

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN FINANCIERA ACTUAL Y FUTURA DE ECOPETROL,
TENIENDO COMO REFERENCIA LAS SITUACIONES CAMBIANTES DEL MERCADO A
NIVEL NACIONAL E INTERNACIONAL

DIANA ALEJANDRA CARO RUIZ
JOSÉ JAIR CASTAÑEDA QUINTERO

UNIVERSIDAD LA GRAN COLOMBIA
FACULTAD DE POSGRADOS Y FORMACION CONTINUADA
PROGRAMA EN GERENCIA FINANCIERA
BOGOTÁ D.C. DICIEMBRE 2016

ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN FINANCIERA ACTUAL Y FUTURA DE ECOPETROL,
TENIENDO COMO REFERENCIA LAS SITUACIONES CAMBIANTES DEL MERCADO A
NIVEL NACIONAL E INTERNACIONAL

DIANA ALEJANDRA CARO RUIZ
JOSÉ JAIR CASTAÑEDA QUINTERO

Trabajo de grado para obtener el título de:
Especialista en Gerencia Financiera

Asesor: GUSTAVO SALAS

UNIVERSIDAD LA GRAN COLOMBIA
FACULTAD DE POSGRADOS Y FORMACION CONTINUADA
PROGRAMA EN GERENCIA FINANCIERA
BOGOTÁ D.C. DICIEMBRE 2016

AGRADECIMIENTO

A las siguientes personas que brindaron su apoyo para la realización de esta investigación:

Edelmira Ruiz

José Alfredo Caro

Diego Nicolás Caro

Matías Castañeda Bautista

Jerónimo Castañeda Bautista

Maribel Bautista Castañeda

Dolly Quintero Ramírez

Jesús David Castañeda Andrade

INDICE

INTRODUCCION	2
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
OBJETIVOS	3
CAPITULO 1	4
HISTORIA	4
1.1. Reseña Histórica.....	5
1.2 Antecedentes.	7
CAPITULO 2.....	10
MARCO LEGAL, REFERENCIAL Y TEORICO.	10
2.1 Marco Legal.	11
2.2 Marco Referencial.....	13
2.3 Marco Teórico.....	15
CAPITULO 3.....	20
SITUACIÓN ACTUAL DE LA COMPAÑIA Y DEL SECTOR.....	20
3.1 Descripción de la metodología.....	21
3.1.1 Situación financiera actual.....	21
3.1.2 Resultados financieros.	22
3.1.3 Balance general.....	23
3.1.4 Indicadores	25
3.1.5 El mercado en el sector de hidrocarburos.....	28
3.1.6 Panorama petrolero.	29
CAPITULO 4.....	47
ANALISIS DE LOS RESULTADOS CONSOLIDADOS.	47
4.1. Resultados consolidados.	49
4.2. Análisis horizontal.....	53
4.3 Análisis vertical.....	57
CAPITULO 5.....	60
CONCLUSIONES	60
BIBLIOGRAFÍA	64

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Comportamiento de los indicadores financieros 2012-2015.	27
Tabla 2. Crecimiento y aporte del sector petrolero al PIB nacional.	28
Tabla 3. Perspectivas de Crecimiento Económico 2014.....	38
Tabla 4. Estados de Situación Financiera Consolidados (Expresado en millones de pesos colombianos).....	49
Tabla 5. Estado de Ganancias y Pérdidas Consolidado (Expresado en millones de pesos colombianos, excepto la utilidad (perdida) neta por acción que esta expresada en pesos colombianos).....	50
Tabla 6. Estados de Resultados Integrales Consolidados (Expresado en millones de pesos colombianos).....	51
Tabla 7. Estados de Situación Financiera Consolidados.	53
Tabla 8. Estado de Ganancias y Pérdidas Consolidado.	55
Tabla 9. Estados de Resultados Integrales Consolidados.	56
Tabla 10. Estados de Situación Financiera Consolidados.	57
Tabla 11. Estado de Ganancias y Pérdidas Consolidado.	58
Tabla 12. Estados de Resultados Integrales Consolidados.	59

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Evolución de la participación del PIB por sectores.	8
Gráfico 2. Sector minero - energético dentro del total del PIB, para los periodos 2000-2012.9	
Gráfico 3. Colombia: Producción y reservas de crudo 1980-2009.	17
Gráfico 4. Petróleo us\$/b corrientes 1960-2007.	18
Gráfico 5. Publicaciones PCT en investigación del sector petrolero por país y año.	18
Gráfico 6. Ingresos operacionales 2015 (millardos de pesos).	24
Gráfico 7. Costos y gastos operacionales 2015 (millardos de pesos).	25
Gráfico 8. Variación PIB.	28
<i>Gráfico 9. Composición del (a) Consumo y (b) la Producción Mundial de Petróleo (1990 y 2013).</i>	34
Gráfico 10. Precios Internacionales de Petróleo. 2000-2014.	35
Gráfico 11. Precios Internacionales de Petróleo. Enero 2013 – Junio 2015.	36
Gráfico 12. Producción Colombiana de Petróleo. 2000-2014. Cifras en Barriles de Petróleo Diarios.	39
Gráfico 13. Producción colombiana de petróleo. Variación Porcentual Interanual40	
Gráfico 14. Reservas Probadas e Índice de Reposición de Reservas. Reservas en millones de barriles.	41
Gráfico 15. Producción y Relación de Reservas a Producción.	42
Gráfico 16. Producción Mensual y Variación Interanual. Cifras en Barriles Diarios.	43
Gráfico 17. Composición de las Exportaciones Colombianas.	43
Gráfico 18. Composición de las Exportaciones Colombianas (enero 2014 – mayo 2015). .44	
Gráfico 19. Escalafón de Empresas Operadoras.	45
Gráfico 20. Escalafón de Campos de Producción.	45
Gráfico 21. Escalafón de Departamentos Productores.	46
<i>Gráfico 22. Precio del crudo</i>	52

