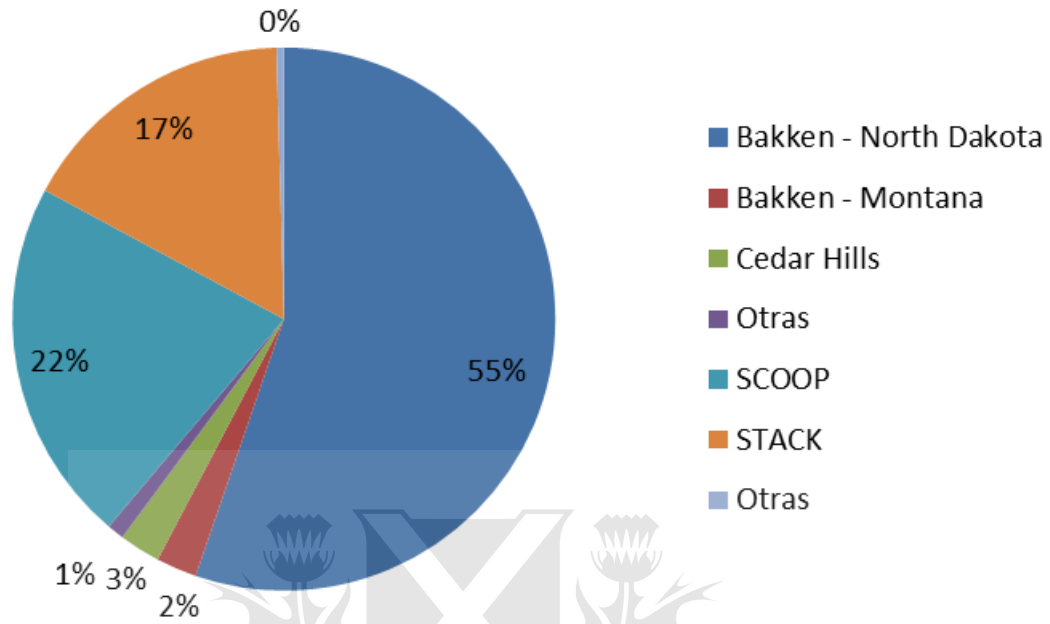


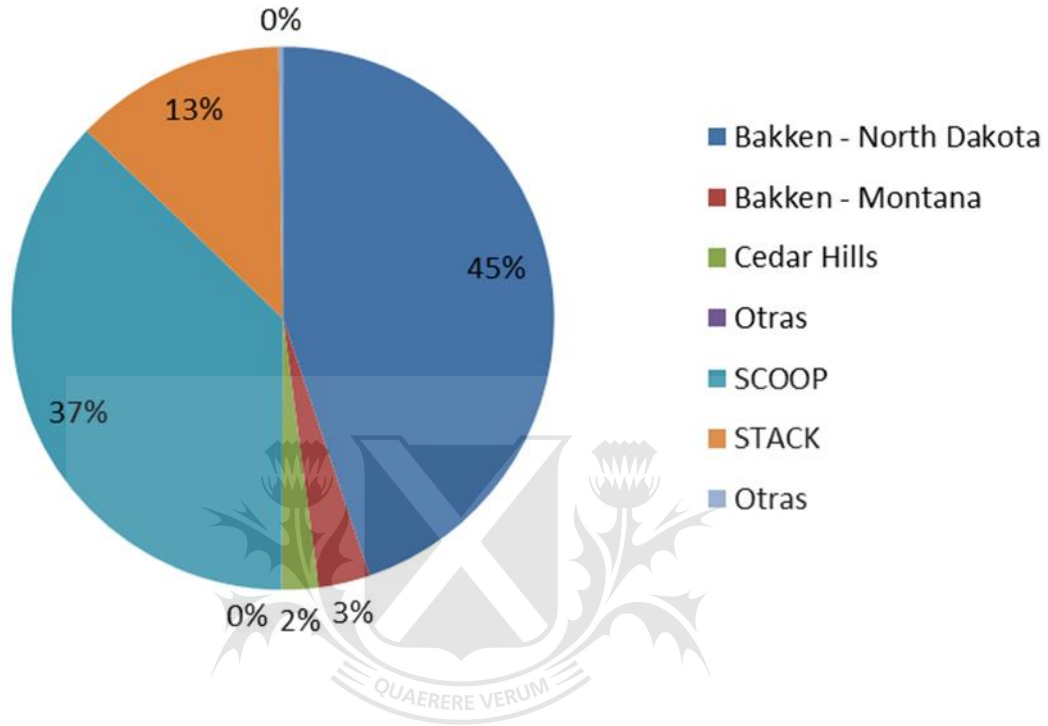
Gráfico Nro5: Producción 2017 por Cuenca. Fuente: 10-K Continental Resources, 2017.



Cuadro Nro6: Reservas y cantidad de pozos netos por cuenca, 2017. Fuente: 10-K Continental Resources, 2017.

	Reservas probadas (MBoe)	Porcentaje del total	Pozos productivos netos
Región Norte:			
Bakken field			
Bakken - North Dakota	594.818	44,83%	1313
Bakken - Montana	40.703	3,07%	263
Cedar Hills	29.001	2,19%	130
Otras	1	0,00%	125
Región Sur:			
SCOOP	491.776	37,06%	260
STACK	167.390	12,61%	160
Otras	3.286	0,25%	175
Total	1.326.975	100%	2426

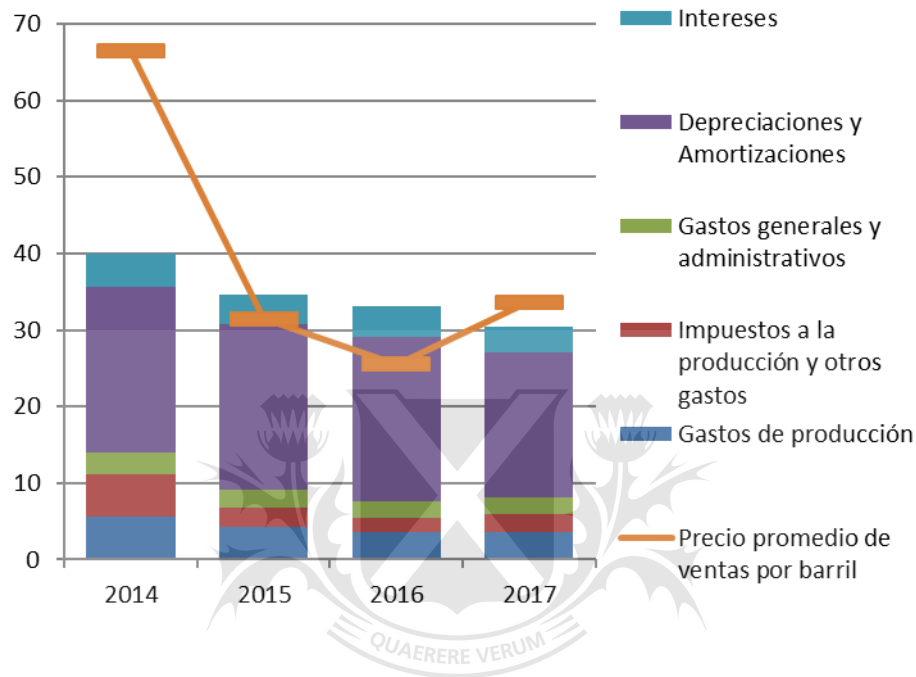
Gráfico Nro7: Reservas por cuenca a 2017. Fuente: 10-K Continental Resources, 2017.



Cuadro Nro8: Costos y precio promedio por barril y margen neto 2014, 2015, 2016 y 2017, en dólares por barril. Fuente: 10-K Continental Resources, 2017.

Costos promedio por barril	2014	2015	2016	2017	15' vs 14'	16' vs 15'	17' vs 16'
Gastos de producción	5,58	4,3	3,65	3,66	-23%	-15%	0%
Impuestos a la producción y otros gastos	5,54	2,47	1,79	2,35	-55%	-28%	31%
Gastos generales y administrativos	2,92	2,34	2,14	2,16	-20%	-9%	1%
Depreciaciones y Amortizaciones	21,51	21,57	21,54	18,89	0%	0%	-12%
Intereses	4,5	3,9	4,0	3,3	-13%	4%	-18%
Costo Total	40,0	34,5	33,2	30,4	-14%	-4%	-8%
Precio promedio de ventas por barril	66,53	31,48	25,55	33,65	-53%	-19%	32%
Margen neto	26,51	-3,07	-7,61	3,26			
Precio promedio anual barril WTI	93,26	48,69	43,14	50,88	-48%	-11%	18%

Gráfico Nro9: Costos y precio promedio por barril y margen neto 2014, 2015, 2016 y 2017, en dólares por barril. Fuente: 10-K Continental Resources, 2017.



2.2. Ventajas comparativas actuales

2.2.1. Inventario de hectáreas de gran calidad

Se poseen aproximadamente 242.200 hectáreas netas no desarrolladas bajo licencia, y 479.600 hectáreas desarrolladas en ciertas zonas Premium. Si bien la Compañía no tiene una mayor cantidad de hectáreas en comparación con sus pares, ver cuadro Nro10, las mismas tienen rendimientos destacados, estando en los primeros lugares al compararla con sus pares (Ver Anexo Nro1). Aproximadamente el 60% de estas áreas están localizadas en áreas no convencionales de las cuencas Bakken, SCOOP, STACK y Arkoma Woodford.

Cuadro Nro10: Desarrollo de tierras en concesión o adquiridas para exploración y explotación, netas. En hectáreas. Fuentes: 10-K De las empresas.

(Hectáreas)	Desarrolladas	No Desarrolladas	Totales
Continental Resources	479.596	242.179	721.775
California Resources	290.160	653.163	943.323
Chesapeake Corp	1.315.634	1.017.381	2.333.015
Newfield Exploration	309.180	186.156	495.336
Range Resources	350.395	173.371	523.766

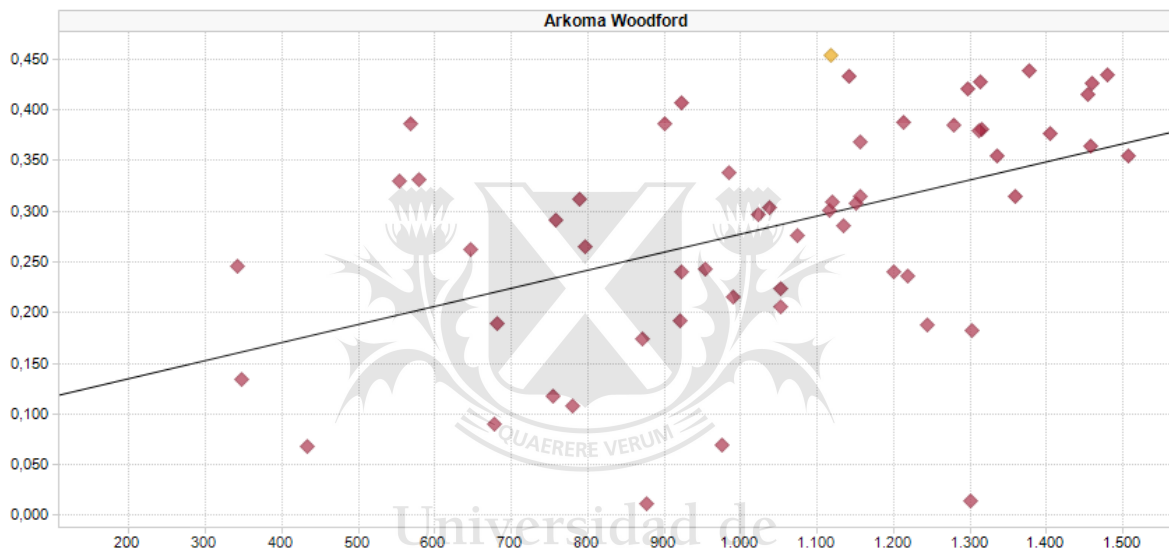
2.2.2. Expertise con perforación horizontal y métodos mejorados de terminación

Los resultados de hoy en día manifiestan que más largas distancias horizontales tienen un impacto positivo en la productividad y en la eficiencia. En el Gráfico Nro11 se ve cómo aumenta la productividad en cada pozo a medida que se perfora mayor cantidad de metros horizontales. En el Gráfico Nro12 se muestra cómo evoluciona la longitud horizontal promedio de los pozos perforados mes a mes por la compañía.

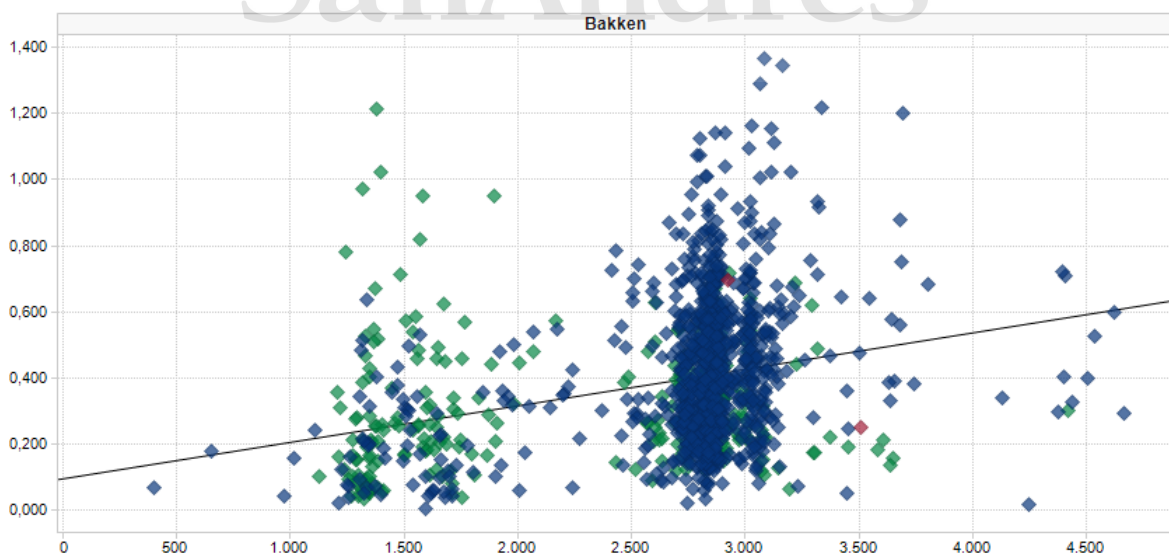
Gráfico Nro11: EUR Total (En millón de barriles equivalentes) en eje vertical vs Longitud lateral (En metros) en eje horizontal, agrupado por Play. Fuente: NAWAT Tool – Wood Mackenzie.

Coloreado por:

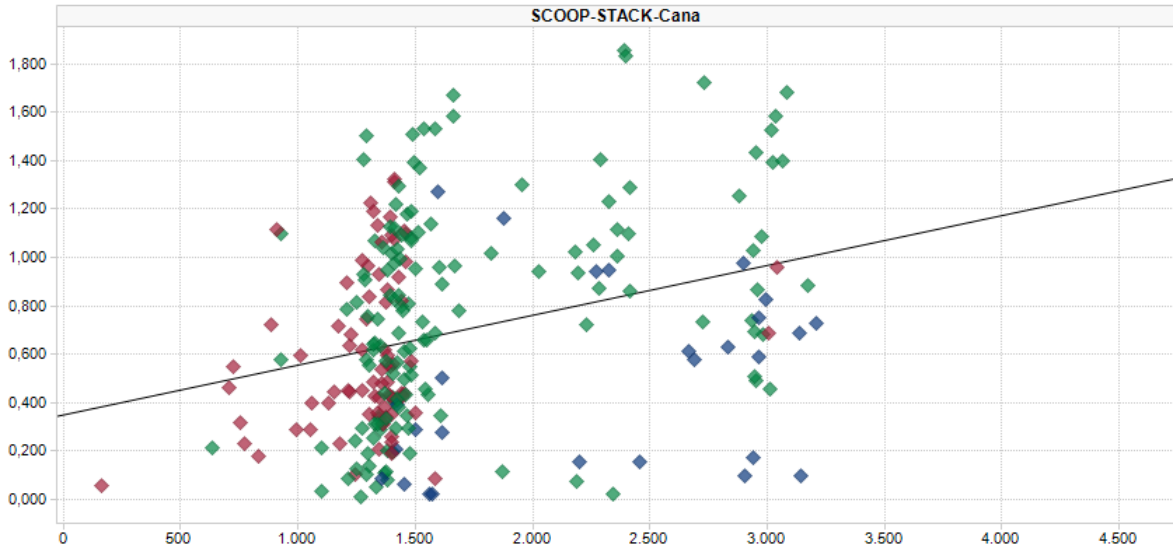
- Pozos de petróleo
- Pozos de gas
- Pozos de petróleo y gas
- Otros pozos



Pendiente: 0,182 mmoes por cada 1000 metros laterales incrementales.

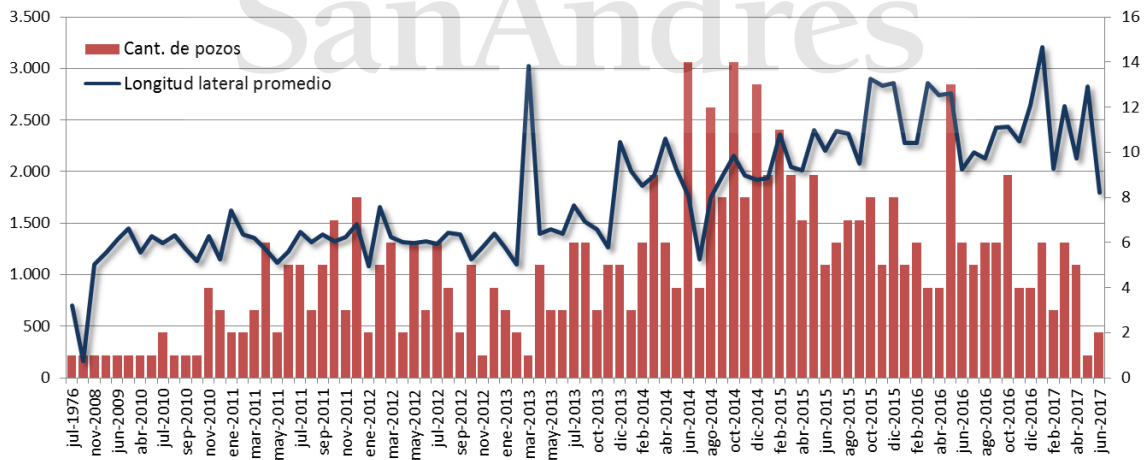


Pendiente: 0,114 mmoes por cada 1000 metros laterales incrementales.



Pendiente: 0,205 mmboes por cada 1000 metros laterales incrementales.

Gráfico Nro12: Longitud lateral promedio del mes (En metros) en eje izquierdo y cantidad de pozos perforados (Cantidad) en eje derecho, actividad total de Continental Resources. Fuente: NAWAT Tool – Wood Mackenzie.



2.2.3. Equipo de Management experimentado

El equipo de mayor *seniority* del management tiene una extensa experiencia en el campo de la industria de petróleo y gas (10-K Continental Resources, 2016). El CEO Harold G. Hamm comenzó su carrera en la industria en 1967. El grupo de 10 oficiales seniors tiene un promedio de 37 años de experiencia en la industria lo que representa la cuadrilla con más años de trabajo entre las empresas comparables.

Cuadro Nro13: Años de experiencia de equipo directivo de trabajo. Fuente: 10-K 2017 de las empresas.

(Años)	Experiencia de equipo directivo
Continental Resources	37
California Resources	25
Chesapeake Corp	30
Newfield Exploration	13
Range Resources	35

2.2.4. Posición financiera y liquidez

La empresa tiene una línea de crédito renovable por 2.750 millones que puede ser incrementada hasta 4.000 millones de dólares. Actualmente hay una disponibilidad de 2.562 millones. De tomarse esa cantidad de dinero, la deuda de largo plazo aumentaría un 29% y si se gestiona el incremento de la línea hasta los 4.000 millones de dólares, ese incremento representaría un aumento del 48% respecto de la deuda de largo plazo actual (Ver Gráfico Nro14), por lo tanto Continental tiene una amplia capacidad de crédito. No todas las empresas comparables poseen este instrumento o el mismo es menor comparado con el tamaño de la

empresa: empresas como California Resources tiene 847 mill usd de línea en este tipo de crédito, Chesapeake no tiene, Southwestern Energy no tiene, Range Resources tiene 3.000 mill usd y Newfield no tiene. Respecto de la agenda de vencimientos es de notar que no existen vencimientos de corto plazo siendo el más cercano uno de 500 millones de dólares de préstamo a término que vence en noviembre de 2018. Esta situación financiera conlleva varios beneficios para la empresa entre los que se puede citar: mayor flexibilidad para articular el ciclo de la industria con sus destacadas necesidades de inversión y, mayor disponibilidad de tiempo para diseñar la nueva estrategia y tomar las consideraciones necesarias respecto de la conducción de la firma en circunstancias donde cambia el clima de negocio. Finalmente, cuando comparamos la empresa con sus pares en el Gráfico Nro15, vemos que, si bien tiene un índice de apalancamiento significativo, está lejos de los casos más preocupantes.

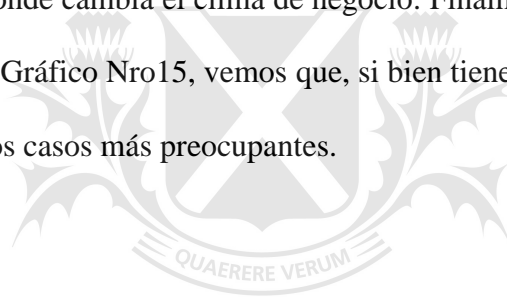


Gráfico Nro14: Estructura de deuda largo plazo de Continental Resources, miles de dólares.

Fuente: Fuente: NAWAT Tool – Wood Mackenzie.

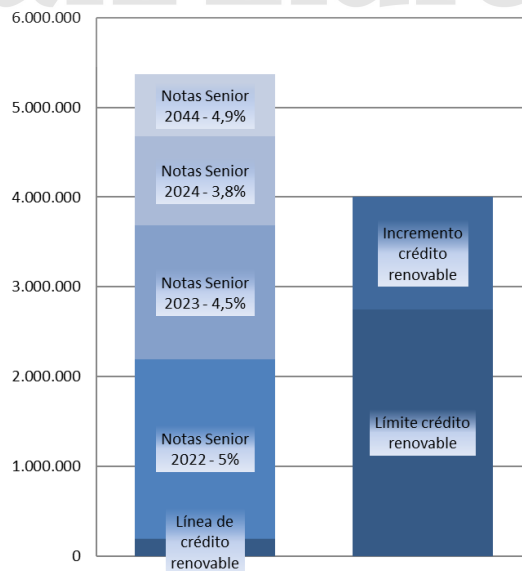
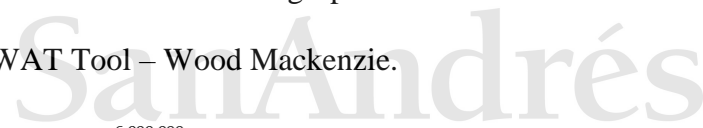
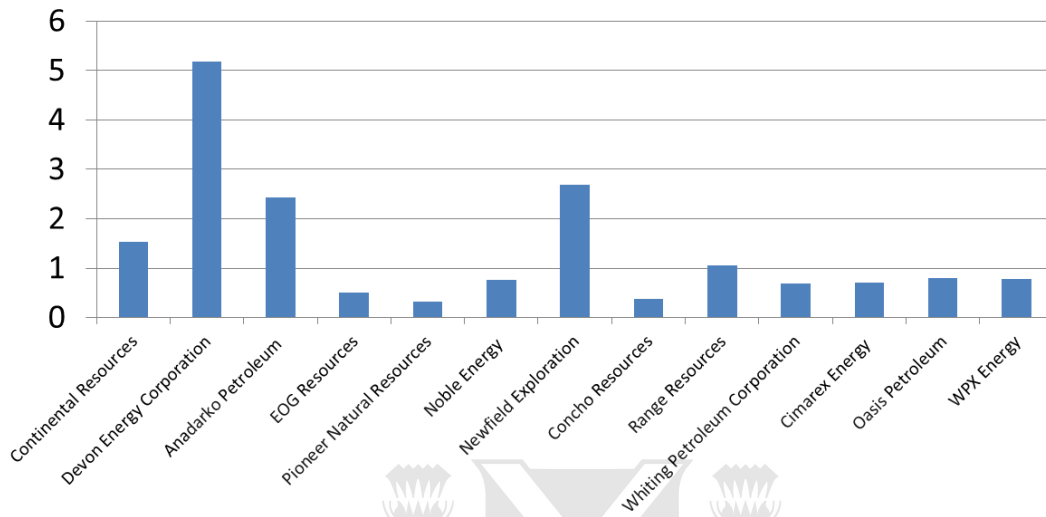


Gráfico Nro15: Indicador Deuda / Patrimonio Neto, proporción. Fuente: yahoo finance.



2.3. Estrategia a futuro

2.3.1. Hacer crecer y mantener un portafolio de activos de primera calidad focalizado en proyectos de altas tasas de retorno

Buscando oportunidades para bajar el inventario de pozos perforados, pero no completados. Para ello se proyectará una inversión compatible con un aumento constante de la producción de un 20% anual compuesto (Presentación *Actualización del inversor* - Performance llevada a un nuevo nivel de mayo, 2017), y se supondrá la reducción de un 75% de los pozos perforados no completados (10-K Continental Resources, 2016).

2.3.2. Optimizar los flujos de caja a través de eficiencias operativas, reducciones de costos y la mejora en las operaciones

Se supondrá una disminución de los costos de producción, y generales y administrativos de un 10% debido a que ya se acumularon reducciones del 30% en los últimos 4 años dejando poco excedente para eliminar. Por el lado del aumento de la productividad se estima un aumento de un 30% en el rendimiento de barriles por capital invertido debido a mejoradas tecnologías de completamiento de pozo.

2.3.3. Mantener flexibilidad financiera y una sólida hoja de balance

Manejar los gastos de capital para minimizar la utilización de nueva deuda y buscar reducir la deuda con los ingresos por ventas de activos no estratégicos. Se estima un cash flow neutral con misma política de dividendos y de inversiones ajustados al WTI estimado para los próximos años. Las inversiones de capital para los próximos años según lo planeado serán las siguientes: 2018 1,0 mil millones; 2019 1,5 mil millones; 2020 1,7 mil millones; 2021 1,5 mil millones; y 2022 0,7 mil millones (10-K Continental Resources, 2017).

Universidad de
San Andrés

2.4. Los proyectos y propiedades de la empresa

Para 2018 se esperan completar 756 pozos (225 netos) y una inversión de 1988 millones de dólares (Ver Cuadro Nro16). El presupuesto de 2018 se ha preparado de acuerdo a una expectativa de flujo de caja disponible: se tomó en cuenta la producción estimada, con declino, para los pozos actualmente activos y la nueva producción esperada según zonas de perforación en desarrollo. La intención es no recurrir a nueva deuda. Si los flujos de caja disminuyen por una caída en el precio de las *commodities* (materias primas), la empresa tiene la capacidad de reducir el gasto en capital (“CAPEX”). Así también, mayores flujos de caja resultantes de mayores

precios de los commodities podrían resultar en un incremento en los gastos de capital. Esta conducta tiene que ver con: las decisiones de producción, la característica cíclica del precio del barril, y la naturaleza del producto que es un *commodity*, de la siguiente manera. Si la compañía entiende que el precio actual del barril está debajo de la media del ciclo es posible que se retrase el aumento de producción o se mantenga en un mínimo hasta tanto el precio del barril suba. De todas formas, las reservas ya están descubiertas y son un activo resguardado debajo del suelo. Pero en el momento en que el precio suba, si la empresa entiende que se encuentra sobre la media del ciclo, considerará beneficioso aumentar la producción, teniendo como objetivo extraer la mayor ganancia del ciclo, usando las reservas descubiertas en el momento oportuno. El manejo de la producción se puede hacer principalmente a través de dos variables: una es la tasa de producción de los pozos activos (Cantidad de Boes producidos por día en cada pozo) y otra es la cantidad de pozos activos (Cantidad de pozos activos en el período anterior; más pozos enganchados, menos pozos agotados en este período). La inversión representa la cantidad de pozos perforados, completados y enganchados en un año por lo que es la variable de control de la cantidad de pozos activos.

Sin embargo, es pertinente ser cuidadoso con la estimación del ciclo y el apalancamiento que se toma frente a esa estimación. Entre 2006 y 2014, un período de ciclo ascendente en el precio del petróleo, la industria ha aumentado su deuda desde 1 billón de dólares hasta 2,5 billones de dólares (Bank for international Settlements, 2015). Al bajar el precio del petróleo las firmas con elevados costos operativos y gran carga de deuda se vieron enfrentadas a un nuevo ambiente de negocios que probaría su capacidad de adaptación. Según datos de Haynesboone, en el año 2014 se presentaron 14 bancarrotas en el sector de petróleo y gas en Estados Unidos con una deuda agregada total de US\$ 6 mil millones. En el año 2015 ese número llegó a 67, con 59 empresas

pertenecientes al sector de exploración y producción y un total de US\$ 17,4 mil millones de deuda quebrantada. Finalmente, en 2016 se acumularon 61 bancarrotas con un total de deuda en bancarrota de US\$ 50,6 mil millones.

Cuadro Nro16: Cantidad de pozos y cantidad de gastos de capital por área de operaciones para 2018. Fuente: 10-K Continental Resources, 2017.

(millones de dólares)	Pozos Brutos	Pozos Netos	CAPEX
Región Norte			
Bakken	415	143	1.193
Región Sur			
SCOOP	160	44	465
STACK y otros	181	38	330
Total	756	225	1.988
Tierras			132
Infraestructura			168
Estudios Geol.			12
Gran Total			2.300

Cuadro Nro17: Cantidad de equipos de perforación y tripulaciones de completamiento por región, planeadas para 2018. Fuente: 10-K Continental Resources, 2017.

(unidades)	Torres de perforación	Tripulaciones de terminación
Región Norte		
Bakken	6	7
Red Rivers	0	0
Región Sur		
SCOOP	7	1
STACK	8	3
Total	21	11

2.4.1. Región Norte

Las propiedades en la región norte representaron el 50% de las reservas totales probadas al 31 de diciembre de 2017 y el 61% de la producción de barriles diaria promedio para el último trimestre de 2017. Ese promedio fue de 175,5 Boes por día un aumento de un 48% respecto del período comparable en 2016 debido a un aumento en la actividad de perforación y terminación. Las principales propiedades de la Región Norte están ubicadas en las unidades Bakken field y Red River.

2.4.1.1. Bakken Field

La compañía es un productor líder, propietario de la concesión y operador en el yacimiento Bakken. Al 31 de diciembre de 2017 la empresa controla una de las más grandes concesiones en el yacimiento de aproximadamente 324 mil hectáreas bajo concesión.

La producción total de Bakken promedió los 165,6 mil Boes por día para el último trimestre de 2017, arriba en 58% del comparable a 2016. En 2017 se completaron 145 pozos en el área comparados con los 38 pozos completados en 2016. La actividad de 2017 en el Bakken se **focalizó en el desarrollo limitado de áreas seguras de alto retorno** en el corazón de Dakota del Norte y el testeó de varias tecnologías de terminación avanzadas para determinar óptimos métodos con el objetivo de mejorar las tasas de retorno y de recuperación de petróleo y gas.

En respuesta a la estabilización e incremento de los precios de las commodities en la última parte de 2017 y 2018 la empresa planea incrementar la actividad en Bakken Dakota del Norte en 2017 respecto del 2016. Las actividades se concentrarán en partes centrales de Bakken Dakota del Norte que proveen oportunidades para bajar el inventario de pozos sin completar, convertir hectáreas no desarrolladas en productoras, incrementar eficiencia del capital, y aumentar las tasas de retorno.

2.4.2. Región Sur

Las propiedades en la Región Sur representaron el 50% de las reservas probadas totales al 31 de diciembre de 2017 y el 39% de la producción diaria promedio en el último trimestre de 2017. Para ese período la producción fue de 111,4 mil Boes por día un incremento del 22% respecto del período comparable de 2016. Las principales propiedades productoras en la región sur están ubicadas en las áreas SCOOP y STACK de Oklahoma.

2.4.2.1. SCOOP

El juego SCOOP se extiende actualmente a lo largo de los condados de Garvin, Grady, Stephens, Carter, McClain y Love en Oklahoma y contiene petróleo y senderos de rica condensación delineada por numerosos pozos de la industria. La empresa es un productor líder,

propietario de concesión, y operador en el juego SCOOP. Al 31 de diciembre de 2017 la empresa controla una de las más grandes concesiones en SCOOP con aproximadamente 112 mil hectáreas bajo licencia. Esta concesión tiene el potencial de contener hidrocarburos en una variedad de convencionales así como no convencionales tanto sobre, como debajo de la formación Woodford en Oklahoma. En años recientes las actividades de perforación han resultado en la expansión vertical de la posición SCOOP Woodford y el descubrimiento de la posición SCOOP Springer que está localizada aproximadamente de 300 a 500 metros por encima de la formación Woodford. Estando en el corazón de la concesión SCOOP, la posición Springer suplementa a Woodford y expande el recurso potencial y el inventario del juego (Ver en glosario).

La actividad de perforación en 2017 se centró en el desarrollo de áreas de bajo riesgo, alta tasa de retorno en las partes centrales del área de reserva. Además, en 2017 se continuó mejorando los diseños de terminación de pozo a través del testeo de varias combinaciones de tipos de fluidos, tipos de propano y volúmenes, y largos de etapas de estimulación para determinar métodos óptimos de recuperación y mayores tasas de retorno.

SCOOP representó el 37% del total de las reservas probadas al 31 de diciembre de 2017 y el 22% de la producción promedio diaria del último trimestre de 2017 (62,2 mil Boes por día). Eso es un 2% menos que el mismo período de 2016. Se completaron 20 pozos en SCOOP durante 2017. Las reservas probadas se incrementaron 4% a 492 millones de Boes en el año 2017. El inventario de locaciones de perforación probadas no desarrolladas en SCOOP a diciembre de 2017 totalizó 230 pozos.

En 2018 se planea invertir aproximadamente \$ **465 millones de dólares** para perforar, completar e iniciar producción en **44 pozos** operados y no operados en el “juego” SCOOP. El programa de 2018 continuará concentrándose en expandir las extensiones productivas conocidas

de SCOOP Woodford y SCOOP Springer y quitar riesgo a las extensiones de tierra, mientras focalizando en áreas que proveen oportunidades para convertir hectáreas no desarrolladas en hectáreas cubiertas por producción, incrementando la eficiencia del capital, reduciendo los costos de exploración y desarrollo y maximizando las tasas de retorno.

2.4.2.2. STACK

Es un recurso nuevo localizado en la Cuenca Anadarko de Oklahoma caracterizada por formaciones geológicas apiladas con las principales siendo las formaciones Meramec, Osage, y Woodford. Al 31 de diciembre de 2017 la compañía controlaba una de las mayores concesiones en la zona con aproximadamente 86 mil hectáreas bajo licencia. Una porción significativa de la extensión poseída en STACK está localizada en porciones sobre presurizadas de los condados de Blaine, Dewey y Custer en Oklahoma donde los reservorios son típicamente más densos y se cree entregan una mayor tasa de producción con relación a las áreas normalmente presurizadas del sistema petrolero de STACK.

A mediados de 2015 se completó el primer pozo de STACK. Basados en el éxito temprano de la actividad de perforación en la zona se ha incrementado significativamente las actividades de concesión y perforación en STACK en 2016. Las actividades de 2016 se focalizaron en entender las extensiones productivas y el contenido de hidrocarburos del “juego” tanto vertical como horizontalmente y se trabajó para establecer el espacio óptimo entre pozos y mejorar los métodos de terminación para el futuro desarrollo del yacimiento.

Para ayudar a acelerar el entendimiento del potencial recurso de STACK en 2016 se perforó el piloto de primera densidad en la ventana de petróleo presurizada del área de reserva en el 8vo pozo de la unidad Ludwig. Los resultados en la unidad ayudaron a disminuir el riesgo de una

porción de las hectáreas y suministró validación para incrementar las actividades de desarrollo en el juego.

Desde la terminación del primer pozo STACK a mediados del 2015 se han testeado satisfactoriamente zonas productivas, se aplicaron terminaciones mejoradas para incrementar producción, se demostró repetitividad de resultados, se redujeron tiempos de perforación y costos de pozo y se redujo el riesgo de una porción importante de las hectáreas del juego (Ver en glosario). Debido al éxito de estos esfuerzos, STACK se ha convertido en otra plataforma de crecimiento y se espera que se transforme en un contribuyente importante al crecimiento de largo plazo. Para facilitar el futuro desarrollo del área se está trabajando en incrementar las capacidades de reciclado y distribución de agua. Además, se está trabajando también en incrementar las capacidades de acopiamiento y transporte de la producción para manipular las cantidades de crudo y gas natural a desarrollar en el juego.

Las propiedades en STACK representaron el 13% de las reservas probadas totales al 31 de diciembre de 2017 y fueron el 17% de la producción diaria promedio total. La producción en STACK fue de 47,9 mil Boes por día durante el cuarto trimestre de 2017 un 96% sobre la producción del período comparable de 2016 debido principalmente al aumento de la actividad de perforación y terminación resultada del programa de perforación. Se completaron un total de 49 pozos en STACK durante 2017. Las reservas totales probadas totalizaron 167 millones de Boes al 31 de diciembre de 2017. El inventario de locaciones de perforación probadas no desarrolladas asciende a 90 pozos al 31 de diciembre de 2017.

En 2018 se planea invertir aproximadamente **\$317 millones de dólares** para perforar, completar e iniciar producción en **37 pozos** operados y no operados en STACK. Las actividades en 2017 se focalizarán en delinear y asegurar la producción en las extensiones de tierra,

expandiendo las áreas productivas conocidas del juego a través de nuevos proyectos de testeo de densidad, monitorear la producción de terminaciones mejoradas y continuar modelizando los modelos geológicos y económicos en el área.

A continuación, se muestra el Cuadro Nro18 ilustrando las características principales de cada área mencionada en el presente capítulo.

Cuadro Nro18: Resumen de información de proyectos y propiedades. Pozos brutos. Fuente: Balance contable. Fuente: 10-K Continental Resources, 2017.

	Región Norte		Región Sur	
	Bakken Field	Unidades Red River	SCOOP	STACK
Terrenos bajo concesión (Miles de hectáreas)	324	42	112	86
Producción 2017 (Miles de boes / día)	165,6	10,1	62,2	47,9
Inversión planeada 2018 (Mill de dólares)	1.190	26	245	317
Pozos completados 2016	38	0	28	26
Pozos completados 2017	145	0	20	49

3. Análisis de la Industria

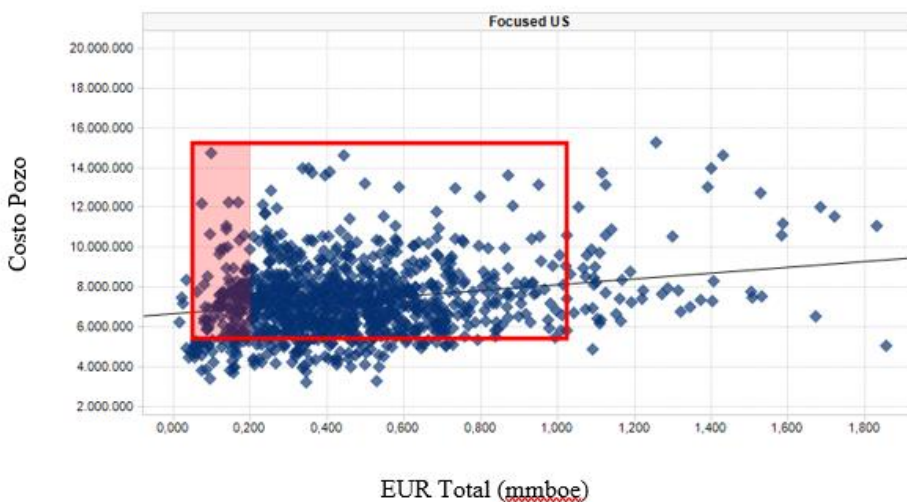
En el mundo, el commodity de mayor comercio es el petróleo y desde que se resolvió el problema del transporte, la utilización del gas ha venido creciendo aceleradamente (Rinaldi, 2001). Esta industria se caracteriza por ser la mayor industria extractiva y hoy en día se acepta

como natural la disponibilidad continua de gas y petróleo para las necesidades humanas a pesar de la complejidad del trasfondo político y económico que está detrás. Es una industria que exige fuertes inversiones a gran escala y las mismas son de alto riesgo ya que los hidrocarburos se encuentran muchas veces luego de numerosos y fallidos intentos (Ver Cuadro Nro19 y Gráfico Nro20). La EIA (Energy Information Administration) proyecta que el mundo producirá en 2018 99,9 millones de barriles de petróleo por día y consumirá 100,1 (Ver Cuadro Nro21).

Cuadro Nro19: Análisis de sensibilidad de la TIR de los proyectos de CLR respecto de: la complejidad del pozo (aproximada a través del costo pozo) y la productividad del pozo (aproximada a través de la EUR del pozo). Fuente: Elaboración propia en base a supuestos mencionados.

		EUR Total (Miles de Boes)										
		15	100	200	300	400	500	600	700	800	900	1.000
Costo Pozo (Miles de US\$)	-15.000	-38%	-19%	-10%	-3%	3%	8%	13%	18%	23%	27%	31%
	-12.500	-36%	-17%	-7%	1%	7%	13%	19%	24%	30%	35%	40%
	-10.000	-34%	-14%	-3%	6%	13%	20%	27%	33%	40%	46%	52%
	-7.500	-32%	-10%	3%	13%	23%	31%	40%	48%	56%	64%	71%
	-5.000	-28%	-3%	13%	27%	40%	52%	64%	75%	87%	99%	110%

Gráfico Nro20: Análisis de sensibilidad de la TIR de los proyectos respecto de: la complejidad del pozo (aproximada a través del costo pozo) y la productividad del pozo (aproximada a través de la EUR del pozo). Fuente: NAWAT Tool – Wood Mackenzie.



*Se estimó el WTI constante a US\$ 52,5. Costos de producción, generales y de administración, impuestos e intereses por US\$ 11,5 por barril y una legacy curve promedio. 10,7% de los pozos tiene TIR <= 0.

Cuadro Nro21: Petróleo global y otros líquidos. Fuente: Outlook EIA.

Oferta y Consumo (millones de barriles por día)					
Petróleo global y otros líquidos	2015	2016	2017	2018 proyectado	2019 proyectado
Producción no OPEP	58,8	57,6	58,4	60,8	63,1
Producción OPEP	38,0	39,4	39,3	39,1	38,7
Producción mundial total	96,8	97,0	97,7	99,9	101,8
Inventario comercial OCDE	2.969	2.994	2.843	2.817	2.916
Capacidad de superávit de producción de crudo de la OPEP	1,5	1,2	2,1	1,6	1,3
Consumo OCDE	46,4	46,8	47,2	47,6	47,9
Consumo no OCDE	48,7	50,2	51,3	52,5	53,6
Consumo total mundial	95,1	97,0	98,6	100,1	101,6

La producción del petróleo a nivel mundial está a cargo de empresas conocidas como petroleras y podemos distinguir distintos grupos dentro de las mismas: las compañías estatales, las compañías “Mega”, las integradas, las grandes independientes, las independientes, las transportistas y las de distribución.

Las compañías nacionales tienen como accionista controlador al gobierno y detentan aproximadamente el 80% de las reservas mundiales de petróleo y gas. Algunas de ellas son PDVSA (Petróleos de Venezuela), PEMEX en México, Petrobras en Brasil, Statoil en Noruega, Sonotrach en Argelia, Aramco en Arabia Saudita, National Iranian Oil Company, YPF en Argentina. Las tres compañías Mega son Exxon-Mobil, Royal Dutch Shell y British Petroleum. Las integradas son Chevron, ConocoPhillips, y Repsol, entre otras. Las independientes son compañías que operan la extracción de petróleo exclusivamente, entre las más grandes podemos encontrar a Anadarko Petroleum, Marathon Oil, Chesapeake y Continental Resources que es la elegida para valuar en esta ocasión. Las empresas nombradas anteriormente tienen un tamaño

muy diferente sin embargo la mayoría atravesó el año 2016 con pérdidas a nivel operativo. Los siguientes gráficos muestran distintos aspectos de las compañías mencionadas anteriormente.

Gráfico Nro22: Compañías petroleras, volumen de ventas 2017 en millones de dólares.

Fuente: Balances Contables, Estados financieros, Informes a entes públicos o de control.

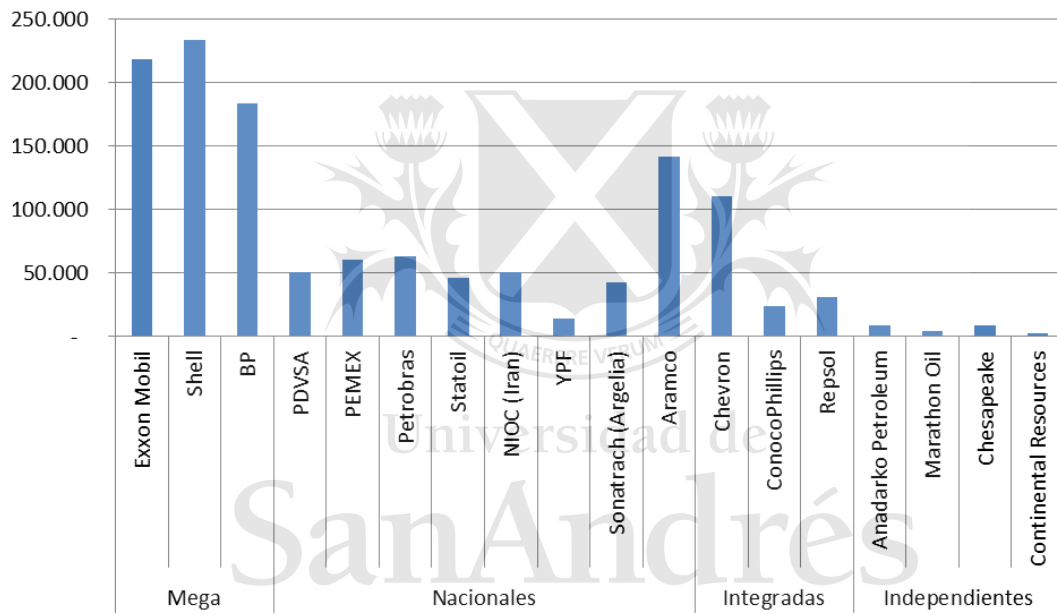


Gráfico Nro23: Compañías petroleras, Porción de mercado en 2017, porcentaje. Fuente: Balances Contables, Estados financieros, Informes a entes públicos o de control. (Las empresas seleccionadas representan el 84% del mercado mundial. CLR representa un 0,13%).

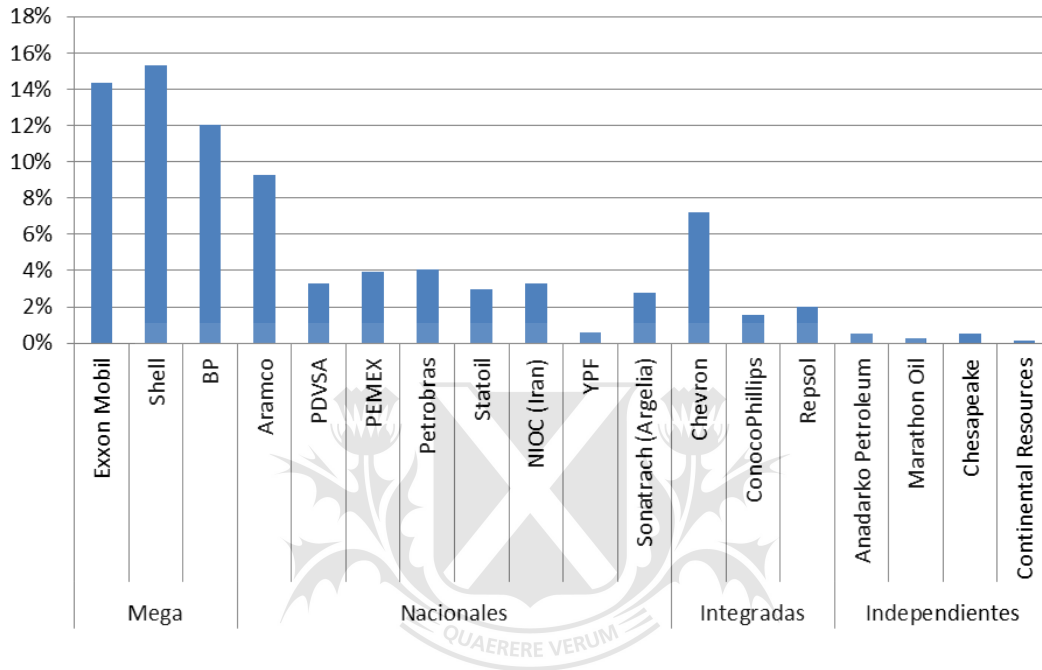


Gráfico Nro24: Compañías petroleras, cantidad de empleados 2017. Fuente: Balances Contables, Estados financieros, Informes a entes públicos.

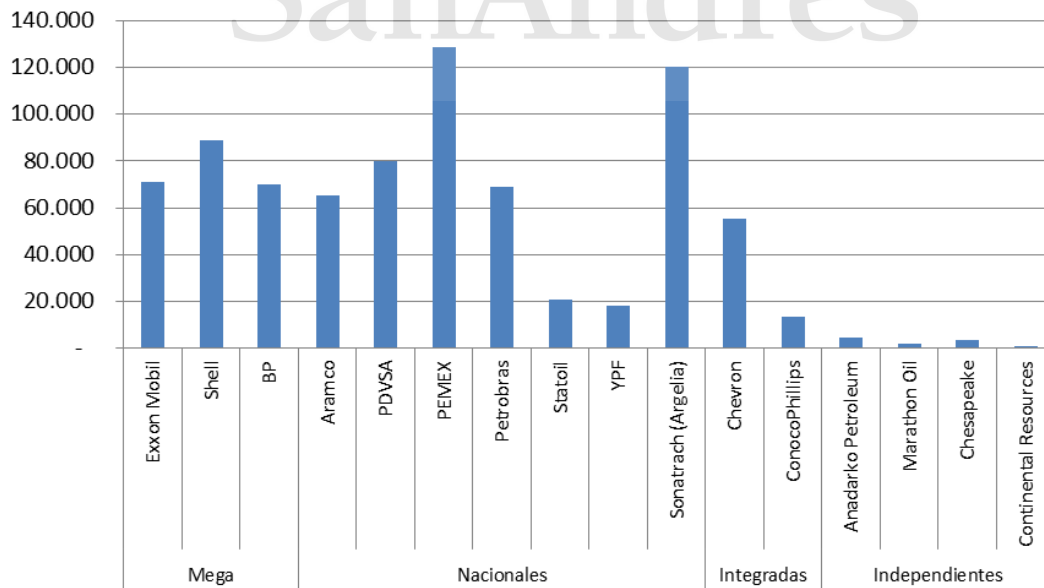
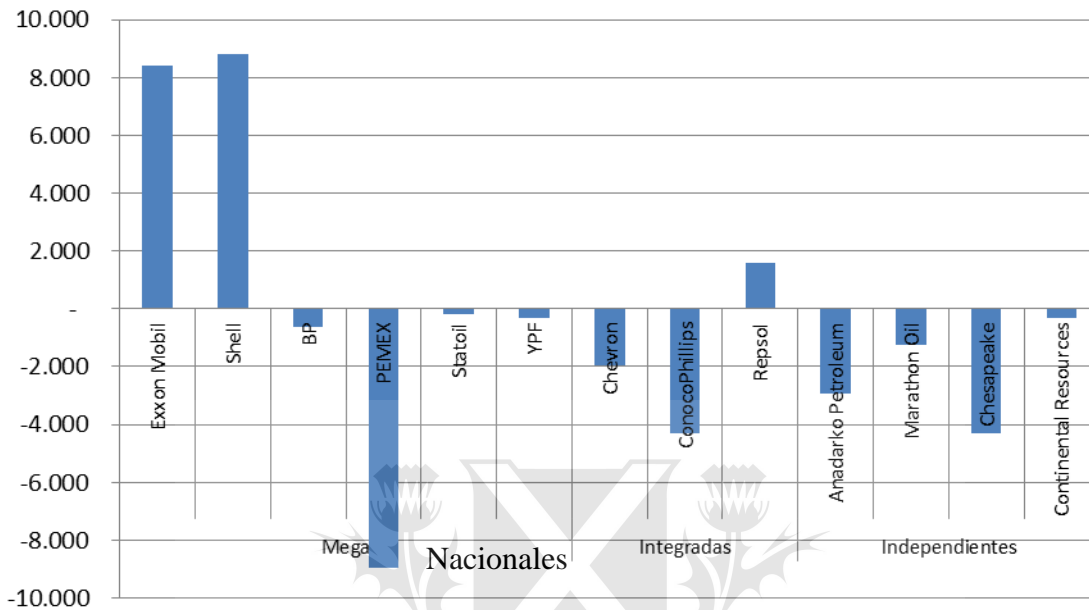


Gráfico Nro25: Compañías petroleras, EBIT 2017 en millones de dólares. Fuente: Balances

Contables, Estados financieros, Informes a entes públicos.

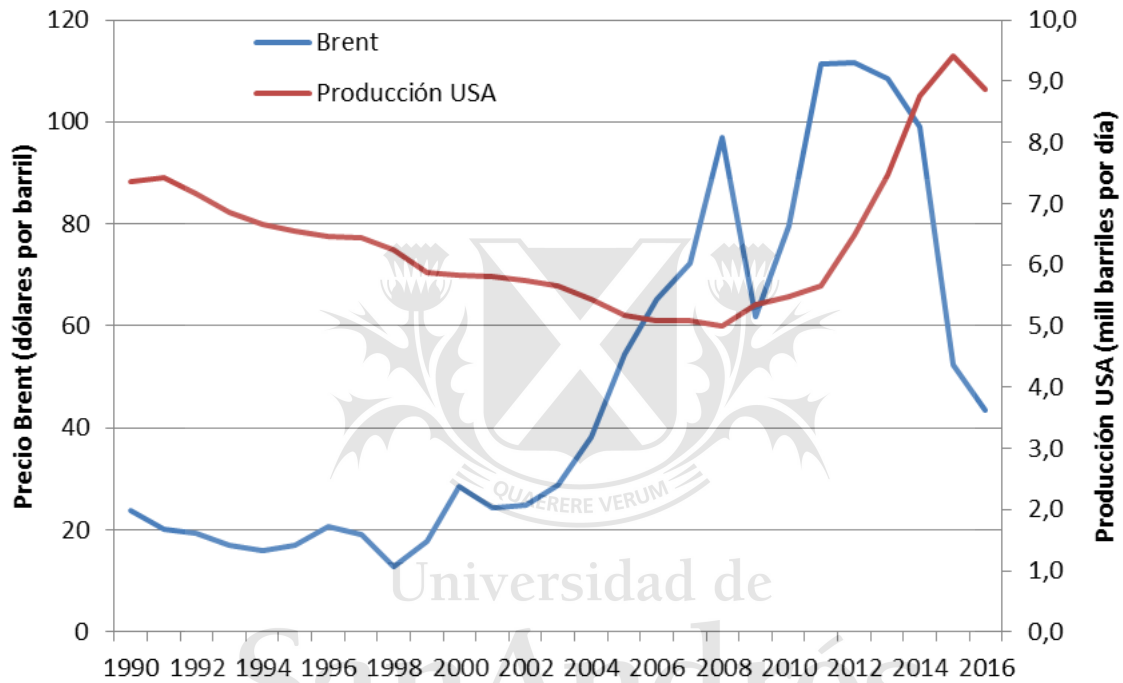


Las compañías petroleras pueden producir tanto petróleo como gas, dado que los yacimientos pueden ser predominantemente productores de uno u otro hidrocarburo, aunque ambos surgen en general conjuntamente. La historia prestó mucha atención al petróleo por ser el primero que se usó a escala comercial y porque en torno a él creció y se fortaleció la industria. Pero el uso del gas comenzó a expandirse en forma creciente desde los años '60, ayudado por la construcción de grandes gasoductos de acero soldado que permiten su transporte a altas presiones.

Un cambio productivo de semejantes proporciones puede encontrarse en la década del 2010 en Estados Unidos, cuando la aparición de la tecnología de explotación del Shale Oil permitió expandir la producción de 5 millones de barriles por día a 9,4 millones, es decir un 88% en 8 años a nivel país. En este período se han perforado 20.000 nuevos pozos, más de diez veces la cantidad de pozos productivos de Arabia Saudita. Una verdadera revolución productiva

fomentada principalmente por la elevación sustancial del precio del barril de petróleo que en los años previos pasó de promediar los 20 dólares (década del '90-'00) a promediar los 80 dólares (década del '05-'14) según se muestra en el siguiente gráfico.

Gráfico Nro26: Precio del crudo Brent y Producción de petróleo en USA. Fuente: EIA.



Este milagro productivo impactó en el precio del barril de petróleo provocando una pelea por parte de los productores del mundo por la cuota de mercado norteamericano a partir de 2013, y por la cuota de mercado global a partir de diciembre de 2015, cuando se levanta la prohibición de exportaciones de petróleo en Estados Unidos.

La caída en el precio del barril ha golpeado a todas las empresas del sector, principalmente las que encararon la revolución productiva del Shale, ya que las mismas tienen el costo marginal más elevado. Por ello vamos a ver que han atravesado o están atravesando dificultades

económicas que aún están por resolverse, aunque el precio del barril se ha fortalecido durante 2017 lentamente.

Es útil aclarar que en esta industria son de suma importancia las reservas de petróleo y gas declaradas que tiene una empresa de exploración y producción. Esto es así ya que las inversiones en pozos productivos tienen un amplio riesgo y tanto la cantidad de producto que hay debajo de la tierra comprada o concesionada, como la cantidad de producto que se puede extraer por cada pozo construido dentro de cada terreno, varía de manera notable. Difieren entonces las reservas en desarrolladas y no desarrolladas dependiendo si ya se hicieron pozos para extraerlas o sólo se hicieron estudios geológicos. A su vez también, dependiendo de la probabilidad deducida según estimaciones económicas y geológicas se clasifican las reservas en p1, p2 y p3, según si tienen una probabilidad de ser extraída de forma económicamente viable (es decir, proyecto con VAN positivo) en un 90%, 50% o 10%, respectivamente. Es común que las Compañías citen la cantidad de reservas de tipo p1 que tienen contabilizadas y una de las formas de valuarlas es a través de ponerle un valor al BOE p1 de reserva.

Finalmente es importante aclarar que también tiene valor la incorporación de tierras ya sean propias o en concesión para la posterior exploración y desarrollo de actividad en las mismas. Sin embargo, la valuación de las tierras y concesiones son difíciles de realizar por el alto grado de incertidumbre antes de la realización de los estudios de geológicos y de campo. Por eso es que las tierras aún no productivas muchas veces son pasadas por alto en la valuación o tienen un costo simbólico de US\$ 1 la hectárea. Aunque la mejor manera de valuar un terreno de estas características es promediar ventas de terrenos de similares características en condiciones de competencia de mercado. Desafortunadamente no hay mucha información en la materia y la consultora Stout recomienda por ejemplo una incipiente base de datos que recopila

EnergyNet, Inc. También están los terrenos que se sospecha pueden contener el recurso de petróleo y gas debajo pero que están siendo utilizado en otras industrias, o aplicaciones. En ese caso se utiliza también el valor de la última transacción efectuada en términos competitivos de mercado. Esto recupera el concepto de costo de oportunidad entre utilidades alternativas de recursos compartidos entre distintas industrias. Boxall, Chan y McMillan (2005) explican matemáticamente a través de un modelo de “error espacial”, cómo se correlacionan los precios de las propiedades rurales residenciales cuando están cerca de instalaciones e infraestructura de la industria del petróleo y el gas.

3.1. Análisis sobre rivalidad de la industria y cadena de valor del negocio

Para plantear el tema en términos del análisis de Porter. La situación que se está propagando desde 2014 en adelante es una en donde los clientes aumentaron enormemente su poder de negociación. Mientras que la oferta global de crudo aumentó, principalmente impulsada por el milagro productivo norteamericano, el ritmo de crecimiento de la demanda mundial de petróleo se mantuvo constante, no reaccionó al movimiento de la oferta, sino que se comportó de manera inelástica. En este contexto los inventarios de crudo aumentaron y los clientes eligieron a quién comprar, los plazos y otro tipo de condiciones.

Así, la amenaza de entrada de nuevos competidores no parece tener un gran peso relativo. Si bien como ocurre con cualquier otra *commodity*, no están presentes en este caso las barreras de diferenciación de producto, personalización y fidelización, aquí la dificultad radica en la

capacidad de fondeo de las nuevas firmas que necesitan altos requerimientos de fondos en un entorno de rendimientos bajos.

Por otro lado, la amenaza de productos sustitutivos tampoco parece ser muy relevante ya que no hay actualmente una tecnología de generación de energía que pueda rivalizar con el petróleo y el gas. Comparada con sustitutos como la energía solar o eólica, es una tecnología más barata, más abundante, más fácil de distribuir y almacenar, y los avances tecnológicos están demostrando que está lejos de verse restringida por el lado de la oferta (agotamiento del recurso) (Subhes C. Bhattacharyya, 2011). Las fuentes de energías alternativas aún tienen dificultades como la imposibilidad del manejo del ritmo de generación y la dificultad de su distribución y almacenamiento (Barnes y Levine, 2011). Se entienden hoy en día como un complemento al desarrollo del petróleo y gas, pero no como un sustituto.

Finalmente, el poder de negociación de los proveedores también se vio cercenado en la situación actual. La caída en el precio del barril provocó una disminución importante en la actividad de perforación. En noviembre de 2014 había 3.291 equipos perforadores activos² en el mundo, pero en mayo de 2015 ese número cayó a 1.829, un 44% menos (Baker Hughes Rig Count, 2015). Esa caída fue principalmente explicada por la disminución de la actividad estadounidense donde de pasar de 1.925 equipos activos en mayo 2015 había sólo 891, un 54% menos. En esa situación el costo de las torres de perforación pasó de US\$ 24 mil por día a US\$ 16 mil en promedio. Sin embargo, se dieron fusiones de grandes empresas en el sector de proveedores para ganar poder de negociación en este ambiente hostil: General Electric compró Baker Hughes en septiembre 2016 y Schlumberger adquirió Cameron International Corporation

² Sin contar Rusia y China

en abril 2016. Antes de las adquisiciones los ingresos anuales de las Compañías fueron: 9,8 mil millones de dólares el de Baker Hughes en 2016, 8,8 mil millones de dólares de Cameron 2015 y 27,8 mil millones de dólares Schlumberger 2016. Esto cambió la situación de las principales empresas de servicios al pozo y por lo tanto modificó la situación del mercado. Hoy en día las principales empresas prestadoras de servicio en Estados Unidos son las siguientes, ordenadas por facturación anual de 2016: Schlumberger, 27,8 mil millones, Halliburton, 15,9 mil millones, BHGE O&G, 12,9 mil millones, y Weatherford, 5,7 mil millones.

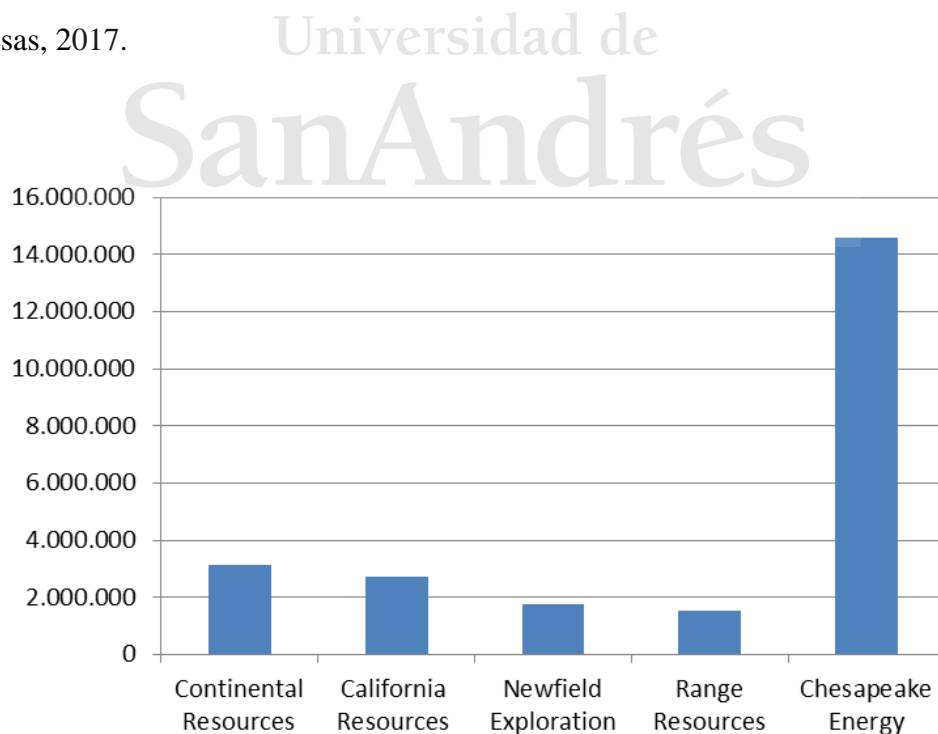
Por el lado de la rivalidad entre los participantes existentes es de notar que en esta industria es muy difícil lograr “Ventajas de demanda” ya que el petróleo es una commodity y es muy fácil reemplazar ciertas calidades de petróleo por otras, el hábito no hace un factor diferenciador fundamental en la elección de un proveedor de petróleo u otro, el costo de búsqueda es barato respecto de las transacciones comerciales llevadas a cabo y los “switching costs” son de poco valor económico entre ciertas calidades de petróleo, es decir que desde este punto de vista va a ser difícil encontrar un factor diferenciador. Sin embargo, por el lado de la “ventaja de costos” es donde se pueden explicar las diferencias competitivas ya que factores como la curva de aprendizaje técnica y las licencias de explotación de terrenos altamente productivos marcan la diferencia en el costo unitario de las distintas empresas productoras. Son estos factores los que determinan qué empresas se quedan con el mercado después de las fluctuaciones de precios que determinan las fuerzas de la oferta y la demanda. Las empresas que logran articular la técnica más eficiente, y las mejores licencias de explotación son las que logran brindar mayor producción, mayor estabilidad comercial, y más ganancias.

4. Posicionamiento Competitivo

Como se mostró anteriormente hay distintos tipos de empresa en el sector y se debe tener cuidado al comparar. Una empresa independiente de exploración y producción que vende barriles de petróleo tiene un negocio distinto al de una empresa integrada que tiene a su cargo la venta de combustibles en estaciones de servicios, y otros productos derivados del petróleo como el asfalto, insumos para productos plásticos, etc.

Por eso, dentro del grupo de empresas independientes de exploración y producción, la búsqueda de comparables avanzó eligiendo cuatro empresas con un volumen similar de ventas y otra con un tamaño mayor para evaluar esta dimensión también. A continuación, se mostrarán las empresas elegidas por volumen de ventas orgánicas. Es decir, el promedio de ventas de los últimos cinco años.

Gráfico Nro27: Empresas comparables por volumen de ventas en miles de dólares. Fuente: 10-K Empresas, 2017.

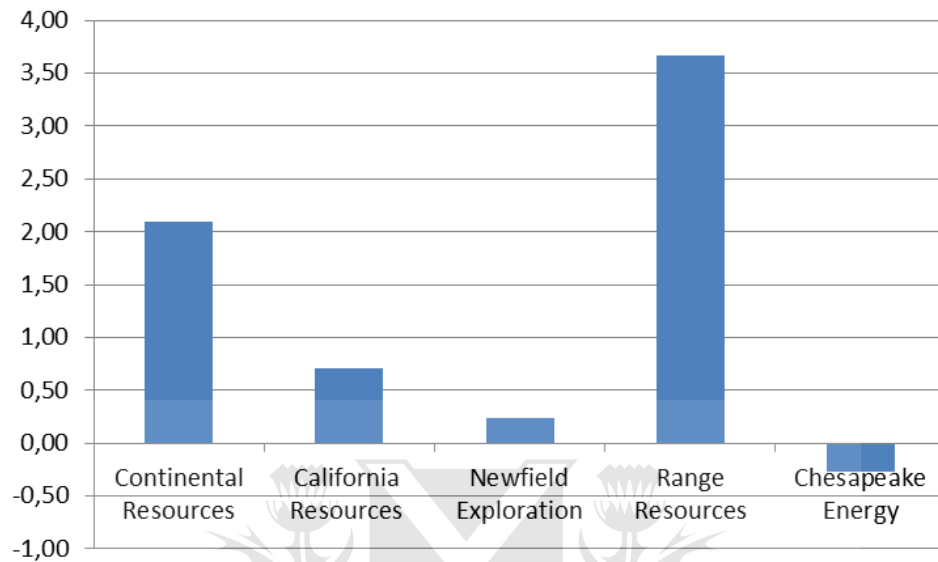


A continuación, se presentará las mismas empresas según su índice de reemplazo orgánico que se define como el cambio anual de reservas sobre el nivel de producción de cada empresa. Es decir, que si este indicador marca 1 durante ese año se han incorporado a las reservas probadas de la empresa la misma cantidad de barriles de petróleo que su producción promedio anual. Si marca más de 1 quiere decir que se incorporaron más reservas que la cantidad producida durante ese año y por lo tanto hay más reservas que el año anterior. Si marca entre 0 y 1 quiere decir que, si bien la exploración dio resultados positivos durante el año, el incremento de reservas no llegó a compensar lo consumido por la producción en ese año y por lo tanto hay menos reservas que al inicio del período. Finalmente, si el número es negativo quiere decir que las reservas declinaron más que lo consumido por la producción. Es de notar que el nivel de reservas probadas es la cantidad de barriles de petróleo que se encuentra debajo del suelo con capacidad de ser explotado económicamente³, por lo tanto, el mismo también depende del precio de petróleo asumido para hacer la TIR de los proyectos. Es decir que la cantidad de reservas anualmente varía de acuerdo con la variación del precio del petróleo asumida para su cálculo.

³ Fuente: <http://www.spe.org/industry/petroleum-reserves-definitions.php>

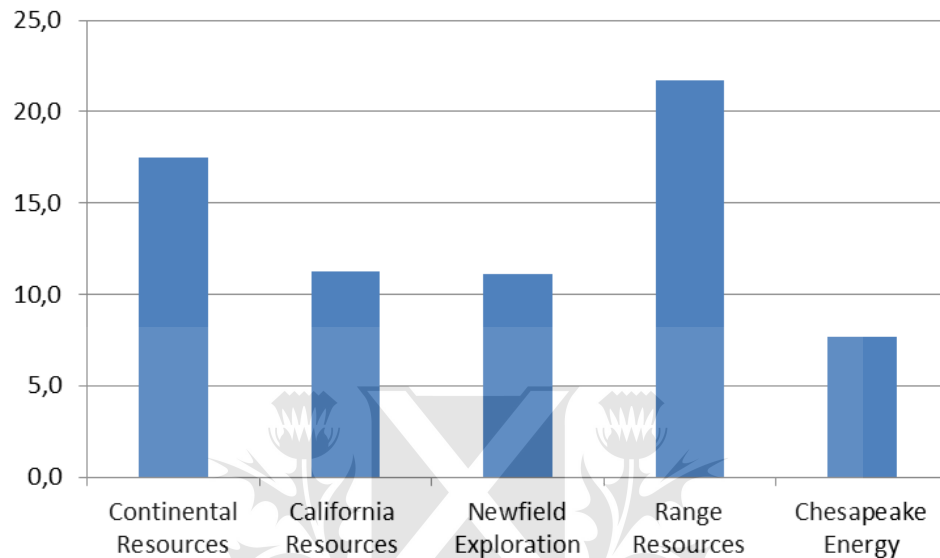
Gráfico Nro28: Empresas comparables, índice de reemplazo orgánico. Fuente: 10-K

Empresas, 2017.



Otro indicador utilizado para comparar empresas del sector petrolero es la cantidad de años de producción que tienen las mismas en la forma de reservas probadas (Reservas probadas sobre producción anual). Este indicador es más estable ya que no depende de la actividad de exploración anual (delta reservas anual) sino del stock de reservas del año. Si bien sigue dependiendo del precio del petróleo y de la actividad anual incorpora la historia de la exploración de toda la vida de la compañía.

Gráfico Nro29: Empresas comparables, años de reservas orgánico. Fuente: 10-k Empresas, 2017.



Al analizar estos dos indicadores podemos ver que estas empresas se comportan de manera similar según ambos indicadores. Continental Resources tiene un índice de reemplazo de más de 2 (2,09) lo que significa que en los últimos 5 años en promedio adhirió el doble de lo que produjo a sus reservas. A su vez tiene 17,5 años de producción en sus reservas siendo la segunda empresa que más años de producción tiene. En el extremo contrario se encuentra Chesapeake Energy que tiene un índice de reemplazo negativo (-0,28) y 7,7 años de producción de reservas, los indicadores más pobres en ambos casos. Como empresa ganadora en esta comparación tenemos a Range Resources que tiene los mejores indicadores en ambos casos. 3,67 es su índice de reemplazo y 21,7 años de producción tiene de reservas. De las dos empresas no mencionadas es California Resources la que marca una diferencia a su favor, con un índice de reemplazo de 0,71, es que en los últimos 5 años no pudo incrementar sus reservas más allá de su producción y tiene 11,3 años de producción como reservas. Finalmente, New Field Exploration tiene un índice

de reemplazo orgánico de 0,23 y 11,1 años de producción de reserva. A Continuación, analizaremos la producción y el nivel de reservas.

Gráfico Nro30: Empresas comparables, producción orgánica en miles de barriles. Fuente: 10-k empresas, 2017.

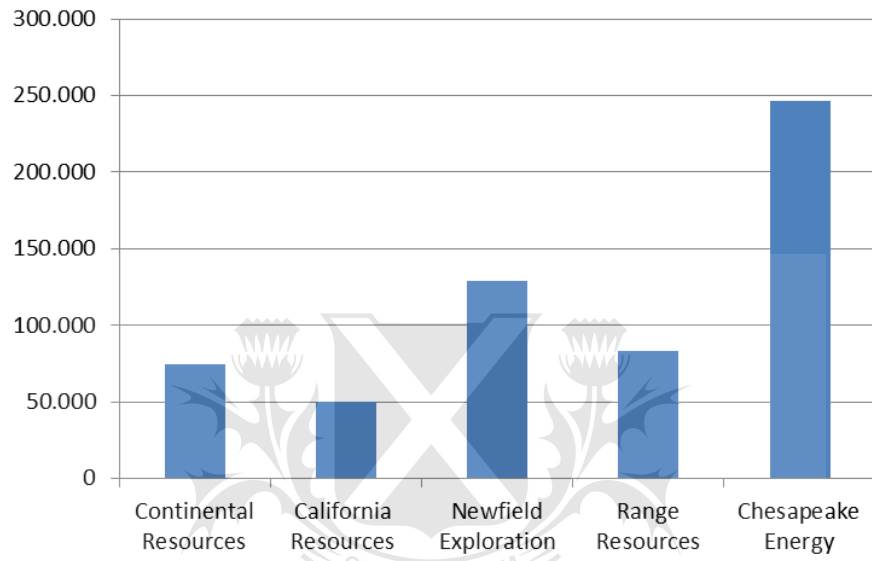
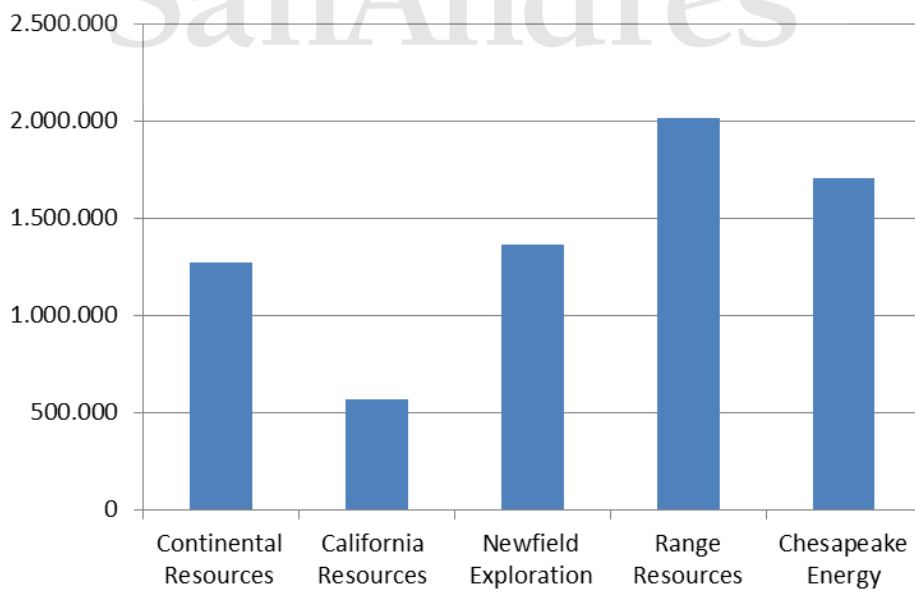


Gráfico Nro31: Empresas comparables, reservas probadas en 2017 en miles de barriles. Fuente: 10-k empresas, 2017.



A través de los gráficos mostrados podemos entender que las empresas que tenían mejor performance respecto de los ratios específicos de la industria no son las que más producen, ya que aquellos indicadores penalizan la producción. Chesapeake Energy y Newfield Exploration son las empresas que mayor producción orgánica presentan con 246,3 y 128,6 millones de barriles anuales, respectivamente y las más perjudicadas con los indicadores utilizados anteriormente. Continental por otro lado tiene 1.275 millones de barriles de reservas probadas exhibiendo el cuarto lugar en cantidad de reservas. El primer lugar lo detenta Range Resources con 2.012 millones de barriles, seguido de cerca por las menguantes reservas de Chesapeake Energy de 1.708 millones de barriles. Newfield Exploration tiene 1.366 millones de barriles reservas probadas y California Resources cuenta con 568 millones de barriles. A continuación, se analizará la rentabilidad y situación financiera de la industria.

Gráfico Nro32: Empresas comparables, EBITDA 2017 en miles de dólares. Fuente: 10-k empresas, 2017.

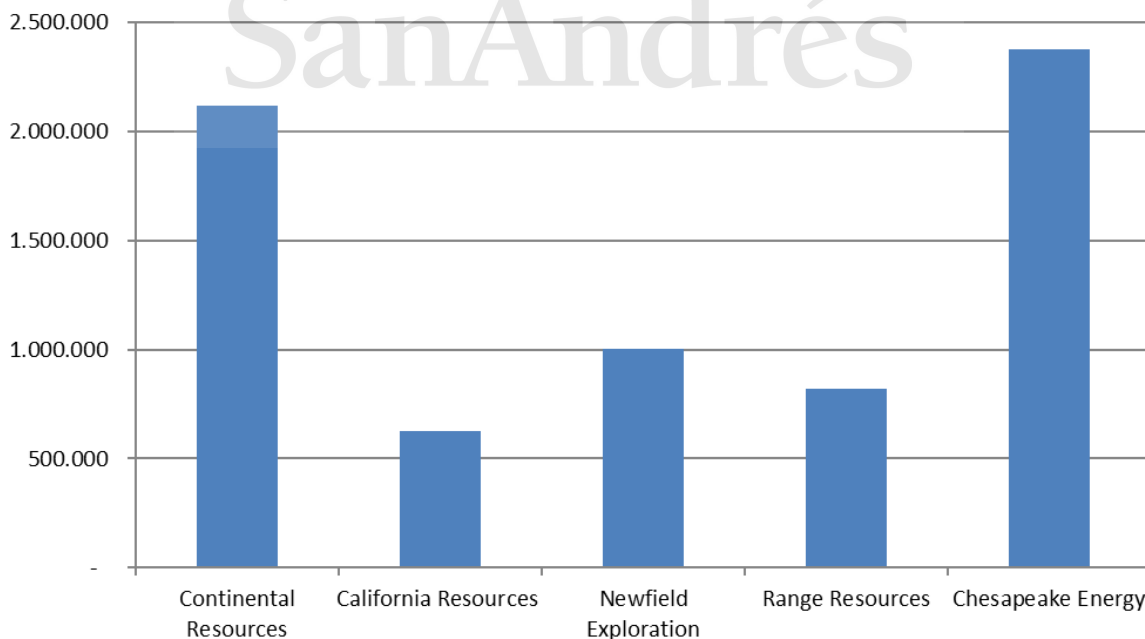
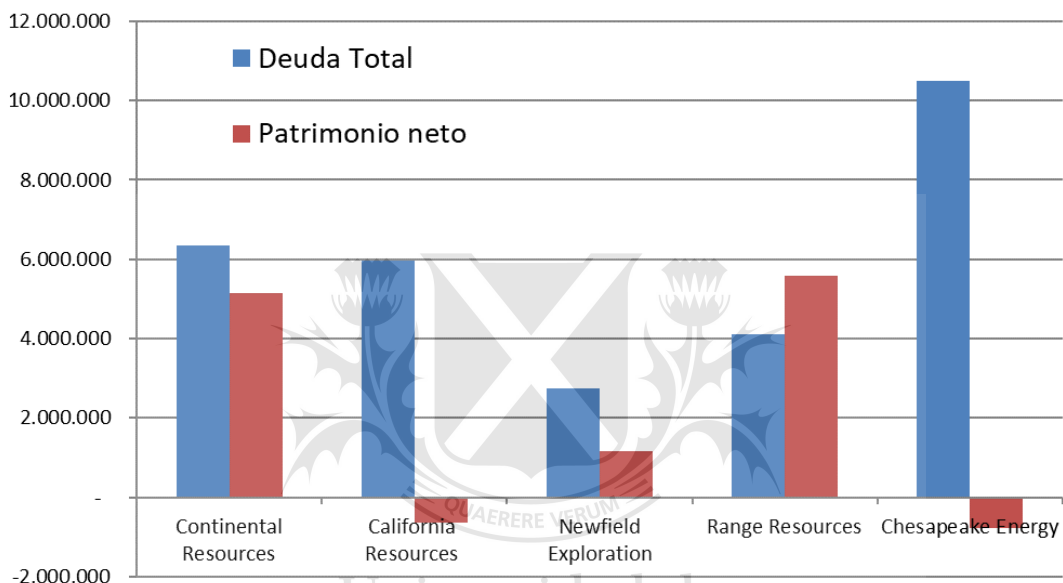


Gráfico Nro33: Empresas comparables, Deuda y PN 2017 en miles de dólares. Fuente: 10-k

Empresas, 2017.



Cuando analizamos la rentabilidad de las empresas vemos que todas las empresas tienen EBITDA positivo, situación diferente a lo ocurrido en 2016 donde sólo dos de ellas detentaban esta característica que representa una situación difícil ya que una empresa no puede sobrevivir mucho tiempo con EBITDA negativo debido a lo siguiente: el indicador EBITDA refleja el resultado de la operación de un negocio, no toma en consideración gastos concretos de la empresa como son el pago de impuestos, intereses y las depreciaciones que pueden ser tomadas como una aproximación de los requerimientos de inversiones de mantenimiento. Cuando la empresa ingresa en terreno de EBITDA negativo es muy probable que tenga problemas de liquidez e incluso de solvencia en el corto plazo, dependiendo de sus disponibilidades de caja y

su capacidad de desprenderse de activos rápidamente, afortunadamente hubo un cambio en la marea con los precios de venta de 2017. En el Gráfico Nro33 se muestran las deudas totales y patrimonio neto de las empresas, allí vemos la persistencia de la mala situación económica en la industria hasta la actualidad. Las empresas California Resources y Chesapeake Energy tienen alta posibilidad de presentar quiebra por capítulo 11 ya que están muy apalancadas, y tienen Patrimonio Neto negativo.



5. Análisis Financiero

El análisis financiero comenzará con la presentación de los estados financieros de la empresa Continental Resources para luego entrar en los detalles del análisis de proporciones y ratios financieros.

Cuadro Nro34: Continental Resources, Estado de Resultados. Fuente: 10-K Continental

Resources, 2017.

miles de dólares	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ingresos:						
Ventas de crudo y gas natural	2.290.608	3.473.026	4.107.894	2.551.131	2.026.958	2.982.966
Ventas de crudo y gas natural a afiliados	58.892	100.405	95.128	1.400	0	0
Ganancia (Pérdida) en derivados	154.016	-191.751	559.759	91.085	-71.859	91.647
Operaciones de servicio	39.071	40.127	38.837	36.551	25.174	46.215
Total de ingresos	2.542.587	3.421.807	4.801.618	2.680.167	1.980.273	3.120.828
Costos operativos:						
Gastos en producción	193.466	280.789	347.349	347.243	289.289	324.214
Gastos en producción para afiliados	1.974	1.408	5.123	1.654	0	0
Impuestos a la producción y otros gastos	198.505	298.787	349.760	200.637	142.388	208.278
Gastos de exploración	23.507	34.947	50.067	19.413	16.972	12.393
Operaciones de servicio	32.248	29.665	21.871	17.337	11.386	16.880
Depreciaciones y amortizaciones	692.118	965.645	1.358.669	1.749.056	1.708.744	1.674.901
Perjuicios a la propiedad	122.274	220.508	616.888	402.131	237.292	237.370
Gastos administrativos	121.735	144.379	184.655	189.846	169.580	191.706
Resultado litigación	0	0	0	0	0	59.600
Ganancia neta sobre venta de activos	-136.047	-88	-600	-23.149	-307.844	-53.915
Costos operativos Totales	1.249.780	1.976.040	2.933.782	2.904.168	2.267.807	2.671.427
Ganancia Operativa	1.292.807	1.445.767	1.867.836	-224.001	-287.534	449.401
Otros ingresos (gastos):						
Intereses devengados	-140.708	-235.275	-283.928	-313.079	-320.562	-294.495
Pérdida por extinguiamiento de deuda			-24.517		-26.055	-554
Otros	3.097	2.557	2.647	1.995	1.697	1.715
Total de otros ingresos (gastos)	-137.611	-232.718	-305.798	-311.084	-344.920	-293.334
Ingreso (Pérdida) antes de impuesto a las ganancias	1.155.196	1.213.049	1.562.038	-535.085	-632.454	156.067
Provisión (Beneficio) por impuesto a las ganancias	415.811	448.830	584.697	-181.417	-232.775	-633.380
Ingreso (Pérdida) neto	739.385	764.219	977.341	-353.668	-399.679	789.447
Ingreso (pérdida) neto por acción, básico	2,04	2,08	2,65	-0,96	-1,08	2,13
Ingreso (pérdida) neto por acción, diluido	2,03	2,07	2,64	-0,96	-1,08	2,11
Ingreso (Pérdida) integral:	739.385	764.219	977.341	-353.668	-399.679	789.447
Ajustes por moneda extranjera			-385	-2.969	3.094	567
Ingresos integrales	739.385	764.219	976.956	-356.637	-396.585	790.014

En el Estado de resultados se puede ver cómo desde 2012 a 2014 los ingresos mostraron una pendiente ascendente que luego empeoró hacia 2016 a niveles menores que los mostrados en el inicio de la serie y luego se recuperaron en 2017. La pérdida operativa de 2016 se debe a que en el período de bonanza los costos operativos se incrementaron en línea con los ingresos, pero

luego los mismos no se pudieron reducir a la misma tasa. Durante 2013 y 2014 los costos operativos crecieron 1.700 millones de dólares, pero en 2015 y 2016, cuando los ingresos se deterioraron 2.100 millones de dólares aproximadamente, los costos operativos totales sólo pudieron bajar 700 millones de dólares. En 2017 los ingresos totales aumentaron 956 millones de dólares respecto de 2016 y los costos operativos totales 403 millones de dólares, revirtiendo la tendencia en dirección de recuperar la tasa de ganancia previa a la crisis. Una evolución interesante tiene la voz “depreciaciones y amortizaciones” que tiene el peso más importante dentro de la estructura de costos operativos de esta empresa: mientras que en 2016 los ingresos son menores que en 2012, las “depreciaciones y amortizaciones” aumentaron en mil millones de dólares aproximadamente, un 80% de la ganancia operativa inicial. Por esta razón en el Estado de origen y aplicación de fondos analizaremos los gastos en capital (CAPEX) y su relación con otras variables de la empresa. En 2017 si bien los ingresos aumentaron como mencionábamos antes, las depreciaciones se mantuvieron prácticamente constantes (-2%). El pago de intereses orgánico suma aproximadamente 265 millones de dólares lo que representa un 11% del gasto operativo. Finalmente, la provisión orgánica por impuesto a las ganancias es de 67 millones de dólares representando una tasa efectiva de 16%.

Cuadro Nro35: Continental Resources, Balance de activos y pasivos, miles de dólares. Fuente:

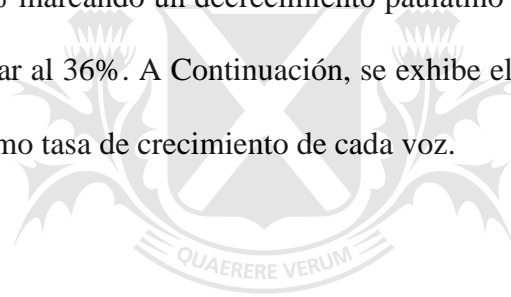
10-K Continental Resources, 2017.

En miles de dólares	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Activos						
Activos Corrientes:						
Caja y equivalentes	35.729	28.482	24.381	11.463	16.643	43.902
Créditos a cobrar:						
Ventas de crudo y gas natural	468.650	643.498	552.476	378.622	404.750	671.665
Partes afiliadas	12.410	13.107	13.360	122	99	63
Intereses compartidos y otros	356.111	349.579	567.476	232.293	364.850	426.585
Activos derivados	18.389	3.616	52.423	93.922	4.061	2.603
Inventarios	46.743	54.440	102.179	94.151	111.987	97.406
Impuestos diferidos y prepagos	365	44.337	63.266	11.766	10.843	9.501
Gastos prepagos y otros	8.386	10.207	14.040			
Total activos corrientes	946.783	1.147.266	1.389.601	822.339	913.233	1.251.725
Propiedades y equipamiento (método de esfuerzos exitosos)	8.105.269	10.721.272	13.635.852	14.063.328	12.881.227	12.933.789
Deuda neta	55.726	72.644	87.625			
Activos derivados no corrientes	32.231		31.992	14.560		
Otros activos no corrientes				19.581	17.316	14.137
Activos Totales	9.140.009	11.941.182	15.145.070	14.919.808	13.811.776	14.199.651
Pasivos y Patrimonio Neto						
Pasivos corrientes:						
Cuentas a pagar	687.310	885.289	1.263.724	553.285	476.342	692.908
Regalías a pagar	261.856	291.772	272.755	187.000	217.425	374.831
Pagos a partes afiliadas	6.069	5.436	7.305	69	148	143
Pasivos devengados	155.681	198.113	404.506	176.947	176.770	260.074
Pasivos por derivados	12.999	90.535	1.645	3.583	59.489	0
Porción corriente de deuda de largo plazo	1.950	2.011	2.078	2.144	2.219	2.286
Pasivos corrientes totales	1.125.865	1.473.156	1.952.013	923.028	932.393	1.330.242
Deuda de largo plazo neta de porción corriente	3.537.771	4.713.821	5.995.837	7.115.644	6.577.697	6.351.405
Otros pasivos no corrientes						
Pasivos por impuesto a las ganancias diferido	1.262.576	1.736.812	2.141.447	2.090.228	1.890.305	1.259.558
Pasivos por retiros netos de porción corriente	44.944	54.353	75.462	101.251	94.436	111.794
Pasivos por derivados no corrientes	2.173	7.829	3.109	3.706		
Otros pasivos no corrientes	2.981	2.093	9.358	17.051	14.949	15.449
Total de otros pasivos no corrientes	1.312.674	1.801.087	2.229.376	2.212.236	1.999.690	1.386.801
Patrimonio Neto						
Acciones emitidas	1.856	1.857	3.720	3.730	3.745	3.752
Capital adicional pagado	1.226.835	1.252.034	1.287.941	1.345.624	1.375.290	1.409.326
Otras pérdidas integrales acumuladas			-385	-3.354	-260	307
Ganancias acumuladas	1.935.008	2.699.227	3.676.568	3.322.900	2.923.221	3.717.818
Patrimonio Neto total	3.163.699	3.953.118	4.967.844	4.668.900	4.301.996	5.131.203
Pasivos y Patrimonio Neto total	9.140.009	11.941.182	15.145.070	14.919.808	13.811.776	14.199.651

185,604,681 acciones en circulación a diciembre de 2012
 185,658,659 acciones en circulación a diciembre de 2013
 371,317,318 acciones en circulación a diciembre de 2014
 372,005,502 acciones en circulación a diciembre de 2015
 374,492,357 acciones en circulación a diciembre de 2016
 375,196,507 acciones en circulación a septiembre de 2017

Respecto de los activos corrientes, durante los 5 años el efectivo y equivalentes disponibles han decrecido a menos de la mitad para volver a aumentar en 2017. Los documentos por cobrar por ventas de crudo y gas natural se redujeron un 13,6% en 5 años lo que representó 63,9 millones de dólares menos de financiamiento por este medio, para volver a aumentar un 66% sólo en el 2017 (266.915 dólares). Los inventarios más que se duplicaron desde 2012, por lo que USD 50,7 millones quedaron atrapados en esta forma. Analizando los pasivos corrientes, las cuentas a pagar mostraron una reducción de un 31% hasta 2016 lo que representó adelanto de pagos por 211,0 millones de dólares y las regalías a pagar se redujeron también un 17% o 44,4 millones de dólares hasta el mismo año. Sin embargo, las cuentas a pagar aumentaron en 2017 por 216,6 millones de dólares, un 45,5% y las regalías aumentaron 157,4 millones de dólares, un 72,4%. Analizando los activos no corrientes la cuenta que tiene mayor peso en el balance “Propiedades y equipamiento” aumentó un 59% pasando de 8.105 millones de dólares a 12.881 millones en 2016 lo que muestra la magnitud de la inversión en una cuenta que representaba el 89% del balance de la empresa en 2012 y terminó representando el 93% del balance en 2016. En 2017 la cuenta llega a 12.934 millones manteniéndose prácticamente constante respecto del año anterior. El crecimiento anual en los primeros años fue de **32% y 27% en 2013 y 2014** respectivamente, cuando el precio del petróleo era alto, luego la tendencia se revertió sin embargo la inversión ya está hundida y el crecimiento en 2015 y 2016 fue **3% y -8%** respectivamente para terminar en **0%** de crecimiento en 2017. Por el lado de los pasivos no corrientes la deuda de largo plazo creció del 39% al 48% del “pasivo + patrimonio neto” siguiendo un patrón similar a las “propiedades y equipamiento” con un aumento anual de **33% y 27% en 2013 y 2014** respectivamente en los años pujantes, luego tomando el descalce con un **19% y, -8% en los años 2015 y 2016** para terminar en **-3%** en el 2017. La cancelación de deuda

durante el último año se hizo vendiendo activos no estratégicos de la cartera de hectáreas no desarrolladas de la firma en un contexto de precios bajos del petróleo. El pasivo por impuestos a las ganancias diferido se mantiene constante a lo largo del período en un 14% del total del “pasivo + patrimonio neto” demostrando que no se esperó una modificación en la tasa de ganancia de largo plazo a pesar de la variación sustancial del precio del petróleo ocurrida **durante** el período 2012-2016, en 2017 sí bajó al 9% como resultado de la reducción de la tasa del impuesto corporativo a las ganancias del 35% al 21% de la administración del presidente Donald Trump. Finalmente, el Patrimonio Neto representaba el 35% del “pasivo + PN” en 2012 y en 2016 representó el 31% marcando un decrecimiento paulatino a lo largo de los 5 años, pero en 2017 se volvió a recuperar al 36%. A Continuación, se exhibe el balance de activos y pasivos en proporción del total y como tasa de crecimiento de cada voz.



Universidad de
San Andrés

Cuadro Nro36: Continental Resources, Balance de activos y pasivos, proporción de activos

totales. Fuente: 10-K Continental Resources, 2017.

En miles de dólares	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Activos						
Activos Corrientes:						
Caja y equivalentes	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Créditos a cobrar:						
Ventas de crudo y gas natural	5%	5%	4%	3%	3%	5%
Partes afiliadas	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Intereses compartidos y otros	4%	3%	4%	2%	3%	3%
Activos derivados	0%	0%	0%	1%	0%	0%
Inventarios	1%	0%	1%	1%	1%	1%
Impuestos diferidos y prepagos	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Gastos prepagos y otros	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Total activos corrientes	10%	10%	9%	6%	7%	9%
Propiedades y equipamiento (método de esfuerzos exitosos)	89%	90%	90%	94%	93%	91%
Deuda neta	1%	1%	1%	0%	0%	0%
Activos derivados no corrientes	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Otros activos no corrientes	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Activos Totales	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Pasivos y Patrimonio Neto						
Pasivos corrientes:						
Cuentas a pagar	8%	7%	8%	4%	3%	5%
Regalías a pagar	3%	2%	2%	1%	2%	3%
Pagos a partes afiliadas	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Pasivos devengados	2%	2%	3%	1%	1%	2%
Pasivos por derivados	0%	1%	0%	0%	0%	0%
Porción corriente de deuda de largo plazo	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Pasivos corrientes totales	12%	12%	13%	6%	7%	9%
Deuda de largo plazo neta de porción corriente	39%	39%	40%	48%	48%	45%
Otros pasivos no corrientes						
Pasivos por impuesto a las ganancias diferido	14%	15%	14%	14%	14%	9%
Pasivos por retiros netos de porción corriente	0%	0%	0%	1%	1%	1%
Pasivos por derivados no corrientes	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Otros pasivos no corrientes	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Total de otros pasivos no corrientes	14%	15%	15%	15%	14%	10%
Patrimonio Neto						
Acciones emitidas	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Capital adicional pagado	13%	10%	9%	9%	10%	10%
Otras pérdidas integrales acumuladas	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Ganancias acumuladas	21%	23%	24%	22%	21%	26%
Patrimonio Neto total	35%	33%	33%	31%	31%	36%
Pasivos y Patrimonio Neto total	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Cuadro Nro37: Continental Resources, Balance de activos y pasivos, crecimiento anual de cada voz. Fuente: 10-K Continental Resources, 2017.

En miles de dólares	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Activos						
Activos Corrientes:						
Caja y equivalentes		-20%	-14%	-53%	45%	164%
Créditos a cobrar:						
Ventas de crudo y gas natural		37%	-14%	-31%	7%	66%
Partes afiliadas		6%	2%	-99%	-19%	-36%
Intereses compartidos y otros		-2%	62%	-59%	57%	17%
Activos derivados		-80%	1350%	79%	-96%	-36%
Inventarios		16%	88%	-8%	19%	-13%
Impuestos diferidos y prepagos		12047%	43%	-81%	-8%	-12%
Gastos prepagos y otros		22%	38%	-100%		
Total activos corrientes		21%	21%	-41%	11%	37%
Propiedades y equipamiento (método de esfuerzos exitosos)		32%	27%	3%	-8%	0%
Deuda neta		30%	21%	-100%		
Activos derivados no corrientes		-100%		-54%	-100%	
Otros activos no corrientes					-12%	-18%
Activos Totales		31%	27%	-1%	-7%	3%
Pasivos y Patrimonio Neto						
Pasivos corrientes:						
Cuentas a pagar		29%	43%	-56%	-14%	45%
Regalías a pagar		11%	-7%	-31%	16%	72%
Pagos a partes afiliadas		-10%	34%	-99%	114%	-3%
Pasivos devengados		27%	104%	-56%	0%	47%
Pasivos por derivados		596%	-98%	118%	1560%	-100%
Porción corriente de deuda de largo plazo		3%	3%	3%	3%	3%
Pasivos corrientes totales		31%	33%	-53%	1%	43%
Deuda de largo plazo neta de porción corriente		33%	27%	19%	-8%	-3%
Otros pasivos no corrientes						
Pasivos por impuesto a las ganancias diferido		38%	23%	-2%	-10%	-33%
Pasivos por retiros netos de porción corriente		21%	39%	34%	-7%	18%
Pasivos por derivados no corrientes		260%	-60%	19%	-100%	
Otros pasivos no corrientes		-30%	347%	82%	-12%	3%
Total de otros pasivos no corrientes		37%	24%	-1%	-10%	-31%
Patrimonio Neto						
Acciones emitidas		0%	100%	0%	0%	0%
Capital adicional pagado		2%	3%	4%	2%	2%
Otras pérdidas integrales acumuladas				771%	-92%	-218%
Ganancias acumuladas		39%	36%	-10%	-12%	27%
Patrimonio Neto total		25%	26%	-6%	-8%	19%
Pasivos y Patrimonio Neto total		31%	27%	-1%	-7%	3%

Cuadro Nro38: Continental Resources, Estado de origen y aplicación de fondos. Fuente: 10-K

Continental Resources, 2017.

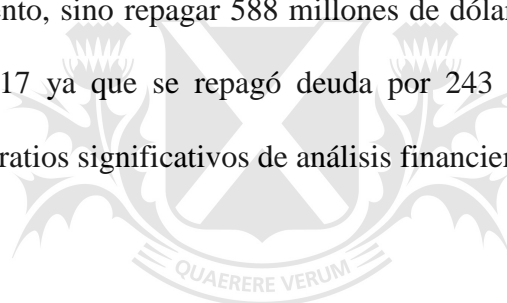
En miles	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Flujo de caja por actividades operativas:						
Ganancias (Pérdida) Neta	739.385	764.219	977.341	-353.668	-399.679	789.447
Ajustes para reconciliar los flujos de caja:						
Depreciaciones y amortizaciones	694.698	965.437	1.368.311	1.746.454	1.709.567	1.670.838
Perjuicio a la propiedad	122.274	220.508	616.888	402.131	237.292	237.370
(Ganancia) Pérdida de derivados, no caja	-199.737	130.196	-174.409	-21.532	156.621	-58.031
Compensación basada en acciones	29.057	39.890	54.353	51.834	48.098	45.868
Beneficio fiscal por reforma impositiva	0	0	0	0	0	-713.655
Provisión (Beneficio) por impuesto a las ganancias diferido	405.294	442.621	584.677	-181.441	-209.836	88.056
Pérdida (Beneficio) impositivo por compensación basada en acciones	-15.618	0	0	-13.177	9.828	0
Costos de pozo seco	767	9.350	23.679	8.381	4.866	176
Arreglo por litigación						59.600
Ganancia neta sobre venta de activos	-136.047	-88	-600	-23.149	-304.489	-55.124
Pérdida por extinguiamiento de deuda	0	0	24.517		26.055	554
Otros, neto	5.007	2.037	7.637	12.646	9.812	12.592
Cambios en activos y pasivos						
Cuentas a cobrar	-91.791	-166.138	-129.634	524.973	-158.383	-329.811
Inventarios	-7.165	-7.697	-65.919	7.997	-17.836	14.517
Otros activos corrientes	14.381	-11.537	-57.489	65.493	968	1.038
Cuentas a pagar	-8.487	107.250	85.540	-201.434	-14.404	137.339
Regalías a pagar	40.030	28.401	-18.022	-85.754	30.455	158.982
Pasivos devengados y otros	40.309	44.260	58.880	-84.056	-883	21.368
Otros activos y pasivos no corrientes	-292	-5.414	-35	1.403	-2.133	-2.018
Flujo operativo neto	1.632.065	2.563.295	3.355.715	1.857.101	1.125.919	2.079.106
	-1,4	-1,1	-1,0	-1,1	-0,6	-0,6
Flujo de caja por actividades de inversión						
Exploración y desarrollo	-3.493.652	-3.660.773	-4.604.468	-3.042.747	-1.154.131	-1.931.942
Compras de propiedades productoras de crudo y gas natural	-570.985	-16.604	-48.917	-557	-5.008	-8.446
Compra de otra propiedad y equipamiento	-53.468	-62.054	-63.402	-36.951	-5.375	-12.810
Ingresos por la venta de activos	214.735	28.420	129.388	34.008	631.549	144.353
Flujo neto de inversiones	-3.903.370	-3.711.011	-4.587.399	-3.046.247	-532.965	-1.808.845
Flujos de caja por actividades de financiación						
Préstamos de la línea de crédito	2.119.000	970.000	1.695.000	2.001.000	1.691.000	1.302.000
Repago de la línea de crédito	-1.882.000	-1.290.000	-1.805.000	-1.313.000	-1.639.000	-2.019.000
Ingresos por la emisión de notas Senior	1.999.000	1.479.375	1.681.834	0	0	990.000
Repago de las notas senior	0	0	-300.000		-600.000	0
Extra por repago de notas senior	0	0	-17.497	0	-19.168	0
Ingresos de otra deuda	22.000	0	0	500.000	0	0
Repago de otra deuda	-1.579	-1.951	-2.013	-2.078	-2.144	-502.214
Costos de emisión de deuda	-7.373	-2.265	-8.026	-4.597	-40	-1.999
Recompra de subsidios de patrimonio	-11.236	-14.690	-16.583	-7.313	-8.593	-11.821
(Pérdida) Beneficio impositivo por compensación basada en acciones	15.618	0	0	13.177	-9.828	0
Ejercicio de las opciones de acción	60	0	0	0	0	0
Flujo neto (Usado en) Provisto por las actividades de financiación	2.253.490	1.140.469	1.227.715	1.187.189	-587.773	-243.034
Efecto del tipo de cambio en el efectivo	0	0	-132	-10.961	-1	32
Cambio neto de caja	-17.815	-7.247	-4.101	-12.918	5.180	27.259
Caja al inicio del ejercicio	53.544	35.729	28.482	24.381	11.463	16.643
Caja al final del ejercicio	35.729	28.482	24.381	11.463	16.643	43.902

En el Estado de origen y aplicación de fondos se puede ver que el flujo operativo neto también tiene un comportamiento asociado al precio del barril. Empieza la serie con 1.632 millones de dólares en 2012, llega a su punto máximo en 2014 con 3.356 millones de dólares

para finalmente regresar y tocar el mínimo de la serie en 2016 en 1.126 millones de dólares, en 2017 parece volver con tendencia al escenario previo en 2.079 millones de dólares. Es interesante notar que el *ratio*, dinero invertido en “exploración y desarrollo” contra “flujo operativo neto” llevó una tendencia negativa: mientras en el comienzo de la serie (2012) se invertía en exploración y desarrollo 2,1 veces el flujo operativo neto, al finalizar el período ese número pasa a ser 93%. Eso implica que, durante todo el período, el exceso de inversión por sobre los flujos productivos fue financiado por terceros en una tendencia decreciente y acompañando la caída del precio del barril. Sin embargo, la magnitud de la inversión en “exploración y desarrollo” para el tamaño de esta empresa fue realmente muy grande, se hará el ejercicio de compararla con el total de los ingresos de la compañía para establecer mejor su magnitud. El *ratio* “exploración y desarrollo” a ingresos de la compañía da en 2012 1,4; una repetición de 1,1 para los tres años posteriores (2013, 2014 y 2015), 0,6 para el año 2016 y 0,6 para el año 2017. La financiación de este significativo nivel de inversión se produjo principalmente con emisión de notas seniors: 1.999 millones de dólares en 2012, 1.479 millones de dólares en 2013 y 1.681 millones de dólares en 2014. A partir de ese año la compañía no emitió más notas. Finalmente, en noviembre de 2016 las notas que vencían en 2020 y 2021 a 7,375% y 7,125% respectivamente fueron redimidas por un valor de 600 millones de dólares con los ingresos obtenidos de la venta de activos no estratégicos de la empresa (hectáreas en campos no desarrollados). En diciembre de 2017 la empresa emitió 1.000 millones de dólares de 4,375% a pagarse en 2028 y recibió unos ingresos totales de 990 millones de dólares después de deducir los costos. En la primera etapa (2012-2014) la línea de crédito renovable fue repagada con 193 millones de dólares netos, pero a partir de 2015 tomó la forma de herramienta de crédito nuevamente financiando 688 millones de dólares en ese año y 52 millones de dólares más en

2016. En noviembre 2015 también se tomó un préstamo a 3 años de término con tasa variable por 500 millones de dólares con ciertos requerimientos – ver nota 25 del capítulo de riesgos.

En resumen, las actividades de financiación consiguieron durante los primeros cuatro años de la serie (2012-2015) la cantidad de 5.809 millones de dólares para financiar principalmente el diferencial de inversiones sobre flujo operativo. En 2016 se eligió un cambio de rumbo adaptado al nuevo ambiente de negocios donde a pesar de la disminución de 731 millones de dólares de flujo operativo, el ahorro de 1.889 millones de CAPEX (respecto del año anterior) y la venta de activos no estratégicos por 632 millones permitieron generar los 1.789 millones para, no necesitar nuevo financiamiento, sino repagar 588 millones de dólares y disminuir la deuda. Ese sendero se mantuvo en 2017 ya que se repagó deuda por 243 millones de dólares más. A continuación, se introducen ratios significativos de análisis financiero.



Universidad de San Andrés

Cuadro Nro39: Continental Resources, ratios de rentabilidad, porcentaje. Fuente: 10-K

Continental Resources, 2017.

Ratios de rentabilidad	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ganancia neta / PN promedio	23%	21%	22%	-7%	-9%	17%
EBITDA / Activos promedio	22%	23%	24%	10%	10%	15%

Gráfico Nro40: Continental Resources, GN / PN Promedio, porcentaje. Fuente: 10-K

Continental Resources, 2017.

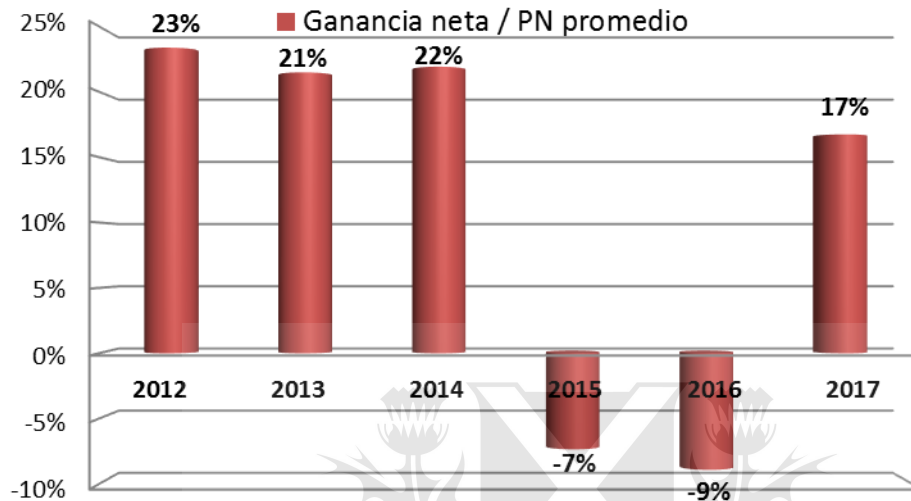
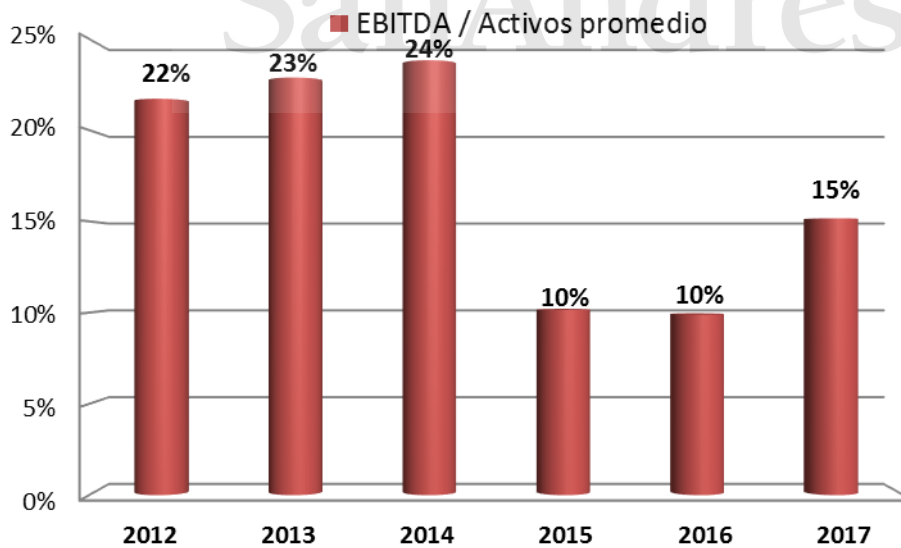


Gráfico Nro41: Continental Resources, EBITDA / Activos promedio, porcentaje. Fuente: 10-K

K Continental Resources, 2017.



Cuadro Nro42: Continental Resources, ratios de actividad, porcentaje. Fuente: 10-K

Continental Resources, 2017.

Ratios de actividad	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ventas / Activos promedio	28%	32%	35%	18%	14%	22%
Inventario Promedio / CMV	11%	8%	10%	17%	23%	19%

Gráfico Nro43: Continental Resources, Ventas / Activos promedio, porcentaje. Fuente: 10-K

Continental Resources, 2017.

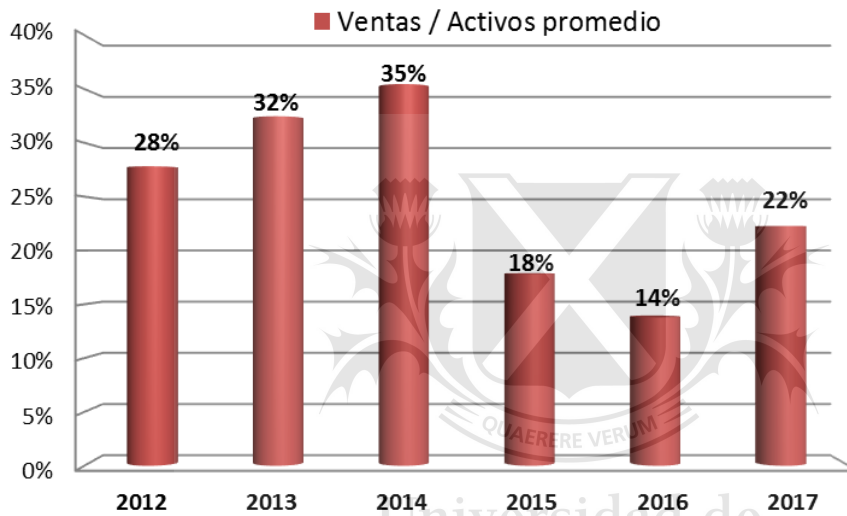
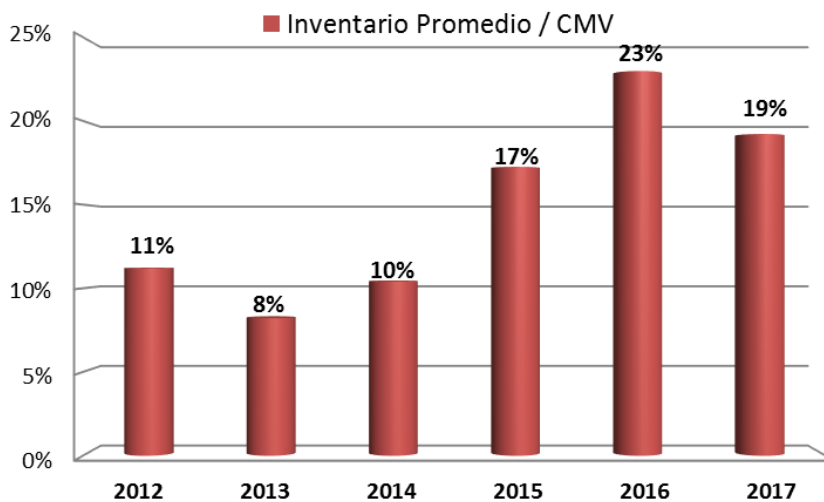


Gráfico Nro44: Continental Resources, Inventario promedio / CMV, porcentaje. Fuente: 10-K

Continental Resources, 2017.



Cuadro Nro45: Continental Resources, ratios crediticios, proporción. Fuente: 10-K

Continental Resources, 2017.

Ratios crediticios	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Activos Corr. / Pasivos Corr.	0,8	0,8	0,7	0,9	1,0	0,9
Deuda Total / PN	1,1	1,2	1,2	1,5	1,5	1,2
EBIT / Intereses	9,2	6,1	6,6	-0,7	-0,9	1,5
EBITDA / Servicio de la deuda	14,1	10,2	10,5	4,9	4,1	7,2

Gráfico Nro46: Continental Resources, ratio crediticio, Deuda Total / PN, proporción. Fuente:

10-K Continental Resources, 2017.

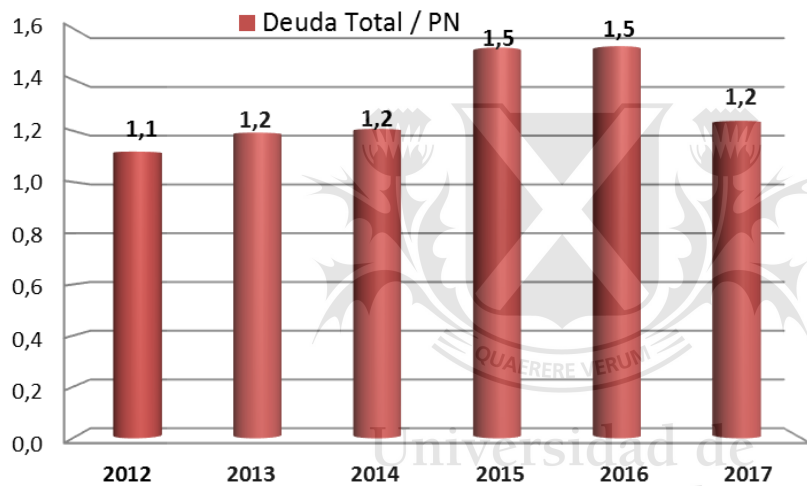
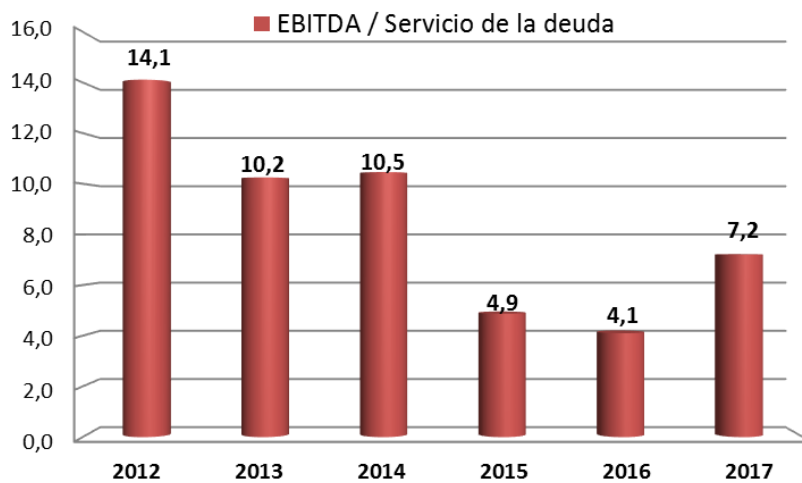


Gráfico Nro47: Continental Resources, ratio crediticio, EBITDA / Servicio de la Deuda,

proporción. Fuente: 10-K Continental Resources, 2017.



6. Valuación

6.1. DCF – Descuento de flujos de fondos

El costo del patrimonio se estimó aplicando CAPM. Para ello se calculó el valor de Beta a través de la regresión de los retornos semanales de las acciones de la empresa versus el S&P 500 utilizando distintas ventanas temporales. El **Cuadro Nro48** muestra detalles de las betas calculados para los distintos períodos de tiempo tomados en cuenta para el análisis, los mismos fueron elegidos de acuerdo a distintos criterios que se desprenden del contexto de la industria del petróleo y el gas y de prácticas comúnmente utilizadas en la industria financiera. Analizar la variabilidad de los Betas en las distintas ventanas temporales es importante ya que la misma puede ser muy marcada y la elección del período de cálculo no es trivial (Pablo Fernández, 2008). La primera fila del cuadro muestra el período que utiliza la totalidad de los datos disponibles y va desde el lunes 14 de mayo de 2007 al 17 de octubre de 2018. La segunda fila muestra el período “estabilidad alta” corresponde con el período de estabilidad de precio del barril en un promedio de 92 dólares. El período de estabilidad baja corresponde con el período de estabilidad en torno al precio de 47 dólares. El período “últimos 3 años” corresponde a la ventana que incorpora los últimos tres años de datos, prolongación temporal que se suele utilizar en la práctica. Posteriormente se hizo un ejercicio de sensibilidad del Beta respecto de avances de una semana, en un período de 300 datos, se sensibilizaron en total 10 semanas. Otro ejercicio de sensibilidad del Beta a la sucesión de datos se hizo con una ventana de 300 datos deslizando durante 10 meses, y en el ejercicio final se tomó una ventana de 500 datos haciendo un desliz de 10 meses.

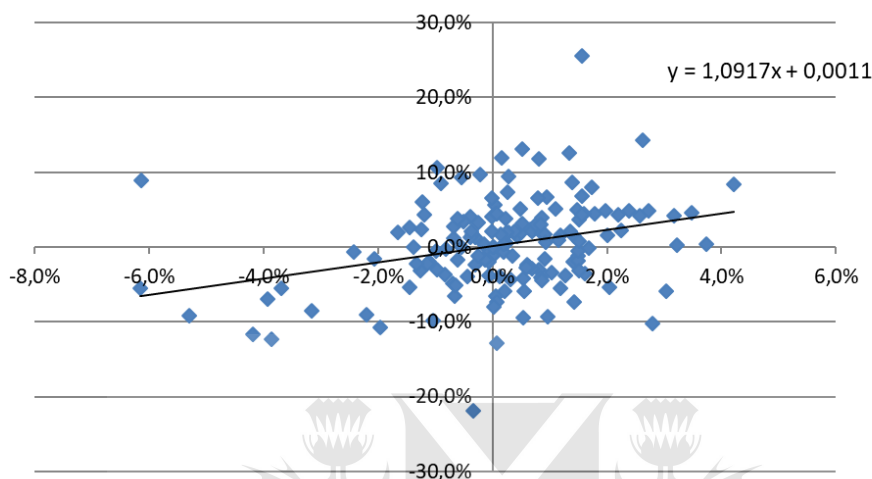
Cuadro Nro48: Cuadro de paridad deslizante. Fuente: Yahoo finance.

Ventanas temporales	Comienzo	Fin	COVAR CLR-S&P	COVAR S&P-S&P	Beta CLR-S&P		Beta CLR-S&P
Total	14/5/2007	17/10/2018	0,001075	0,000620	1,734	Promedio	1,426
Estabilidad alta - WTI prom USD 92	2/11/2009	7/7/2014	0,000723	0,000434	1,665	Desvío St	0,278
Estabilidad baja - WTI prom USD 47	2/2/2015	30/10/2017	0,000298	0,000246	1,214	Max	1,734
Últimos 3 años	19/10/2015	17/10/2018	0,000291	0,000267	1,092	Min	1,092
Ventana 300 - deslizante 1 semana			0,000329	0,000255	1,288		
Ventana 300 - deslizante 2 semanas			0,000329	0,000256	1,285		Beta
Ventana 300 - deslizante 3 semanas			0,000329	0,000255	1,287		CLR-S&P
Ventana 300 - deslizante 4 semanas			0,000312	0,000249	1,252	Promedio	1,280
Ventana 300 - deslizante 5 semanas			0,000324	0,000254	1,273	Desvío St	0,011
Ventana 300 - deslizante 6 semanas			0,000330	0,000256	1,289	Max	1,289
Ventana 300 - deslizante 7 semanas			0,000329	0,000256	1,288	Min	1,252
Ventana 300 - deslizante 8 semanas			0,000330	0,000256	1,289		
Ventana 300 - deslizante 9 semanas			0,000325	0,000255	1,274		
Ventana 300 - deslizante 10 semanas			0,000325	0,000255	1,273		
Ventana 300 - deslizante 1 mes			0,000329	0,000255	1,288		
Ventana 300 - deslizante 2 meses			0,000324	0,000254	1,273		Beta
Ventana 300 - deslizante 3 meses			0,000325	0,000255	1,274		CLR-S&P
Ventana 300 - deslizante 4 meses			0,000334	0,000262	1,276	Promedio	1,321
Ventana 300 - deslizante 5 meses			0,000334	0,000264	1,266	Desvío St	0,076
Ventana 300 - deslizante 6 meses			0,000343	0,000265	1,295	Max	1,500
Ventana 300 - deslizante 7 meses			0,000348	0,000266	1,312	Min	1,266
Ventana 300 - deslizante 8 meses			0,000341	0,000265	1,289		
Ventana 300 - deslizante 9 meses			0,000359	0,000250	1,437		
Ventana 300 - deslizante 10 meses			0,000379	0,000252	1,500		
Ventana 500 - deslizante 1 mes			0,000665	0,000388	1,715		
Ventana 500 - deslizante 2 meses			0,000724	0,000421	1,720		Beta
Ventana 500 - deslizante 3 meses			0,000777	0,000446	1,743		CLR-S&P
Ventana 500 - deslizante 4 meses			0,000787	0,000456	1,724	Promedio	1,810
Ventana 500 - deslizante 5 meses			0,000805	0,000465	1,732	Desvío St	0,099
Ventana 500 - deslizante 6 meses			0,000903	0,000515	1,754	Max	1,963
Ventana 500 - deslizante 7 meses			0,001034	0,000551	1,877	Min	1,715
Ventana 500 - deslizante 8 meses			0,001257	0,000655	1,920		
Ventana 500 - deslizante 9 meses			0,001271	0,000648	1,963		
Ventana 500 - deslizante 10 meses			0,001257	0,000645	1,948		

Después de analizar los distintos resultados se decidió utilizar como escenario base el Beta de los “últimos tres años” que da 1,092 y comprende el período que va desde el 19 de octubre de 2015 hasta el 17 de octubre de 2018; 24 meses con la identificada estabilidad entorno a precios bajos del barril, y 12 meses en donde se verifica una recuperación lenta pero sostenida en el mismo. La dispersión obtenida cuya ecuación regresada es $y = 1,0917x - 0,0011$ se exhibe a continuación en el Gráfico Nro49.

Gráfico Nro49: Regresión de Beta Escenario Base – Últimos tres años. Fuente: Yahoo

finance⁴



Además, Como tasa libre de riesgo se consideró el retorno del bono del tesoro de los Estados Unidos a diez años para el día 17 de octubre de 2018 de 3,19% (Centro de recursos - Departamento del tesoro de los Estados Unidos, 2018) calculado utilizando el modelo *cubic spline*. Finalmente se tomó un retorno histórico promedio para el mercado accionario de los últimos 60 años de un 9,69% (Antti Ilmanen, 2012). El Cuadro Nro52 muestra cómo se llega al costo del patrimonio con estos parámetros, el elegido es de **13,49%** y el “Escenario B” es de **12,46%**. Finalmente, para calcular el costo de la deuda se tomó el promedio ponderado de las tasas internas de retorno de los cuatro bonos de la Compañía y su correspondiente participación en el *face value* del total de la deuda. Se detalla información de los bonos en el Cuadro Nro51.

⁴ <https://finance.yahoo.com/>

Cuadro Nro50: Bonos de Continental Resources. Monto de los principales medido en millones de dólares. Fuente: Businessinsider⁵.

ISIN	Vencimiento	Cupón	TIR	F Value	Duration	M. Duration	Precio 17/10	P. de Emisión	Tasa deuda
US212015AH47	15/9/2022	5,000%	4,820%	1.623	3,512	3,429	101,17	100	1,34%
US212015AL58	15/4/2023	4,500%	4,509%	1.526	4,041	3,948	99,93	100	1,18%
US212015AN15	1/6/2024	3,800%	4,199%	983	4,953	4,841	96,06	99,64	0,71%
US212015AS02	1/15/2028	4,375%	4,375%	993	-	-	-	-	0,75%
US212015AQ46	1/6/2044	4,900%	5,049%	693	14,079	13,707	97,29	99,72	0,60%
5.819									4,58%

Cuadro Nro51: Costo de Capital por CAPM. Fuente: Elaboración propia.

	Esc Base
a. Tasa del bono del tesoro de USA a 10 yr	3,19%
b. Retorno histórico de mercado 60 años	9,69%
c. Equity Risk Premium (b-a)	6,50%
d. Beta	1,09
e. Costo del Equity (d*c+a)	10,28%
f. Market Cap	50,65%
g. Deuda	49,35%
e. Costo de Equity	10,28%
h. Costo de Deuda	4,58%
i. Tasa impositiva	21,00%
j. Costo de Capital (WACC) (f*e+g*h*(1-i))	6,99%

A continuación, se incluirá el Cuadro Nro53 que muestra el flujo de fondos descontados y en el Cuadro Nro54 el resultado.

⁵ <http://markets.businessinsider.com>

Cuadro Nro53: Flujo de fondos descontados primeros 5 años. Fuente: Elaboración propia.

Miles de dólares	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Precio de Barril CLR	66,5	31,5	25,6	31,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7
Producción Miles de Boes/añ	63.579	80.926	79.390	88.562	106.274	127.529	153.035	183.642	220.371
Descubrimientos y extensiones	440.621	253.173	249.430	240.206	247.603	247.603	247.603	247.603	247.603
Años		8,1							
Ingresos:									
Ventas de crudo y gas natural	4.107.894	2.551.131	2.026.958	2.982.966	3.580.963	4.297.156	5.156.587	6.187.904	7.425.485
Ventas de crudo y gas natural a afiliados	95.128	1.400	0	0	0	0	0	0	0
Ganancia (Pérdida) en derivados	559.759	91.085	-71.859	91.647	36.958	36.958	36.958	36.958	36.958
Operaciones de servicio	38.837	36.551	25.174	46.215	55.480	66.576	79.891	95.869	115.043
Total de ingresos	4.801.618	2.680.167	1.980.273	3.120.828	3.673.400	4.400.689	5.273.435	6.320.731	7.577.485
Costos operativos:									
Gastos en producción	347.349	347.243	289.289	324.214	389.057	466.868	560.242	672.290	806.748
Gastos en producción para afiliados	5.123	1.654	0	0					
Impuestos a la producción y otros gastos	349.760	200.637	142.388	208.278	260.032	312.038	374.446	449.335	539.202
Gastos de exploración	50.067	19.413	16.972	12.393	16.259	16.259	16.259	16.259	16.259
Operaciones de servicio	21.871	17.337	11.386	16.880	20.256	24.307	29.169	35.002	42.003
Depreciaciones y amortizaciones	1.358.669	1.749.056	1.708.744	1.674.901	1.735.513	1.792.603	1.846.416	1.897.178	1.945.098
Perjuicios a la propiedad	616.888	402.131	237.292	237.370	237.331	237.331	237.331	237.331	237.331
Gastos administrativos	184.655	189.846	169.580	251.306	295.802	354.367	424.646	508.980	610.180
Ganancia neta sobre venta de activos	-600	-23.149	-307.844	-53.915	-96.377	-96.377	-96.377	-96.377	-96.377
Costos operativos Totales	2.933.782	2.904.168	2.267.807	2.671.427	2.857.873	3.107.397	3.392.131	3.719.998	4.100.444
Ganancia Operativa (EBIT)	1.867.836	-224.001	-287.534	449.401	815.528	1.293.292	1.881.304	2.600.733	3.477.041
Tasa impositiva	35%	35%	35%	35%	21%	21%	21%	21%	21%
EBIT * (1-T)	1.214.093	-145.601	-186.897	292.111	644.267	1.021.701	1.486.230	2.054.579	2.746.863
+ Depreciaciones y amortizaciones	1.358.669	1.749.056	1.708.744	1.674.901	1.735.513	1.792.603	1.846.416	1.897.178	1.945.098
- Δ Capital de Trabajo	236.522	-461.723	-81.529	59.357	28.757	37.850	45.420	54.504	65.404
- CAPEX	-4.604.468	-3.042.747	-1.154.131	-1.931.942	-1.818.359	-1.712.704	-1.614.386	-1.522.855	-1.437.607
FCFF	-1.795.184	-1.901.015	286.187	94.427	590.178	1.139.449	1.763.680	2.483.405	3.319.758
Valor actual flujos - WACC:	6,99%				1,0000	1,0699	1,1447	1,2247	1,3103
Valor 5 años					590.178	1.065.005	1.540.755	2.027.767	2.533.575
					7.757.279				

Cuadro Nro. 53bis:

Miles de dólares	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Precio de Barril CLR	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7	33,7
Producción Miles de Boes/añ	220.371	220.371	220.371	220.371	220.371	220.371	220.371	220.371
Descubrimientos y extensiones								
Años								
Ingresos:								
Ventas de crudo y gas natural	7.425.485	7.425.485	7.425.485	7.425.485	7.425.485	7.425.485	7.425.485	7.425.485
Ventas de crudo y gas natural a afiliados	0	0	0	0	0	0	0	0
Ganancia (Pérdida) en derivados	36.958	36.958	36.958	36.958	36.958	36.958	36.958	36.958
Operaciones de servicio	115.043	115.043	115.043	115.043	115.043	115.043	115.043	115.043
Total de ingresos	7.577.485	7.577.485	7.577.485	7.577.485	7.577.485	7.577.485	7.577.485	7.577.485
Costos operativos:								
Gastos en producción	806.748	806.748	806.748	806.748	806.748	806.748	806.748	806.748
Gastos en producción para afiliados								
Impuestos a la producción y otros gastos	539.202	539.202	539.202	539.202	539.202	539.202	539.202	539.202
Gastos de exploración	16.259	16.259	16.259	16.259	16.259	16.259	16.259	16.259
Operaciones de servicio	42.003	42.003	42.003	42.003	42.003	42.003	42.003	42.003
Depreciaciones y amortizaciones	1.993.018	2.040.938	2.088.859	2.136.779	2.184.699	2.232.619	2.280.540	2.328.460
Perjuicios a la propiedad	237.331	237.331	237.331	237.331	237.331	237.331	237.331	237.331
Gastos administrativos	610.180	610.180	610.180	610.180	610.180	610.180	610.180	610.180
Ganancia neta sobre venta de activos	-96.377	-96.377	-96.377	-96.377	-96.377	-96.377	-96.377	-96.377
Costos operativos Totales	4.148.364	4.196.285	4.244.205	4.292.125	4.340.045	4.387.966	4.435.886	4.483.806
Ganancia Operativa (EBIT)	3.429.121	3.381.201	3.333.280	3.285.360	3.237.440	3.189.520	3.141.600	3.093.679
Tasa impositiva	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%	21%
EBIT * (1-T)	2.709.006	2.671.149	2.633.292	2.595.435	2.557.578	2.519.721	2.481.864	2.444.007
+ Depreciaciones y amortizaciones	1.993.018	2.040.938	2.088.859	2.136.779	2.184.699	2.232.619	2.280.540	2.328.460
- Δ Capital de Trabajo	65.404	65.404	65.404	65.404	65.404	65.404	65.404	65.404
- CAPEX	-1.437.607	-1.437.607	-1.437.607	-1.437.607	-1.437.607	-1.437.607	-1.437.607	-1.437.607
FCFF	3.329.821	3.339.885	3.349.948	3.360.011	3.370.074	3.380.138	3.390.201	3.400.264
	1,4019	1,4999	1,6047	1,7169	1,8369	1,9653	2,1027	2,2497
Valor actual flujos - WACC:	2.375.226	2.226.754	2.087.544	1.957.020	1.834.640	1.719.897	1.612.317	1.511.452
Valor Terminal	15.324.851							

Cuadro Nro54: Resultado de valuación. Fuente: Elaboración propia.

	Esc Base
a. VA 5 años	7.757.279
b. V. Terminal	15.324.851
c. Valor de la firma (a+b)	23.082.130
d. Deuda (Mkt Val 17/10/2018)	5.818.600
e. Valor del Equity (c-d)	17.263.530
f. Acciones (Mill)	375,2
g. Precio por acción (e/f)	46,01

6.2. DCF – Supuestos detrás del modelo

Los supuestos considerados para el cálculo del flujo de caja futuro se especifican a continuación. Se estiman las cuentas a partir de 2018. Los supuestos respecto del precio del barril son los siguientes: En la presentación a inversores de agosto 2017 se supuso un escenario de WTI entre US\$ 50 - 55 hasta 2020, por ello en este trabajo se supuso que el promedio de ese rango (52,5) se mantiene hasta 2032 inclusive entendiendo que las variaciones estacionales y cíclicas van a establecerse en torno a ese valor, a partir de ese período se supone que el precio va a bajar por la aparición de nuevas fuentes de energía más eficientes, al costo marginal por MW de la nueva tecnología. De todas formas, se supone que la empresa se queda sin reservas en 2032. En el 10-Q de 2017-09 de Continental en el capítulo "financial and operating highlights" se establece el precio promedio del BOE vendido para los nueve meses de 2017. Para los años anteriores se utilizan los balances anuales, mismo capítulo. Se corre entonces una regresión con el promedio anual de WTI como variable explicativa y **el precio promedio del BOE de "Continental"** como variable explicada. Se calcula a partir de esta regresión el precio del barril esperado por el management de la empresa. Se supone que la calidad del barril se mantiene constante a lo largo del período de proyección. En el Cuadro Nro56 se presentan los resultados.

Cuadro Nro55: Regresión lineal, método: minimización de los errores al cuadrado. Fuente: Precio barril WTI – *US Energy Information Administration* Precio del barril de Continental Resources – *Financial and operating highlights* 10K CLR.

<i>Estadísticas de la regresión</i>	
Multiple R	0,99945679
R2	0,99891387
R2 Ajustado	0,9983708
Error Standard	0,75474511
Observaciones	4

ANOVA					
	<i>df</i>	<i>SS</i>	<i>MS</i>	<i>F</i>	<i>Significancia F</i>
Regresión	1	1047,79519	1047,79519	1839,39834	0,000543213
Residuos	2	1,13928035	0,56964018		
Total	3	1048,93448			

	<i>Coefficientes</i>	<i>Err Standard</i>	<i>t Stat</i>	<i>P-value</i>	<i>Lower 95%</i>	<i>Upper 95%</i>	<i>Lower 95,0%</i>	<i>Upper 95,0%</i>
Intercepto	-8,68417055	1,16987342	-7,42317112	0,01766815	-13,7177296	-3,65061151	-13,7177296	-3,65061151
B1	0,80723074	0,01882174	42,8882075	0,00054321	0,72624732	0,88821415	0,72624732	0,88821415

Respecto de la producción esperada: En la presentación a inversores de agosto, página 7, se previó un crecimiento del 20% anual (CAGR) hasta 2022. A partir de allí supongo que comienza un aumento paulatino en el costo marginal de la producción, específicamente en el segmento exploración y desarrollo, por lo que se decide nivelar la producción hasta el agotamiento de las reservas de la empresa, que ocurre antes que el fin de la industria por un diferencial del costo marginal del barril propio respecto de sus competidoras.

Respecto de los descubrimientos y extensiones estimo que los mismos se mantienen constantes desde 2015 hasta 2022, a partir de allí se supone que el costo marginal de los proyectos de los nuevos descubrimientos superará el WACC y no se incluirán en las reservas, las reservas dejarán de crecer. Se calculan 13 años de actividad sumando las reservas actuales y las que se van a descubrir en 5 años. Se asume que se mantiene constante la producción hasta el agotamiento de las reservas.

Respecto de los ingresos, para calcular el monto de **ventas** futuras esperadas se multiplica la producción esperada por el precio del “BOE Continental” calculado con anterioridad. Las **ventas a afiliados** no se discriminan, englobando todas las ventas dentro de la primera cuenta. Respecto de la cuenta **ganancia y pérdida en derivados** se toma el promedio de los resultados logrados en 2015, 2016 y 2017, años de lateralización, ya que 2014 fue el año de movimiento brusco en el

precio del barril y generó resultados extraordinarios que no se proyectan en este trabajo. Para **operaciones de servicio** se toma la tasa de crecimiento de las ventas de petróleo y gas como aproximación al crecimiento de los servicios asociados.

Respecto de los costos operativos, para calcular los **gastos de producción** se estima que los mismos aumentan con la producción. Un supuesto optimista ya que no incluye los posibles aumentos por factor precio y poder de negociación. Respecto de los **gastos de producción para afiliados**, en el balance trimestral no se discrimina gastos de producción a afiliados, por lo tanto, no se proyecta por separado. Los **impuestos a la producción y otros gastos** se proyectan con un crecimiento asociado con el aumento de los ingresos de la venta de crudo ya que los impuestos dependen tanto del precio del barril en boca de pozo como de la producción. Se adiciona un salto de 10 millones de dólares por un incremento en la alícuota del impuesto en Oklahoma en 2017, y un aumento en la producción en el estado de Dakota del Norte anticipados por los reportes financieros. Los **gastos de exploración** principalmente se constituyen por costos exploratorios geológicos y geofísicos. Se proyectó con el promedio de 2015, 2016 y 2017 ya que no se planea aumentar la actividad exploratoria según el esquema de actividad de perforación y terminación presentado en el balance contable. En las **operaciones de servicio** se estima que los gastos aumentan con la producción, es decir no se considera en este caso tampoco el efecto precio, poder de negociación o aumento del costo marginal de los mismos. Con las **depreciaciones y amortizaciones** se estima que la depreciación aumenta con un treintavo del CAPEX y que hay una cantidad despreciable de activos de más de 30 años por lo que no disminuye nunca en el flujo de fondos. Los **perjuicios a la propiedad** se estiman con un promedio de los perjuicios de 2016 y 2017 para los próximos años, ya que la contabilización de los perjuicios derivados de la caída del precio del petróleo se efectuó entre 2014 y 2015 y no son representativos de las

variables que se pronostican. Los **gastos administrativos** se estiman creciendo al mismo ritmo que lo hace la producción. La **ganancia neta sobre venta de activos** se estima como el promedio de 2014 a 2017 ya que su variabilidad no depende del precio del petróleo ni de la estrategia de crecimiento de la firma. Es la diferencia entre el valor realizado y el contable de los activos. La **tasa impositiva** se toma la tasa nominal del impuesto a las ganancias corporativas que cambia a partir de 2017 de 35% a 21%. El **cambio en el capital de trabajo** se calculó manteniendo constante la proporción de los cambios en el capital de trabajo y los cambios en las ventas.

La complejidad de la estimación de los flujos de CAPEX requiere una larga serie de supuestos que son primero, estrictamente confidenciales para cada firma, y además poseen un alto grado de variabilidad respecto de las estimaciones pasadas. Las dos variables principales que explican el comportamiento futuro del CAPEX son: por un lado el aumento de la **productividad por pozo**, es decir la cantidad de producto, petróleo y gas, que se puede obtener por cada pozo perforado. Ésta es una magnitud que se ha venido incrementando gracias a nuevas técnicas de perforación y terminación de los pozos. Por el otro lado el CAPEX también se explica por el **costo pozo**, es decir, cuál es la inversión necesaria para desarrollar un pozo de petróleo y gas. Para el valor terminal se estima un CAPEX constante hasta la finalización de la actividad. Es decir, el CAPEX de exploración e intervención irá sustituyendo al CAPEX de desarrollo, pero el CAPEX total se mantendrá constante. El creciente esfuerzo en exploración buscará mantener la producción y encontrar nuevas reservas, aunque infructuosamente.

Entonces se pensó como punto de partida el objetivo de crecimiento de la producción presentado por el management de la empresa en la presentación a inversores de agosto 2017. En la página 7 de esa presentación se establece un crecimiento del 20% compuesto anual hasta 2020.

En la misma presentación se muestran cuantiosos ahorros en los costos de perforación y un importante aumento de la productividad por pozo operado. Entonces se definió el CAPEX futuro según la siguiente ecuación.

Ecuación Nro56:

$$CAPEX_t^e = CAPEX_{t-1} * (1 + g^e)^t * (1 - A^e)^t * (1 + Opt^e)^{-t}$$

Para este caso “t”= 1 es 2018. En el Cuadro Nro58 se indican los distintos parámetros y los cálculos asociados. “g” indica la tasa de crecimiento esperada de la producción anual, la elección es de 20% para cada regional como se mencionó anteriormente. “A” es el ahorro anual esperado en los costos de perforación y terminación medido como “menos” la tasa de variación anual del costo pozo total promedio de cada regional, en el Cuadro Nro58 se exponen y está estimado como un quinto de la variación ocurrida entre 2014 y 2017, lo que implica que en los próximos cinco años se logrará un ahorro equivalente al de los tres últimos. Finalmente “Opt” es la tasa de aumento de producción por pozo que busca cuantificar el aumento de productividad logrado en los pozos nuevos⁶ (p1⁷) compensado por la caída de la producción derivada del envejecimiento de todos los pozos activos (*legacy*), sin capturar el efecto producido por el aumento en la cantidad de pozos perforados, o sea manteniendo la cantidad de pozos nuevos de 2017 constante. Se incluye el Cuadro Nro59 con información acerca de los supuestos detrás de la tasa “Opt”.

⁶ Son los pozos que se perforaron y terminaron durante el último año, son los que entregan la producción incrementada gracias a las nuevas técnicas de perforación y terminación.

⁷ Es la producción generada por los pozos nuevos.

Cuadro Nro57: Supuestos por regional para el cálculo del CAPEX futuro. Fuente: Elaboración propia.

	Región Norte		Región Sur		Total
	Bakken Field	SCOOP	STACK		
Participación en la producción	62%	31%	7%		100%
A.	13%	9%	7%		11%
Opt.	13%	13%	13%		13%
g.	20%	20%	20%		20%
CAPEXs en relación al año 2017	Bakken Field	SCOOP	STACK	Total	# Pozos
2018e	0,921633971	0,969305	0,99049	0,941207751	601
2019e	0,849409176	0,939552	0,98107	0,886519622	637
2020e	0,782844352	0,910712	0,97175	0,835628507	676
2021e	0,721495948	0,882757	0,96251	0,788250931	717

Cuadro Nro58: Supuestos acerca de la variable Opt. Fuente: Elaboración propia.

Pozos 2017e	567
Optimización	39%
p2+/p1 2017	8
Legacy	95%

Año	Legacy	p2+/pozon	p1/#pozos 2017	p2+/p1	(1 + g)	Total	(1 + g)	p2+	(1 + g)	p1
2017		8,00	1	8,00000		1,0000				
2018	0,95	8,55	1,39	6,14399		1,1046	1,07		1,39	
2019	0,95	9,44	1,94	4,87695		1,1448	1,10		1,39	
2020	0,95	10,81	2,69	4,01199		1,1868	1,14		1,39	
2021	0,95	12,83	3,75	3,42151		1,2277	1,19		1,39	

Optimización	13%
--------------	-----

6.3. DCF – Distintos Análisis de Sensibilidad

En el primer ejercicio de sensibilidad analizaremos los datos presentes en el Cuadro Nro60 en donde se muestra la sensibilidad del modelo para una serie de valores del precio WTI con

intervalos de USD 10 de diferencia. Cabe aclarar que el precio del barril WTI el día de la valuación fue de USD 69,63 en lugar de los USD 52,5 supuestos y que el precio de la acción para el día de la valuación en el NYSE fue de USD 60,9. Con ese precio del barril la valuación sugiere comprar ya que según sus fundamentales la acción vale más de lo que se está transando en el mercado (USD 89,0). Sin embargo, el mercado está descontando el precio de los futuros del barril que se acercan para los próximos dos años a los USD 60 USD con una pendiente casi nula a lo largo de ese tiempo. Con el barril a 60 la valuación tiene una sobrevaloración de un + 6,4% solamente, USD 64,8 respecto de la del mercado USD 60,9.

Cuadro Nro59: Sensibilidad del precio de la acción de Continental Resources respecto del precio del WTI y elasticidad precio de la acción. Fuente: Elaboración propia.

Barril WTI	Valor acción	Elasticidad precio acción	Valor de Firma
30	-10,5		1.879.143
40	14,6		11.302.693
50	39,7	55	20.726.243
60	64,8	26	30.149.792
69,63	89,0	19	39.224.671
80	115,1	18	48.996.891
90	140,2	16	58.420.441
100	165,3	15	67.843.991
110	190,4	14	77.267.540
120	215,5	13	86.691.090

El segundo ejercicio de sensibilidad será suponer que la producción aumenta un 20% anual hasta acabar con las reservas, es decir manteniendo constante los descubrimientos de reservas esperados a encontrarse, acelerar la producción en los años correspondientes al valor terminal. Con este escenario el valor terminal se extiende sólo 5 años más, es decir 10 años en total para la

vida futura de la firma. En el Cuadro Nro61 se hace la nueva valuación y luego en el Cuadro Nro62 se agrega la tabla con los distintos valores posibles del barril WTI.

Cuadro Nro60: Valuación con aumento de producción 20% anual hasta fin de reservas.

Fuente: Elaboración propia.

	Esc Prod+20%
a. VA 5 años	7.757.279
b. V. Terminal	20.819.681
c. Valor de la firma (a+b)	28.576.960
d. Deuda (Mkt Val 17/10/2018)	5.818.600
e. Valor del Equity (c-d)	22.758.360
f. Acciones (Mill)	375,2
g. Precio por acción (e/f)	60,66

Cuadro Nro61: Sensibilidad del precio de la acción de Continental Resources respecto del precio del WTI y elasticidad precio de la acción con el supuesto de aumento de producción del 20% hasta fin de reservas. Fuente: Elaboración propia.

Barril WTI	Valor acción	Elasticidad precio acción	Valor de Firma
30	-2,5		4.894.002
40	25,6		15.419.761
50	53,6	35	25.945.521
60	81,7	22	36.471.280
69,63	108,7	17	46.607.586
80	137,8	16	57.522.799
90	165,9	14	68.048.558
100	193,9	14	78.574.317
110	222,0	13	89.100.077
120	250,0	13	99.625.836

La tercera sensibilidad se hará respecto de los descubrimientos a realizarse en los años venideros. Se supone que a partir de 2023 inclusive, es decir luego de los primeros 5 años de la valuación se siguen descubriendo reservas, pero se reducen en un 10% cada año. De esta forma

en 2031 sólo se descubren 24.760 barriles y en 2035 la producción acaba las reservas. Se supone, como en el Escenario Base, que la producción se mantiene constante a partir de 2023. El Cuadro Nro63 muestra la valuación en este escenario y el Cuadro Nro64 muestra la sensibilidad de este escenario respecto del barril WTI.

Cuadro Nro62: Valuación con mejora en el perfil de descubrimiento de reservas. Fuente: Elaboración propia.

	Esc Mej Desc
a. VA 5 años	7.757.279
b. V. Terminal	21.576.326
c. Valor de la firma (a+b)	29.333.606
d. Deuda (Mkt Val 17/10/2018)	5.818.600
e. Valor del Equity (c-d)	23.515.006
f. Acciones (Mill)	375,2
g. Precio por acción (e/f)	62,67

Cuadro Nro63: Sensibilidad del precio de la acción de Continental Resources respecto del precio del WTI y elasticidad precio de la acción con el supuesto de mejora en el descubrimiento de reservas. Fuente: Elaboración propia.

Barril WTI	Valor acción	Elasticidad precio acción	Valor de Firma
30	-7,3		3.086.386
40	23,8		14.751.817
50	54,9	42	26.417.248
60	86,0	24	38.082.679
69,63	115,9	18	49.316.489
80	148,2	17	61.413.541
90	179,3	15	73.078.971
100	210,4	14	84.744.402
110	241,5	13	96.409.833
120	272,5	13	108.075.264

La cuarta sensibilidad se hará respecto de los supuestos utilizados para calcular el CAPEX de los próximos años. En este escenario se supone que no habrá futuras disminuciones del costo pozo y que el aumento de producción anual para los próximos cinco años por mejoras en las

técnicas se reducirá al 10% para todas las regionales. Este nuevo CAPEX se calcula sobre el escenario base: en el Cuadro Nro65 se muestra el resultado de la valuación, en el Cuadro Nro66 se hace la sensibilidad respecto del precio del barril WTI y en el Cuadro Nro67 se muestra el resultado del nuevo CAPEX.

Cuadro Nro64: Valuación con nuevos supuestos acerca de la productividad y costo del CAPEX. Fuente: Elaboración propia.

	Esc + CAPEX
a. VA 5 años	4.027.281
b. V. Terminal	8.619.952
c. Valor de la firma (a+b)	12.647.233
d. Deuda (Mkt Val 17/10/2018)	5.818.600
e. Valor del Equity (c-d)	6.828.633
f. Acciones (Mill)	375,2
g. Precio por acción (e/f)	18,20

Cuadro Nro65: Sensibilidad del precio de la acción de Continental Resources respecto del precio del WTI y elasticidad precio de la acción con un supuesto menos optimista respecto del CAPEX. Fuente: Elaboración propia.

Barril WTI	Valor acción	Elasticidad precio acción	Valor de Firma
30	-38,3		-8.555.754
40	-13,2		867.796
50	11,9	-61	10.291.346
60	37,0	88	19.714.895
69,63	61,2	34	28.789.774
80	87,3	26	38.561.995
90	112,4	20	47.985.544
100	137,5	18	57.409.094
110	162,6	17	66.832.643
120	187,7	16	76.256.193

Cuadro Nro66: Cuadro de cálculo de CAPEX. Fuente: Elaboración propia.

	Región Norte	Región Sur		Total
	Bakken Field	SCOOP	STACK	
Participación en la producción	62%	31%	7%	100%
A.	0%	0,0%	0,0%	0%
Opt.	10%	10%	10%	10%
g.	20%	20%	20%	20%
CAPEXs en relación al año 2017	Bakken Field	SCOOP	STACK	Total
2018e	1,090909091	1,090909	1,09091	1,090909091
2019e	1,190082645	1,190083	1,19008	1,190082645
2020e	1,298271976	1,298272	1,29827	1,298271976
2021e	1,416296701	1,416297	1,4163	1,416296701
2022e	1,545050947	1,545051	1,54505	1,545050947

6.4. Valuación por comparables

Para hacer la evaluación por comparables se necesitó un número mayor de representantes de la industria de manera que se recurrió a otras 10 empresas elegidas en base al criterio de comparación que utilizó la misma Continental Resources en uno de sus reportes de prensa. En el Gráfico Nro68 se exponen las empresas comparables ordenadas por ventas. En el Gráfico Nro69 y Gráfico Nro70 se incluye también los gráficos de valor de la firma y reservas.

Cuadro y Gráfico Nro67: Empresas comparables, ventas en miles de dólares. Fuente: Yahoo

finance.

CHK	Chesapeake Energy
DVN	Devon Energy Corporation
APC	Anadarko Petroleum Co.
EOG	EOG Resources
PXD	Pioneer Natural Resources
NBL	Noble Energy Inc.
CRC	California Resources
NFX	Newfield Exploration
CXO	Concho Resources
RRC	Range Resources
WLL	Whiting Petroleum Corporation
XEC	Cimarex Energy Co.
OAS	Oasis Petroleum
WPX	WPX Energy

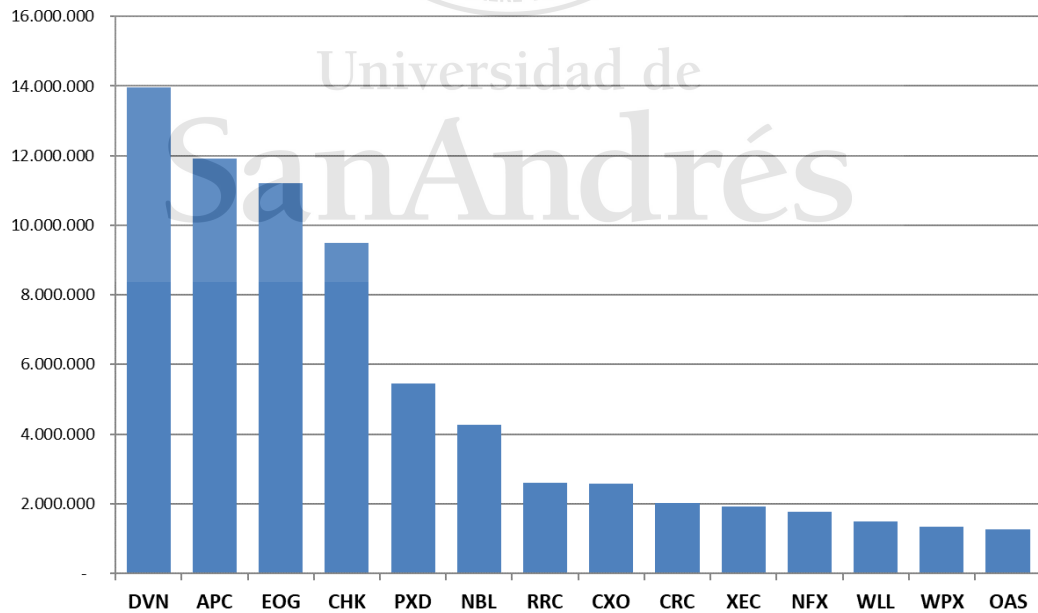


Gráfico Nro68: Empresas comparables, valor de la firma en miles de millones de dólares.

Fuente: Yahoo finance.

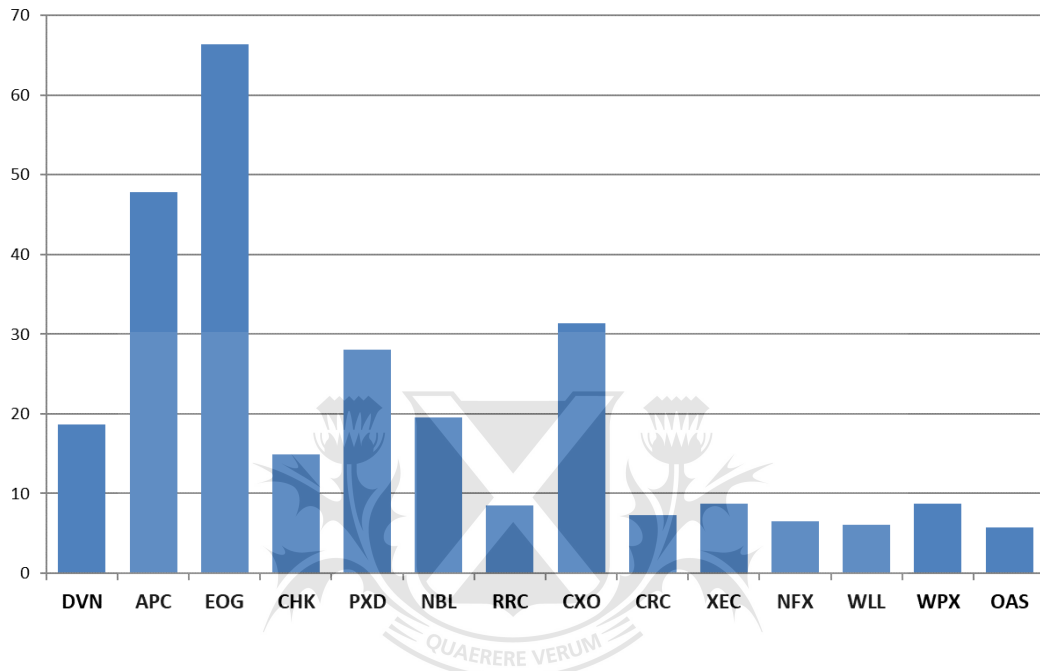


Gráfico Nro69: Empresas comparables, reservas en miles de Boes. Fuente: Yahoo finance.

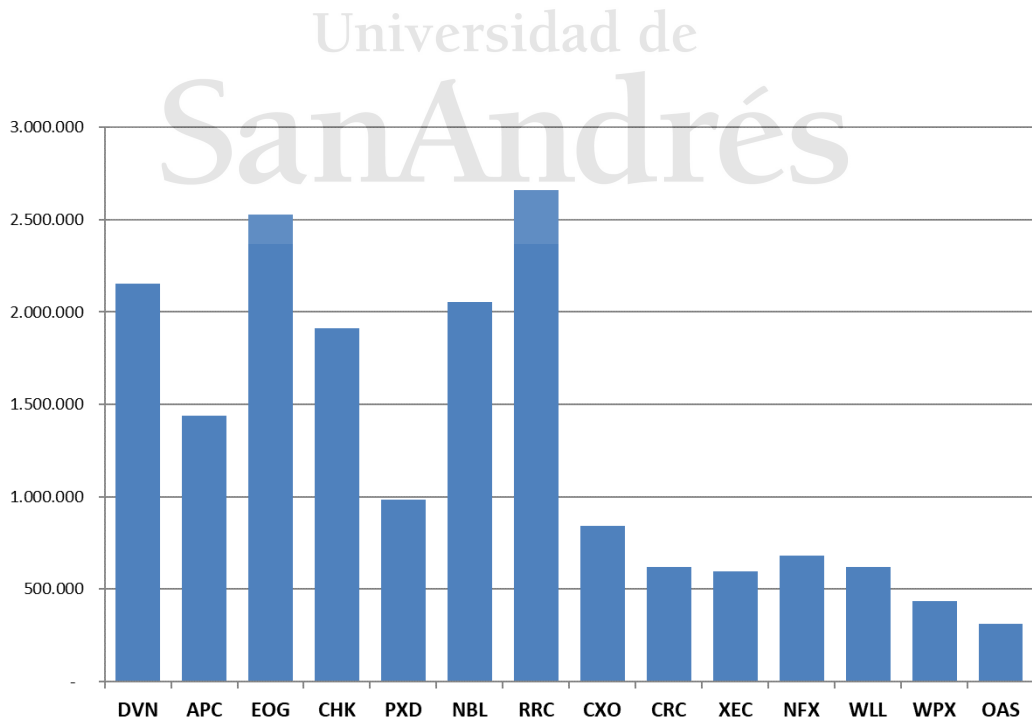
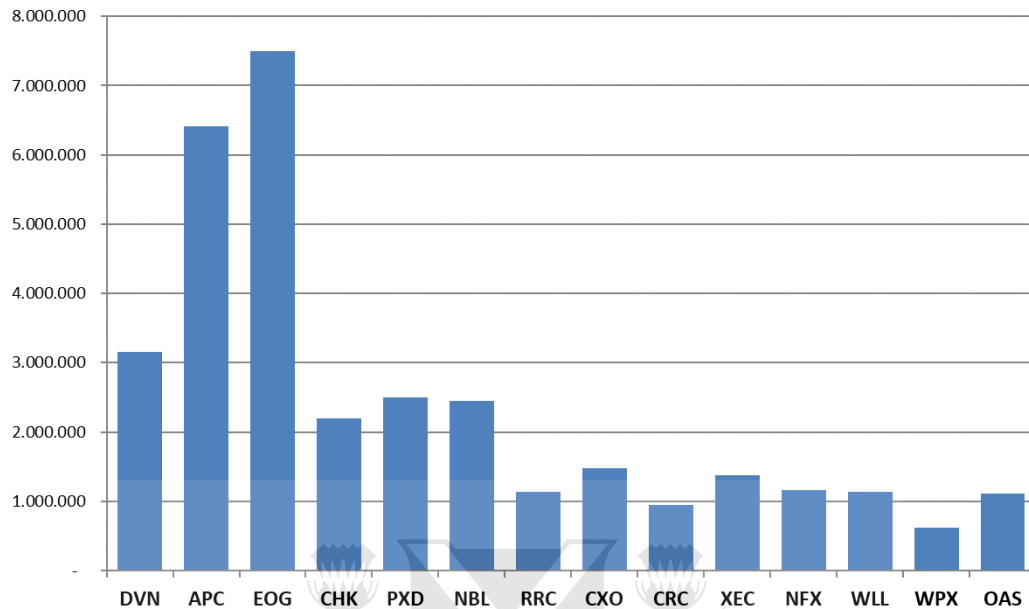


Gráfico Nro70: Empresas comparables, EBITDA en miles de USD. Fuente: Yahoo finance.



Estos gráficos mostraron los aspectos cuantitativos que los múltiplos van a incorporar para arrojar los resultados de la industria que luego se aplicarán a Continental Resources para su valuación. Los múltiplos elegidos son: valor de la firma a ventas, valor de la firma a EBITDA, valor de la firma a reservas y valor de la firma a ratio de reciclamiento. A continuación, se muestra el Cuadro Nro72 que resume la información recabada.

Cuadro Nro71: Empresas comparables, información recabada. Fuente: Balances contables y

Yahoo finance. De fecha 17 de octubre de 2018.

		Valor de la firma en miles de millones de dólares	Ventas en miles de dólares	Reservas en miles de Boes	Ratio de reciclamiento promedio	EBITDA en miles de USD	Acciones en millones	Valor de la Firma / Ventas	Valor de la Firma / EBITDA	Valor de la Firma / Reservas	Valor de la Firma / Ratio de reciclamiento
DVN	Devon Energy Corporation	18,7	13.949.000	2.152.000	0,2	3.160.000	468,2	1,3	5,9	8,7	93,5
APC	Anadarko Petroleum	47,79	11.908.000	1.439.000	0,4	6.410.000	504,28	4,0	7,5	33,2	119,5
EOG	EOG Resources	66,35	11.208.320	2.526.970	1,0	7.500.000	579,9	5,9	8,8	26,3	66,4
CHK	Chesapeake Energy	14,86	9.496.000	1.912.000	0,6	2.200.000	898,61	1,6	6,8	7,8	24,8
PXD	Pioneer Natural Resources	28,05	5.455.000	985.366	0,6	2.500.000	170,46	5,1	11,2	28,5	46,8
NBL	Noble Energy	19,56	4.256.000	2.053.885	0,8	2.450.000	476,75	4,6	8,0	9,5	24,5
RRC	Range Resources	8,5	2.611.030	2.661.177	1,1	1.130.000	244,93	3,3	7,5	3,2	7,7
CXO	Concho Resources	31,36	2.586.000	840.000	1,2	1.480.000	198,88	12,1	21,2	37,3	26,1
CRC	California Resources	7,29	2.006.000	618.000	0,2	952.000	48,57	3,6	7,7	11,8	36,5
XEC	Cimarex Energy	8,74	1.918.249	597.420	1,2	1.380.000	95,6	4,6	6,3	14,6	7,3
NFX	Newfield Exploration	6,5	1.767.000	680.000	0,6	1.160.000	198,08	3,7	5,6	9,6	10,8
WLL	Whiting Petroleum Corporation	6,1	1.481.435	617.612	1,4	1.130.000	92,13	4,1	5,4	9,9	4,4
WPX	WPX Energy	8,74	1.336.000	436.000	0,2	622.000	420,29	6,5	14,1	20,0	43,7
OAS	Oasis Petroleum	5,74	1.248.424	312.204	1,5	1.110.000	318,43	4,6	5,2	18,4	3,8
Promedio		19,9	5.087.604	1.273.688	0,8	2.370.286		4,6	8,7	17,1	36,8
Mediana		11,8	2.598.515	912.683	0,7	1.430.000		4,3	7,5	13,2	25,5
Desvío Estándar		17,5	4.371.523	796.344	0,4	2.004.996		2,5	4,2	10,2	33,8
Múltiplo elegido								6,0	9,0	17,0	37,0

Finalmente, en los cuadros 73, 74, 75 y 76 se realizará un análisis de sensibilidad entre los posibles múltiplos a elegir sobre las variables de Continental Resources y los distintos múltiplos. Este tipo de análisis se realiza para contrastar la valuación en términos de los precios de la acción. El cuadro celeste claro indica la valuación actual.

Cuadro Nro72: Análisis de sensibilidad respecto de múltiplo Valor de la firma sobre Ventas.

Fuente: Yahoo finance.

		Ventas				
		1.997.330	2.496.662	3.120.828	3.744.994	4.493.992
Múltiplo industria Valor de la firma / Ventas	4	5,84	11,21	17,92	24,63	32,68
	5	11,21	17,92	26,31	34,70	44,77
	6	16,57	24,63	34,70	44,77	56,85
	7	21,94	31,34	43,09	54,83	68,93
	8	27,31	38,05	51,48	64,90	81,01

Cuadro Nro73: Análisis de sensibilidad respecto del múltiplo Valor de la firma sobre EBITDA. Fuente: 10-k empresas, 2017.

		EBITDA				
		1.359.553	1.699.442	2.124.302	2.549.162	3.058.995
Múltiplo	7	9,94	16,34	24,33	32,33	41,92
industria Valor	8	13,60	20,91	30,04	39,18	50,15
de la firma /	9	17,25	25,48	35,76	46,04	58,37
EBITDA	10	20,91	30,04	41,47	52,89	66,60
	11	24,56	34,61	47,18	59,74	74,82

Cuadro Nro74: Análisis de sensibilidad respecto del múltiplo Valor de la firma sobre Reservas. Fuente: 10-k empresas, 2017.

		Reservas				
		851.837	1.064.796	1.330.995	1.597.194	1.916.633
Múltiplo	15	18,71	27,30	38,03	48,77	61,65
industria Valor	16	21,00	30,16	41,61	53,06	66,80
de la firma /	17	23,29	33,02	45,19	57,35	71,95
Reservas	18	25,58	35,88	48,77	61,65	77,11
	19	27,87	38,75	52,34	65,94	82,26

Cuadro Nro75: Análisis de sensibilidad respecto del múltiplo Valor de la firma sobre Ratio de reciclamiento. Fuente: Press release Continental Resources, 2017.

		Ratio de reciclamiento				
		0,5	1,0	1,5	2,0	2,5
Múltiplo	35	31,40	78,45	125,50	172,54	219,59
industria Valor	36	32,75	81,14	129,53	177,92	226,31
de la firma /	37	34,09	83,83	133,56	183,30	233,03
Ratio de	38	35,44	86,52	137,60	188,67	239,75
reciclamiento	39	36,78	89,20	141,63	194,05	246,48

7. Conclusiones del trabajo

Debido a la alta volatilidad que presentan algunas variables fundamentales para la valuación de la firma y los riesgos vinculados al futuro de la misma, se ha decidido hacer el ejercicio de comparación con la realidad “el mercado” para establecer cuáles son los parámetros y variables que influyen en mayor o menor medida en la valuación de la misma. Siguiendo esta línea de razonamiento el valor del escenario base es el que más se acerca a la cotización actual siendo el mismo 46,01 y la actual 47,20. Por esa razón se sostiene que los supuestos originales y detallados en el apartado 6.2 de la presente son firmes y defendibles en un contexto como el mencionado, de alta incertidumbre. Otra valoración que se acerca con fidelidad a la del mercado es la valuación por múltiplos relacionando el valor de la firma con la cantidad de reservas probadas. La tasa a 10 años de la Reserva Federal ha bajado 45 puntos básicos desde la fecha de valuación, pero con este cambio el costo de capital no ha variado significativamente, se ha sesgado de 6,99 a 7,01, sólo dos puntos. A continuación, exhibo el Cuadro Nro76 con la información mencionada.

Cuadro Nro76: Conclusiones de los valores calculados según distintos métodos y supuestos.

Fuente: Elaboración propia.

Distintos métodos y supuestos		Valor de	
		Acción	Valor de la firma
		en USD	en miles
DCF	DCF Esc Base	46,01	23.082.130
	DCF + 20%	60,66	28.576.960
	DCF + descubrimientos	62,67	29.333.606
	DCF + CAPEX	18,20	6.828.633
Múltiplos	VF / Ventas	29,10	16.736.920
	VF / EBITDA	35,76	19.235.752
	VF / Reservas	45,19	22.773.888
	VF / Rat de Reciclamiento	133,56	55.930.312
Cotización acción 9 de enero 2019		47,20	
WTI 9 de enero de 2019		48,27	
Fed 10 Yr 9 enero 19		2,74%	

8. Riesgos

1. Una caída sustancial de los precios de las commodities puede afectar el negocio, la condición financiera, los resultados de las operaciones, los flujos de caja y la habilidad para fondear las necesidades de gasto en capital (CAPEX).
2. Una proporción sustancial de las propiedades de producción están muy concentradas, haciendo a la empresa vulnerable a riesgos relacionados con la cercanía de las producciones. El 62% de los ingresos provenientes de la venta de petróleo y gas y un 46% de las reservas probadas están ubicadas en la cuenca Bakken. Por lo tanto, se tiene (i) exposición a factores de oferta y demanda regionales. (ii) Disponibilidad de equipos perforadores, servicios de yacimiento, proveedores y empleados concentrada. (iii) Disponibilidad de facilidades de procesamiento y refinamiento concentrados. (iv) capacidad de la infraestructura no diversificada, (v) a su vez, la presencia de clima adverso puede dañar las instalaciones, (vi) la aplicación de nuevas leyes y regulaciones; por ejemplo, para la protección de vida animal, ligadas a esta zona geográfica puede perjudicar el negocio. (vii) También puede ser un factor de riesgo otro tipo de desastre natural como la ocurrencia de sismos que puede también ser principio para la ocurrencia de demandas por parte de terceros.
3. Alta volatilidad en los mercados financieros podría afectar adversamente el acceso al capital y condicionar el negocio y las finanzas: las condiciones macroeconómicas de las economías globales pueden cambiar y aumentar su volatilidad provocando modificaciones en la situación de restricción de crédito en los mercados de capitales, disponibilidad de empleo, retracción de confianza del consumidor, entre otras. Esta situación puede generar inestabilidad en la economía y poner una presión descendente en el precio de las

commodities (Ver glosario) generando un daño en los ingresos de la firma, la rentabilidad, los flujos de dinero operativo, la liquidez y la condición financiera.

4. La exploración, el desarrollo y la explotación de los proyectos requiere sustanciales gastos en capital. La firma puede en algún momento ser incapaz de obtener el capital necesario o de financiarlo en términos aceptables, lo que puede llevar a disminuir las reservas, producción e ingresos de petróleo y gas. Además, fondear el CAPEX con deuda puede generar un alto apalancamiento y hacerlo con acciones puede resultar en una disolución del valor de estas.
5. Las estimaciones de reservas dependen de muchos factores que pueden resultar imprecisos. Cualquier imprecisión sustancial en la estimación de reservas o en supuestos subyacentes puede afectar sustancialmente la cantidad y el valor presente de las reservas. Las corrientes estimaciones de la compañía pueden cambiar, potencialmente en cantidad sustancial, en particular debido a cambios en los precios del commodity: El proceso de estimar las reservas es complejo e inherentemente impreciso. Requiere interpretación de información técnica disponible y muchos supuestos. Los mismos se relacionan con condiciones económicas presentes y futuras, tasas de producción, gastos de perforación y operativos, y precios de las commodities. Cualquier imprecisión sustancial en estas interpretaciones y supuestos podría equivocar las cantidades estimadas y el valor presente de las reservas.
6. El valor presente neto de los futuros ingresos de nuestras reservas probadas no necesariamente será el mismo que el valor de mercado corriente de nuestra estimación de reservas de crudo y gas. Esto es porque el primero se estima tomando en cuenta el promedio aritmético de los precios del barril WTI para cada primero de mes de los últimos

12 meses, usándose el mismo precio para todos los flujos futuros. Esto no necesariamente va a suceder para los flujos futuros.

7. A menos que se reemplacen las reservas extraídas, las reservas y producción futuras van a decaer, lo cual puede afectar negativamente los flujos de caja y los resultados de las operaciones: A menos que se realice exploración, desarrollo y explotación de los recursos de manera exitosa, o se adquieran propiedades que contengan reservas probadas de petróleo y gas, las reservas probadas van a decrecer a medida que esas reservas son producidas. Esta producción se caracteriza generalmente por tasas de producción decreciente que varía dependiendo de las características del reservorio y otros factores. El flujo de caja y resultado de las operaciones va a ser altamente dependiente de la habilidad para recuperar las reservas que se van agotando a medida que la producción toma lugar.
8. La no disponibilidad o altos costos de los equipos perforadores, la tropa de terminación de pozo, equipamiento, provisiones, personal o servicios de campo pueden afectar adversamente los planes de exploración y desarrollo dentro del presupuesto, así como retrasarlos. En las regiones en las que opera la empresa ha habido históricamente escasez de los ítems descritos anteriormente. La baja del precio internacional del petróleo además ha causado que varios proveedores de insumos tales como agua, agente sostén, entre otros, haya disminuido. Esta escasez puede retrasar la ejecución de los planes de perforación y desarrollo incluyendo los planes para trabajar el gran inventario de pozos aún no completados, o puede causar gastos no provistos en el presupuesto de capital, así como tasas de retorno más bajas que las esperadas en nuestro programa de desarrollo lo que puede traer un efecto sustancial adverso para el desarrollo del negocio, la condición financiera, los flujos de fondos, así como los resultados de operaciones.

9. Frente a los siguientes riesgos la empresa puede incurrir en pérdidas substanciales y los seguros pueden ser inadecuados parcial o totalmente para protegerla de los mismos:

- a. Peligros medioambientales como flujos incontrolables de crudo, gas, pozo, fluidos de fractura hidráulica, gas tóxico, entre otros, vertidos al medio ambiente, incluidas agua subterránea y línea costera.
- b. Formaciones anormalmente presurizadas.
- c. Dificultades mecánicas: Roturas de herramientas de perforación y colapso de la camisa.
- d. Fuegos, explosiones y ruptura de cañerías.
- e. Pérdida de producto o daño incurrido como resultado de transferencia a vagones de tren o descarrilamiento.
- f. Heridas personales o muerte.
- g. Condiciones climáticas adversas y desastres naturales.
- h. Derrame o mal manejo de crudo, natural gas, agua salada, fluidos de pozo, fluidos de fractura hidráulica, entre otros.

Estos factores pueden conducir a heridas o pérdida de vida de los empleados de la empresa, o terceros; daño a la propiedad de la empresa o de terceros; contaminación y daño ambiental, litigación y penalidades, suspensión de nuestras operaciones y costos de reparación / remediación.

10. Proyectos que se deciden perforan pueden no ofrecer petróleo o gas natural en cantidades económicamente productivas. No se puede asegurar antes de perforar que se encontrará petróleo y gas. Tampoco se puede asegurar que se encontrará producto en condiciones económicamente productivas.

11. Las locaciones de perforación de la empresa están en cronogramas durante los próximos años, haciendo ese cronograma susceptible de cambios. Esa incertidumbre se puede deber a movimientos en los precios del petróleo y el gas, en la disponibilidad de capital, equipos de perforación, la dotación de terminación de pozo y capacidad de transporte, costos, los resultados de las perforaciones, aprobaciones regulatorias, entre otros factores.

12. El desarrollo de las reservas probadas no desarrolladas de la empresa puede tardar más y requerir mayores gastos de capital de los que la empresa anticipa actualmente. Aproximadamente el 59% de nuestras reservas estimadas probadas totales se encuentran no desarrolladas. La recuperación de esas reservas conlleva gastos de capital significantes y operaciones de perforación exitosas. Estos supuestos pueden no ser precisos. El reporte de reservas de Dic-2016 incluye estimaciones de costos futuros de desarrollo sobre los próximos 5 años asociados con reservas probadas no desarrolladas de aproximadamente 6.300 millones de dólares. Si alguna de las circunstancias mencionadas implica que algunos pozos no se van a producir dentro de los próximos 5 años, entonces se tendrían que quitar dichas reservas de la cuenta. Ese tipo de remociones ocurrió en el pasado y puede ocurrir de nuevo en el futuro. En 2016 98 millones de Boes de reservas probadas no desarrolladas fueron de nuestras estimaciones de reservas de fin de año debido a varios factores entre los cuales se mencionan los pozos que no se iban a perforar dentro del rango de los 5 años y los que se consideraron económicamente no redituables debido a la baja del precio internacional de las commodities.

13. Nuestro negocio depende de instalaciones de transporte, procesamiento y refinación de petróleo y gas natural, la mayoría de las cuales son propiedad de terceros y; de la disponibilidad de transporte en tren. El valor que la empresa recibe en concepto de petróleo y gas natural depende en parte de la disponibilidad, proximidad y capacidad de transporte de sistemas de tuberías y rieles, y de instalaciones de procesamiento y refinación de terceras partes. La no disponibilidad o no adecuación de los mismos puede resultar en interrupciones o retrasos en la producción de los pozos, o la discontinuidad de los planes de desarrollo para propiedades. En estos casos la empresa se vería imposibilitada de realizar ganancia desde esos pozos hasta que otros arreglos fueran hechos para la venta o entrega de los productos. La disrupción del transporte, procesamiento o refinación de los productos de la empresa debidos a disputas laborales, disturbios civiles, protestas públicas, ataques terroristas, cyber ataques, clima adverso, desastres naturales, sismos, cambios en impuestos y políticas energéticas, desarrollos regulatorios municipales, estatales e internacionales, cambios en la oferta y la demanda, accidentes o fallas del equipamiento, incluyendo ruptura de cañerías y otros sistemas de transporte o descarrilamientos y condiciones económicas generales, pueden impactar negativamente nuestra habilidad para alcanzar los precios más favorables de mercado para el petróleo y gas de la compañía. La empresa no tiene control sobre cuándo o si, tales facilidades serán reparadas o sobre el efecto en los precios en las áreas que sufran estos posibles sucesos. Una caída de la producción significativa relacionada con cualquiera de los ítems mencionados anteriormente podría afectar sustancialmente los flujos de caja, los resultados y el balance financiero de la empresa.

14. El negocio de la empresa depende de la disponibilidad de agua y de la habilidad de colocar agua residual desprendida de las actividades de petróleo y gas. Con la tecnología actual el agua es un componente esencial de los procesos de fractura hidráulica y perforación. Limitaciones o restricciones en la habilidad de la empresa de asegurar una suficiente cantidad de agua o de colocar o reciclar agua después de su uso, podría afectar negativamente las operaciones. En algunos casos, el agua necesita ser obtenida de nuevas fuentes y transportada a los sitios de perforación lo que resulta en un incremento de costos. Además, nuevas iniciativas medioambientales y regulaciones relacionadas con adquisición de agua o disposición de los residuos de agua, incluyendo agua producida, fluidos de perforación, y otros desechos asociados a la exploración, desarrollo o producción de hidrocarburos, podría limitar o prohibir nuestra habilidad de utilizar fractura hidráulica o pozos de inyección de agua residual. Se debe mencionar que recientemente se han implementado nuevas reglas y regulaciones relacionadas con el uso de pozos de inyección de agua residual por su efecto en potenciales eventos sísmicos. Esos pozos de inyección se usan además para disponer del agua residual por lo que estas disposiciones están aumentando el costo de esa operación. Cumplir con nueva o existente regulación y requerimiento de permisos relacionados con extracción, almacenamiento, y uso de agua necesaria para fractura hidráulica de pozos o disposición de agua residual puede incrementar los costos operativos o puede retrasar, perjudicar o interrumpir los planes de desarrollo y exploración lo que puede tener un efecto sustancial adverso para el negocio, la situación financiera, el resultado de operaciones y el flujo de caja de la firma.

15. La empresa está sujeta a leyes y regulaciones locales, estatales y federales complejas que podrían afectar adversamente el costo, la forma en que se lleva a cabo la operación o exponer la empresa a pasivos significantes. Protección medioambiental, salud ocupacional, y aspectos de seguridad de las operaciones, la descarga de materiales en el medioambiente y la protección de ciertas plantas y especies animales. Fallar en el cumplimiento de estas leyes y regulaciones puede gatillar una variedad de medidas administrativas, civiles y criminales, incluyendo acciones de investigación, el cálculo de penalidades monetarias, la imposición de medidas paliativas, la emisión de órdenes o sentencias limitando o comprometiendo futuras operaciones y litigaciones. Por ejemplo, un accidente en uno de los pozos podría dejar a la empresa en deuda respecto de limpieza del medioambiente y costos de restauración, reclamos hechos por terratenientes vecinos u otras terceras partes por heridas al personal, daños a la propiedad, multas o penalidades por violaciones de leyes o regulaciones medioambientales relacionadas. Además, costos adicionales podrían aparecer si la legislación corriente es revisada o reinterpretada, o si nuevas leyes o regulaciones se vuelven aplicable a nuestras operaciones. En ese caso la empresa tendría que recuperar esos costos incrementales a través de seguros o ingresos incrementales para que la situación del negocio, la condición financiera, los resultados de las operaciones y flujos de caja no se vean afectados.

16. Legislación de cambio climático o regulaciones gobernando la emisión de gases de “efecto invernadero” que podrían resultar en costos de operación incrementales y reducir la demanda de petróleo, gas natural y gas natural líquido producido. En ausencia de regulación federal ha emergido un esfuerzo estatal y regional para regular la emisión de

los gases de efecto invernadero en la forma de venta o alquiler de “permisos de emisión”. También hubo discusión acerca de un impuesto federal en emisiones de combustible fósil. Limitaciones sustanciales en emisiones de gases de efecto invernadero generaría costos en monitorear y reportar la emisión de estos y en adoptar equipamiento para reducir el efecto de los mismos por lo que un progreso en este tipo de iniciativas conduciría a un deterioro en los negocios de la empresa, la condición financiera, los resultados de las operaciones y el flujo de caja. Finalmente, algunos científicos han concluido que concentraciones incrementales de gases de efecto invernadero en la atmósfera de La Tierra pueden producir cambios climáticos que tienen efectos físicos significativos como tormentas de alta frecuencia y severidad, sequías, inundaciones, u otros eventos climáticos. Si algunos de estos efectos fuera a ocurrir como resultado del cambio climático o por otra circunstancia, ellos podrían deteriorar los activos de la empresa y por lo consiguiente, las operaciones.

17. Legislación federal y estatal e iniciativas regulatorias relacionadas con fractura hidráulica podría resultar en costos incrementales y restricciones operativas adicionales además de la inhabilidad de contabilizar futuras reservas. La fractura hidráulica es un proceso importante y comúnmente usado en la terminación de pozos de petróleo y gas natural en formaciones de baja permeabilidad. Este proceso involucra una inyección de agua, arena y aditivos en alta presión dentro de la formación rocosa para estimular la producción de petróleo y gas natural. En los últimos años ha habido una creciente preocupación pública acerca de la afectación a través de este procedimiento en el agua potable y en la actividad sísmica de la zona perforada. Varios Estados, incluyendo los que la empresa opera han

adoptado o están considerando adoptar requerimientos legales para imponer permisos más rigurosos, requerimientos de divulgación, y de construcción de pozos sobre actividades de fractura hidráulica. En ciertas áreas de Estados Unidos los permisos de hacer este tipo de actividad se han puesto a “la espera” hasta el desarrollo de estándares adicionales. Esta clase de regulación podría hacer más dificultoso y más caro completar pozos de petróleo y gas natural en formaciones de baja permeabilidad e incrementar los costos de cumplir la Ley y hacer negocio, así como retrasar, prevenir o prohibir el desarrollo de recursos naturales de formaciones no convencionales. La inhabilidad de alcanzar un retorno económico satisfactorio podría causar el deterioro o la discontinuidad de los planes de exploración y desarrollo de la empresa, lo que puede impactar adversa y sustancialmente el negocio, la condición financiera, los resultados de operaciones, y los flujos de caja.

18. Futura legislación puede aplicar impuestos sobre actividades de extracción de petróleo y gas, incluyendo eliminar o reducir ciertas deducciones del impuesto a las ganancias actualmente disponibles con respecto a exploración y desarrollo de petróleo y gas natural. Por ejemplo, (i) el revocamiento del porcentaje de depreciación permitido de ciertas propiedades de petróleo y gas natural, (ii) la eliminación de deducciones por costos intangibles de perforación, exploración y desarrollo. (iii) La eliminación de deducciones por ciertas actividades de producción y (iv) una extensión del período de amortización de ciertos gastos geológicos y geofísicos.

19. Percepción pública negativa con relación a la empresa o la industria podrían tener un efecto negativo en las operaciones: Las mismas podrían ser expuestas por asociaciones

civiles respecto de temas como el método de fractura hidráulica, los derrames de petróleo, y la sismicidad y conllevarían mayor escrutinio regulatorio, una modificación en las leyes federales o estatales de seguridad y medioambiente, regulaciones, etc. Estas acciones pueden causar retrasos operacionales, restricciones, incrementos en costos operativos, cargas regulatorias adicionales, y riesgo incremental de litigación. Además, las autoridades gubernamentales ejercen considerable discreción respecto del tiempo y el alcance de la emisión de permisos y el público se puede incorporar en el proceso, incluyendo intervenciones en las cortes. Percepción pública negativa podría causar que los permisos necesarios para conducir las operaciones sean retenidos, retrasados, o cargados por requerimientos que restrinjan nuestra habilidad para conducir el negocio

20. Regulaciones bajo la Ley Dodd-Frank respecto derivados podrían tener un efecto adverso en nuestra habilidad para usar instrumentos derivados para reducir el efecto del riesgo de precio de commodity y otros riesgos asociados a los negocios de la empresa: Estas regulaciones prevén supervisión y regulación de las transacciones hechas OTC (Ver en glosario), además requiere que muchas de las transacciones antes hechas OTC se hagan en un mercado de cambios corriente. Por otro lado, la legislación impone ciertos límites en la posición de Swaps, incluyendo los que involucran entrega de petróleo y gas natural. Finalmente, establece márgenes mínimos para transacciones de swaps no compensadas. Si la empresa no califica para una excepción de usuario de los requerimientos de la Dodd-Frank, las nuevas regulaciones pueden significativamente incrementar el costo de los contratos derivados, alterar sustancialmente los términos de los contratos, reducir la disponibilidad de derivados que protejan los riesgos que la empresa encuentra. Imponer

nuevos registros y documentaciones e incrementar nuestra exposición a contrapartes más riesgosas. Además, los límites en las posiciones pueden limitar nuestra habilidad para hacer un manejo estratégico adecuado de los riesgos de precio si la empresa no puede calificar como excepción de tales tratamientos. Además, si no se califica como excepción, los requerimientos de margen para Swaps no cerrados pueden incluir la presentación de un colateral lo que puede impactar adversamente en la liquidez disponible. Finalmente, esta legislación tuvo la intención de reducir la volatilidad de los precios del petróleo y gas natural, que algunos legisladores atribuyeron como especulativa. Las ganancias de la empresa podrían entonces verse afectadas si la consecuencia de la legislación es bajar los precios del petróleo y el gas natural. Cualesquiera de las consecuencias mencionadas anteriormente podrían tener un efecto adverso material sobre la posición financiera de la empresa, los resultados de las operaciones, y los flujos de caja.

21. La competencia en la industria del petróleo crudo y gas natural es intensa, haciendo más difícil la adquisición de propiedades, comerciar la producción y asegurar personal entrenado: La habilidad de encontrar y desarrollar reservas en el futuro dependerá de la habilidad para evaluar y elegir propiedades correctas y consumir transacciones en un entorno competitivo para adquirir propiedades, comerciar petróleo y gas y asegurar personal entrenado. También hay competencia sustancial por capital disponible para inversión en la industria. Ciertos competidores pueden contratar mejores recursos financieros, técnicos, y humanos que esta empresa. **Estas compañías pueden pagar más por propiedades de petróleo crudo y gas natural y por adquirir y retener personal calificado debido a sus recursos financieros y humanos.** Por esta razón la empresa

podría no poder competir correctamente en el futuro en adquirir reservas prospectivas, desarrollar reservas, vender hidrocarburos, atraer y retener personal de calidad y fondear capital adicional, lo que puede tener un efecto sustancial adverso para la posición financiera, los resultados operativos o el flujo de caja de la empresa.

22. Medidas para la conservación de energía o iniciativas que estimulen la demanda de formas alternativas de energía podrían reducir la demanda por el petróleo y gas natural que la empresa produce: Medidas de conservación de combustible, iniciativas de cambio climático, requerimientos gubernamentales para recursos de energía renovable, demanda de consumo incremental de formas alternativas de energía, y avances tecnológicos en la economía de combustible y en aparatos de generación de energía podría reducir la demanda de petróleo crudo y gas natural que la empresa produce. El impacto potencial del cambio de demanda de productos y servicios de la industria de petróleo y gas natural podría tener un efecto material adverso en el negocio, la condición financiera, los resultados de las operaciones y los flujos de caja.

23. La pérdida de la alta gerencia o personal técnico especializado podría afectar negativamente nuestras operaciones. La empresa depende de los servicios de la Alta Gerencia, la pérdida de estos servicios podría materialmente afectar adversamente los resultados operativos de la misma, su situación financiera y flujo de fondos. La empresa no mantiene, ni planea adquirir ningún seguro contra la pérdida de ninguno de estos individuos.

24. Se tiene limitado control sobre las actividades en las propiedades que no se opera: Algunas propiedades en las que la empresa tiene interés no son operadas por la misma sino por terceras partes. Al 31 de diciembre de 2016 esas propiedades representaron un 20% de las reservas estimadas probadas y desarrolladas, 7% de las reservas estimadas probadas no desarrolladas y 12% de las reservas probadas estimadas totales. La empresa tiene limitada capacidad para influir o controlar las operaciones o futuros desarrollos de propiedades no operadas incluyendo reglamentaciones con el medioambiente, seguridad, entre otras; o la cantidad de gastos requeridos para fundear el desarrollo y la operación de tales propiedades. Además, se depende también, de otros socios para que completen su parte contractual en los gastos de capital y operativos. Estas limitaciones y la dependencia en el operador y otros socios para estos proyectos podrían causar la incursión de costos inesperados en el futuro y podría tener un efecto sustancial adverso en la condición financiera, resultado de operaciones y flujo de fondos.

25. La Línea de crédito renovable, préstamo de tres años de término, y los contratos de notas senior contienen ciertos covenants (Ver en glosario) y restricciones que podrían inhibir la capacidad de hacer ciertas inversiones, incurrir en deuda adicional e involucrarse en ciertas otras transacciones lo que puede afectar adversamente la capacidad para cumplir los objetivos de la compañía: Esta línea de crédito contiene los siguientes términos, entre otras cosas. No Incurrir en endeudamiento adicional, no incurrir embargos, no involucrarse en venta o fusión, léase (Ver en glosario), consolidación de todos o casi todos los activos de la empresa. Además, tiene una cláusula de mantener como máximo un consolidado de deuda neta sobre capitalización total no más grande que 0,65 a 1,00. Al 31

de diciembre de 2016 la deuda total debería incrementarse aproximadamente en \$ 2.800 millones de dólares para alcanzar este ratio. Alternativamente el patrimonio de los accionistas debería disminuir en aproximadamente \$ 1.500 millones de dólares debajo del nivel existente al 31 de diciembre de 2016 para alcanzar el mismo nivel del ratio. Las cláusulas de estos instrumentos crediticios pueden restringir la capacidad de expandir o perseguir la estrategia de negocios. La capacidad de cumplir con éstas y otras provisiones podrían ser impactados por cambios en condiciones económicas y del negocio, resultado de las operaciones, o eventos más allá del control de la empresa. Romper cualquiera de estas cláusulas podría resultar en un bancarrota de cualquiera de estos instrumentos crediticios lo que, dependiendo de las acciones llevadas a cabo por los acreedores, sus sucesores o representantes, podría llevar a acelerar los pagos pendientes más intereses devengados hasta el momento en un pago. Los activos de la empresa pueden no ser suficientes para pagar completamente tal endeudamiento, lo que afectaría sustancialmente la condición financiera y el resultado de las operaciones de la empresa.

26. Incrementos en la tasa de interés podrían afectar adversamente el negocio. El negocio y los resultados operativos pueden ser afectados adversamente por factores como la disponibilidad, los términos y el costo del capital, incrementos en las tasas de interés o una baja en el ranking de crédito respecto del actual. En febrero de 2016 el ranking de crédito corporativo fue bajado de grado por S&P y Moodys en respuesta a la situación debilitada de la industria del petróleo y el gas. Esa situación provocó que los intereses en la línea de crédito renovable y el préstamo a tres años aumentaran 0,250% y 0,125%, respectivamente. Este aumento del costo de financiamiento podría limitar la capacidad de

conducir oportunidades de adquisición de propiedades, reducir los flujos de caja usados para perforar, y situar a la empresa en una situación de desventaja competitiva. Desde 31 de enero de 2017 los préstamos vigentes a tasa variable como línea de crédito renovable y préstamo a tres años de plazo totalizaron \$ 1.340 millones de dólares y el impacto de un aumento del 0,25% en la tasa de interés sobre esta cantidad de deuda vigente tendría un costo incremental de aproximadamente \$ 3,4 millones de dólares y \$ 2,1 millones de dólares de decrecimiento en el ingreso anual neto. La empresa requiere acceso continuo al capital. Una reducción significativa en los flujos de caja de operaciones o en la disponibilidad de crédito podría materialmente y adversamente afectar la condición financiera y los resultados de las operaciones.

27. La incapacidad de que socios, contrapartes de derivados, clientes significativos y proveedores de servicio de cumplir con sus obligaciones con la empresa podría afectar adversamente el negocio. La principal exposición al riesgo crédito es a través de la venta de la producción de petróleo crudo y gas natural, que se vende a compañías energéticas, compañías refinadoras, recolectoras de gas, y compañías procesadoras. (US\$ 405 millones en documentos a cobrar al 31 de diciembre de 2016); socios y otros créditos (US\$ 365 millones al 31 de diciembre de 2016) y riesgo de crédito de contraparte con los créditos de instrumentos derivados. Los créditos a los socios vienen de la facturación que se les hace a individuos y entidades que participan en los pozos que la empresa opera. Ellos participan en los pozos en base a su propiedad en “Leases” de pozos (Contratos de participación) y se puede hacer muy poco para elegir quién participa en los pozos. También está presente el riesgo crédito debido a la concentración de los créditos por

ventas con consumidores significativos. El comprador más importante que tuvo la compañía durante el año 2016 representó aproximadamente el 18% de las ventas de petróleo y gas. La empresa generalmente no ha requerido a su contraparte que provean un colateral para asegurar créditos sobre petróleo y gas natural. Finalmente, la sociedad cuenta con compañías de servicio y de *midstream* para servicios relacionados con la perforación y el completamiento de los pozos. Un empeoramiento en el precio de las commodities puede resultar en un empeoramiento material de la liquidez y la posición financiera de esas empresas con las cuales se conducen los negocios, resultando en el retraso de pago, o no pago de cantidades debidas a la compañía, retrasos en las operaciones y pérdida de acceso a equipamiento e infraestructura con impactos similares.

28. La actividad en mercados de derivados podría resultar en pérdidas financieras o reducción de las ganancias. Para lograr flujos de caja más predecibles y reducir la exposición a fluctuaciones adversas del precio de las commodities, ocasionalmente la empresa entra en contratos derivados por una porción de su producción. Ninguno de los instrumentos derivados es designado como “hedge” (Ver en glosario) para propósitos contables, sino que se registran a su valor razonable. Cambios en el valor razonable de los derivados son reconocidos en períodos de ganancias corrientes. Por ello, las ganancias de la compañía pueden fluctuar significativamente como resultado de cambios en el precio de las commodities y los resultantes cambios en el valor razonable de los derivados. Los instrumentos derivados exponen a la empresa a riesgo de pérdida financiera en ciertas circunstancias:

- a. Cuando la producción resulta ser menor que el volumen cubierto por los instrumentos derivados.
- b. Cuando hay riesgo de contraparte de los instrumentos derivados.
- c. Cuando hay un incremento del diferencial de precios entre el cubierto por el instrumento derivado y los precios reales recibidos.

Es de mencionar que el comercio de instrumentos derivados para cubrir posibles pérdidas limita la capacidad para obtener beneficios en caso de un escenario positivo en los precios de las commodities. La decisión a tomar a la hora de elegir el precio y la cantidad a proteger hedge se hace tomando en cuenta el pronóstico del precio y la producción a realizarse en el mediano plazo y el deseo de estabilizar el flujo de caja necesario para el desarrollo de las reservas probadas de la compañía.

Puede ser que se considere no hacer un hedge de la producción futura en cierto período de tiempo si se considera que el comportamiento de los precios no lo va a requerir. Además, puede ser que se liquiden posiciones existentes antes del período de expiración para monetizar la ganancia de las posiciones con el propósito de fondar el programa de capital. Todas las ventas de petróleo están sin protección hedge y una porción de las ventas de gas natural están sin protección también.

29. Un Cyber-ataque podría resultar en robo de información, corrupción de la información, interrupción operacional, y / o pérdida financiera. El negocio se ha vuelto muy dependiente de la tecnología digital para conducir las operaciones del día a día incluyendo ciertas actividades de exploración, desarrollo y producción. La empresa depende de tecnología

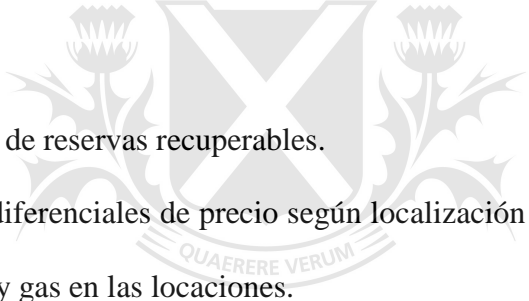
digital, incluyendo sistemas de información e infraestructura relacionada, así como aplicaciones en la nube y servicios para procesar y grabar la información financiera

30. Una compañía de responsabilidad limitada, para la cual el CEO de esta compañía sirve como el único administrador, posee el 76% de las acciones en circulación de esta compañía, dándole influencia y control en transacciones corporativas y otras cuestiones, incluyendo la potencial venta de esta compañía. De esta manera podrá controlar la elección de directores, determinar las políticas de administración y corporativas, y determinar, sin el consentimiento de otros accionistas, el producto de ciertas transacciones corporativas y otras materias que requieran aprobación de los accionistas, incluyendo potenciales fusiones y adquisiciones, ventas de activos y otras transacciones corporativas significativas. El señor Harold G. Hamm podría causar un retraso o prevenir un cambio de control de la compañía. Los intereses del señor Hamm y los de la Sociedad de responsabilidad limitada para la que él trabaja podrían no coincidir con los intereses de otros poseedores de las acciones comunes de Continental Resources.

31. La compañía ha sido un competidor temprano en áreas de reservas nuevas o emergentes. Esto lleva a esperar inciertos resultados de perforación en estas áreas y el valor de la hectárea en la zona no desarrollada va a declinar si los resultados de la perforación no son exitosos. Mientras que los costos de adquirir hectáreas sin desarrollar en áreas de reservas nuevas o emergentes han sido generalmente menores a los de aquellos que entran posteriormente en el área en desarrollo, los resultados de las perforaciones en esas áreas nuevas o emergentes son más inciertos que los resultados en zonas desarrolladas y

productivas. Como las “áreas de reserva” nuevas o emergentes tienen una historia de producción limitada o nula, no se puede utilizar información pasada para inferir futuros resultados de estas. Como resultado el costo de perforar, completar y operar pozos en estas áreas podría ser más alto que el esperado inicialmente, y el valor de las zonas sin desarrollar declinará si los resultados de perforación no son exitosos.

32. La empresa puede estar sujeta a riesgos relacionados con adquisiciones. La adquisición exitosa de propiedades productoras requiere de un cálculo de varios factores que incluyen, pero no se limitan a:

- 
- a. Cantidad de reservas recuperables.
 - b. Futuros diferenciales de precio según localización y calidad de los recursos de petróleo y gas en las locaciones.
 - c. La calidad del título de las propiedades adquiridas.
 - d. Futuros costos de desarrollo, de operación, e impuestos a la propiedad.
 - e. Potenciales pasivos ambientales entre otros.

La precisión de esos cálculos es inherentemente incierta. Con relación a estos cálculos se realiza una reseña que es generalmente consistente con la práctica de la industria. Pero esta reseña no revelará todos los problemas existentes o futuros, ni permitirá volverse lo suficientemente familiarizada como para puntuar con detalle las deficiencias y beneficios antes de la adquisición. No siempre se pueden realizar inspecciones en cada pozo y problemas medioambientales no son necesariamente observables aun cuando la inspección es llevada a

cabo. Aun cuando los problemas son identificados el vendedor de las propiedades puede ser incapaz o no querer proveer protección contractual efectiva contra toda o parte del problema. A veces la compañía no se asegura a través de indemnización contractual por problemas medioambientales y adquiere las propiedades como se encuentran.

33. Actividades terroristas podrían afectar sustancial y adversamente el negocio y el resultado de las operaciones. Ataques terroristas o amenazas de ataques terroristas, ya sean en los Estados Unidos o fuera, así como acciones militares tomadas en respuesta a estos actos, podrían causar inestabilidad en los mercados financieros globales o de energía. Continuas hostilidades en el Medio Oriente y la ocurrencia de amenazas o ataques terroristas en los Estados Unidos u otros países podrían afectar adversamente la economía global de maneras impredecibles incluyendo la disrupción de suministros de energía y mercados, el incremento de la volatilidad en el precio de las *commodities* o **la posibilidad de que la infraestructura sobre la que el negocio depende pueda ser un objetivo directo o una víctima indirecta de un acto de terrorismo**. Todo ello, podría afectar el negocio y los resultados en las operaciones.

9. Glosario

BOE: Es una unidad de energía equivalente a la energía liberada durante la quema de un barril de petróleo crudo. Se utiliza para agregar cantidades de petróleo y gas extraídas de un pozo, pero también puede tener otros usos. Equivale aproximadamente a 5800 pies cúbicos de gas natural.

Commodities: Mercancía, es cualquier producto destinado a satisfacer una necesidad o deseo. Por sus características en general son productos genéricos, básicos, sin mayor diferenciación entre sus variedades por lo tanto sus productores generalmente son tomadores de precios en un mercado estandarizado, atomizado y competitivo.

CAPEX: Significa gasto en capital. Se suele tomar anual o trimestralmente y figura en el Estado de flujo de efectivo de la empresa.

Covenants: Son una cantidad de cláusulas que en un acuerdo por un préstamo toman lugar para restringir las libertades del prestatario asegurando ciertos aspectos que tienen que ver con el repago del préstamo en cuestión.

EUR (Estimated Ultimate Recovery): Es una aproximación a la cantidad de petróleo y gas que es potencialmente recuperable de un pozo o un reservorio.

Hedge: Protección. Posición financiera que consiste en hacer una inversión para reducir el riesgo de movimientos adversos de los precios de un activo en un negocio. Puede ser sobre los precios de venta, productos, como sobre los precios de compra, insumos.

Juego: Extensión de terreno productiva, que puede abarcar una o más concesiones, con propiedades geológicas similares, consistente en uno o más yacimientos en la industria de petróleo y gas natural.

Lease: Concesión, Alquiler. Contrato mediante el cual la figura de usuario se compromete a pagar al propietario de un activo un monto de dinero por su uso. Es un término más amplio que

alquiler ya que refiere también a los activos intangibles y puede encontrar cláusulas particulares de restricciones sobre la forma de uso del activo mencionado.

Legacy Curve: Es la curva que indica la evolución de la producción de un pozo o reservorio a través del paso del tiempo, por factores técnicos la producción tiende a disminuir con el tiempo.

Orgánico: Indicador calculado tomando el promedio de los últimos 5 años del mismo.

OTC: Over the counter o Mercado extrabursátil, es un mercado paralelo no organizado o mercado de contratos a medida donde se negocian instrumentos financieros (bonos, acciones, materias primas, swaps o derivados de crédito) directamente entre dos partes.

Ratio: Fracción que indica la proporción entre dos números y sirve para establecer relaciones analíticas entre los mismos.

WACC: Costo del capital. Surge de hacer un promedio ponderado entre las distintas fuentes de financiamiento y los rendimientos de las mismas. Típicamente deuda de largo plazo y acciones.



Universidad de
San Andrés

Fuentes

Barnes, F. y Levine, J. (2011). Large Energy Storage Systems. Boca Raton, FL. CRC Press.

Bhattacharyya, Subhes C (2011). Energy Economics, concepts, issues, markets and governance. Dundee, UK. Centre for energy, petroleum and mineral law and policy.

Boxall, P. Chan W. y McMillan, M (2005). The impact of oil and natural gas facilities on rural residential property values: a spatial hedonic analysis. Resource and Energy Economics. Volumen 27. Ontario, Canada: El Sevier.

Calgary: Society of Petroleum Engineers. Recuperado de:
http://www.spe.org/industry/docs/GuidelinesEvaluationReservesResources_2001.pdf

Contabilización de equipos de perforación de Baker Hughes. Recuperado de:
<http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=79687&p=irol-rigcountsoverview>

Comunicados de prensa. Continental Resources (2017). Recuperado de:
<http://investors.clr.com>

Comunicados de prensa. Continental Resources (2017). Recuperado de:
<http://investors.clr.com>

Damodaran, Aswath (1994). *On valuation: Security Analysis for Investment and Corporate Finance*. Nueva Jersey, USA: John Wiley & Sons, Inc.

Departamento del Tesoro de los Estados Unidos. Recuperado de:
<https://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=yield>

Fernández, Pablo (1999). Valoración de empresas: Cómo medir y gestionar la creación de valor. Barcelona, España: Ediciones Gestión 2000.

Fernández, Pablo (2008). *Are calculated betas worth for anything?* Madrid, España: IESE Business School.

Ilmanen, Antti (2012). Research Foundation. CFA Institute. Monograph Summaries: Expected returns on major asset classes.

Página Web de Continental Resources (2017). Recuperado de: <http://www.contres.com/about>

Panorama Energético de corto plazo. Energy Information Administration (2017). Recuperado de: https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/global_oil.cfm

Porter, Michael E. (1980). *Competitive Strategy: Techniques for analyzing industries and competitors*. Nueva York, EE. UU.: The Free Press.

Reporte 10K 2016. Continental Resources (2017). Recuperado de: <https://www.sec.gov>

Reporte 10K 2015. Continental Resources (2016). Recuperado de: <https://www.sec.gov>

Reporte 10K 2014. Continental Resources (2015). Recuperado de: <https://www.sec.gov>

Reporte 10K 2013. Continental Resources (2014). Recuperado de: <https://www.sec.gov>

Reporte 10K 2012. Continental Resources (2014). Recuperado de: <https://www.sec.gov>

Reseña trimestral de marzo. Banco de Pagos Internacionales (2015). Recuperado de: https://www.bis.org/publ/qtrpdf/r_qt1503f.pdf

Rinaldi, Adolfo E. (2001). *Normas contables impositivas de la industria petrolera*. Buenos Aires, Argentina. Recuperado de:

<https://es.scribd.com/document/259095997/Normas-Contables-e-Impositivas-de-La-Industria-Petrolera>

Webcasts y Presentaciones. Continental Resources (2017). Recuperado de: <http://investors.clr.com>

Anexo Nro1

Compañía	Nombre del play	Madurez del play	Producción (1,000 boes por día)	Tipo de recurso	Compañías socias en el play (#)	Estrategia más probable de entrada	Tiempo de perforación promedio (meses)	Profundidad promedio (metros)	Permeabilidad promedio	Porosidad promedio	Recurso potencial total (mmbboes)	Costo Pozo Total (MM USD)	TIR post tax Escenario standard	TIR post tax Escenario individual
Chesapeake Energy	Eagle Ford - Oil	Pleno	56,0	Tight Oil	16	Adquisición de activos	1,5	1.859	0,01	8,5	3.721	6,0	21,5%	22,7%
Newfield Exploration	Eagle Ford - Oil	Pleno	11,6	Tight Oil	16	Adquisición de activos	1,5	1.859	0,01	8,5	3.721	6,0	21,5%	22,7%
Continental Resources	Bakken	Pleno	136,7	Tight Oil	12	Adquisición de activos	1,0	2.150	0,00	6,0	73.928	7,0	19,1%	26,7%
Continental Resources	Three Forks	Crecimiento	29,5	Tight Oil	10	Leasing privado	1,5	3.353	0,04	4,0	31.340	7,2	13,9%	17,3%
Chesapeake Energy	Marcellus Northeast	Crecimiento	217,9	Shale Gas	16	Adquisición de activos	2,0	2.045	0,00	6,6	9.537	6,2	13,0%	4,4%
Range Resources Corp	Marcellus Northeast	Crecimiento	26,4	Shale Gas	16	Adquisición de activos	2,0	2.045	0,00	6,6	9.537	6,2	13,0%	4,4%
Chesapeake Energy	Haynesville - Tier One	Pleno	69,9	Shale Gas	16	Adquisición de activos	2,0	3.500	0,00	8,4	2.850	9,4	11,2%	20,1%
Chesapeake Energy	Austin Chalk	Maduro / Desinversión	4,4	Tight Gas	6	Leasing privado	1,0	3.350	0,02	8,0	1.082	6,0	10,8%	10,7%
Range Resources Corp	Marcellus Southwest	Crecimiento	144,1	Shale Gas	8	Adquisición de activos	1,0	1.000	0,00	10,0	32.657	7,1	10,6%	6,9%
Newfield Exploration	Uinta - Green River Oil	Crecimiento	29,5	Tight Oil	9	Leasing privado	2,0	3.950	2,00	10,0	919	7,6	10,3%	8,3%
Continental Resources	Anadarko Woodford	Pleno	31,7	Shale Gas	9	Adquisición de activos	1,0	3.950	0,00	7,5	3.216	7,8	7,7%	9,4%
Newfield Exploration	Anadarko Woodford	Construcción	7,9	Shale Gas	9	Adquisición de activos	1,0	3.950	0,00	7,5	3.216	7,8	7,7%	9,4%
Chesapeake Energy	South Africa Shale	Maduro / Desinversión	4,4	Shale Gas	4	Ronda abierta	4,0	2.590	0,00	1,8	13.171	14,3	6,5%	9,6%
Chesapeake Energy	Eagle Ford - Condensate	Pleno	76,4	Tight Oil	18	Adquisición de activos	1,0	2.286	0,00	9,5	-	6,6	6,3%	10,3%
Range Resources Corp	Cline	Construcción	1,8	Tight Oil	10	Adquisición de activos	2,0	2.690	0,00	0,0	2.293	8,6	5,6%	4,2%
Newfield Exploration	Mesaverde Wasatch	Pleno	4,4	Tight Gas	9	Leasing privado	1,0	1.660	0,06	8,0	1.697	2,1	5,1%	4,6%
Range Resources Corp	Upper Devonian	Construcción	4,4	Shale Gas	18	Adquisición de activos	1,0	-	0,00	0,0	26.586	6,3	3,2%	0,1%
Chesapeake Energy	Utica - Rich Gas	Pleno	93,0	Shale Gas	17	Leasing privado	1,5	2.134	0,00	5,0	46.152	8,9	2,6%	5,3%
Chesapeake Energy	Travis Peak	Pleno	4,4	Tight Gas	12	Leasing privado	0,7	2.439	0,01	9,5	2.713	0,9	2,0%	0,0%
Chesapeake Energy	Bossier Shale	Crecimiento	4,4	Shale Gas	13	Leasing privado	1,0	3.508	0,00	9,0	4.601	9,3	1,0%	1,2%
Chesapeake Energy	Powder River Niobrara	Maduro / Desinversión	6,7	Tight Oil	6	Adquisición de activos	1,0	-	0,00	0,0	3.135	8,0	0,3%	7,8%
Chesapeake Energy	Floyd	Maduro / Desinversión	4,4	Shale Gas	8	Leasing privado	3,0	2.100	0,00	0,0	407	3,6	0,0%	0,0%
Chesapeake Energy	Pearsall	Construcción	4,4	Shale Gas	11	Leasing privado	1,0	3.017	0,00	12,2	157	8,5	0,0%	0,0%
Newfield Exploration	Pearsall	Construcción	4,4	Shale Gas	11	Leasing privado	1,0	3.017	0,00	12,2	157	8,5	0,0%	0,0%
Chesapeake Energy	Deep Haley	Maduro / Desinversión	8,8	Tight Gas	6	Leasing privado	3,5	4.240	17,00	9,5	1.233	10,8	0,0%	0,0%
Continental Resources	Arkoma Woodford	Pleno	3,2	Shale Gas	8	Adquisición de activos	1,5	2.895	0,00	6,5	1.695	4,4	-0,2%	6,3%
Newfield Exploration	Arkoma Woodford	Maduro / Desinversión	26,4	Shale Gas	8	Adquisición de activos	1,5	2.895	0,00	6,5	1.695	4,4	-0,2%	6,3%
Chesapeake Energy	Lobo Wilcox	Maduro / Desinversión	7,5	Tight Gas	10	Leasing privado	1,0	2.558	0,80	20,0	1.109	2,8	-0,6%	-3,7%
Newfield Exploration	Lobo Wilcox	Pleno	4,3	Tight Gas	10	Leasing privado	1,0	2.558	0,80	20,0	1.109	2,8	-0,6%	-3,7%
Chesapeake Energy	Utica - Oil	Maduro / Desinversión	4,5	Tight Oil	10	Leasing privado	2,0	1.828	0,00	5,0	2.454	8,3	-0,7%	-0,6%
Range Resources Corp	Pennsylvanian Coals	Pleno	5,5	Coalbed Methane	4	Leasing privado	0,1	400	16,00	1,5	798	0,5	-1,0%	5,7%
Chesapeake Energy	Granite Wash	Pleno	36,4	Tight Gas	9	Adquisición de activos	1,5	3.500	0,70	9,4	897	7,1	-2,4%	-2,3%
Newfield Exploration	Granite Wash	Pleno	13,0	Tight Gas	9	Adquisición de activos	1,5	3.500	0,70	9,4	897	7,1	-2,4%	-2,3%
Chesapeake Energy	Mississippi Lime	Crecimiento	26,3	Tight Oil	15	Leasing privado	0,8	1.565	0,26	16,0	1.650	3,3	-6,6%	-1,0%