INTRODUCCION

Ecopetrol presentó los resultados financieros y operativos del segundo trimestre de este año. Si bien la compañía obtuvo una utilidad neta de 989.000 millones de pesos, 41,7 por ciento menos que en igual periodo del año anterior, la situación actual de la compañía estatal no es la mejor y su futuro no es claro. Se destacó el ahorro de 392.000 millones de pesos en el segundo trimestre y las desinversiones por 725.000 millones en ISA y la Empresa de Energía de Bogotá, así como el manejo de la operación de los campos Rubiales y Cusiana, (Revista semana, 21 de agosto de 2016).

Lo anterior se debió gracias al repunte que tuvo el precio del petróleo en el segundo trimestre (en promedio 12 dólares por encima del entre enero y marzo), y al plan de ahorros que implemento su presidente, el doctor Juan Carlos Echeverry.

Pese a las cifras positivas sorprende que las pérdidas del negocio de refinación, que fueron de 347.000 millones de pesos, superaran los 200.000 millones de pesos previstos. Asimismo, durante el segundo trimestre la producción del grupo empresarial bajó de los 700.000 barriles diarios (fue de 695.000 barriles), dato que también estuvo por debajo de los pronósticos y genera preocupación. (Periódico el Tiempo 17 de agosto de 2016).

Por lo anterior se realizará un análisis de la situación financiera actual de la petrolera estatal colombiana (ECOPETROL), para ello se tendrá en cuenta el resultado del año anterior (2015), los resultados del primer semestre de este año (2016), las condiciones del mercado actuales y futuras en el sector de hidrocarburos, del mercado Colombiano y a nivel internacional.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Formulación de la pregunta de investigación

Debido a que Ecopetrol es hoy en día la empresa más importante del sector minero energético y la más emblemática en Colombia, siendo reconocida fácilmente por la mayoría de la población, además pertenece al grupo de las 40 petroleras más grandes del mundo y es una de las cuatro principales de Latinoamérica, es de vital importancia estudiar y así mismo proyectar su situación financiera y como esta puede afectar la economía del país.

De esta situación se plantea la siguiente pregunta orientadora:

¿Cuál es la situación financiera actual y futura de Ecopetrol tomando como referencia las situaciones cambiantes del mercado a nivel nacional e internacional?

OBJETIVOS

Objetivo General

Realizar un análisis y diagnóstico financiero de Ecopetrol tomando como referencia las situaciones cambiantes del mercado a nivel nacional e internacional

Objetivos Específicos

- Analizar los resultados el cierre del año 2015 de la compañía Ecopetrol.
- Proyectar los estados financieros de la compañía Ecopetrol 2016-2017 de acuerdo a lo estimado de la evolución del mercado a nivel nacional e internacional.
- Describir los impactos de la compañía Ecopetrol sobre las finanzas de la economía colombiana.

CAPITULO 1

HISTORIA

"Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía atómica: la voluntad"

Albert Einstein

1.1. Reseña Histórica.

Ecopetrol es hoy en día la empresa más importante del sector minero energético y la más emblemática en Colombia, siendo reconocida fácilmente por la mayoría de la población, y por las empresas con las cuales genera encadenamientos productivos, económicamente hablando; esto ha generado una ampliación de la industria generando sub sectores de derivados del petróleo. No obstante su reputación solamente es evidenciable a nivel interno, es clara su influencia en Latinoamérica debido a las transacciones que esta empresa genera gracias a su sólida posición financiera en la Bolsa de Valores de Colombia (BVC).

La creación de Ecopetrol en 1951, es el acontecimiento más importante para el desarrollo de la vida económica del país. Su fundación se enmarcó desde un principio dentro del ordenamiento legal de la Nación como una empresa industrial y comercial del Estado encargada de administrar los recursos petroleros de la Nación. (Energetico, 2011).

La reversión al Estado Colombiano de la Concesión De Mares, el 25 de agosto de 1951, dio origen a la Empresa Colombiana de Petróleos. La naciente empresa asumió los activos revertidos de la Tropical Oil Company que en 1921 inició la actividad petrolera en Colombia con la puesta en producción del Campo La Cira-Infantas en el Valle Medio del Río Magdalena, localizado a unos 300 kilómetros al nororiente de Bogotá.

Ecopetrol emprendió actividades en la cadena del petróleo como una Empresa Industrial y Comercial del Estado, encargada de administrar el recurso hidrocarburiífero de la nación, y creció en la medida en que otras concesiones revirtieron e incorporó su operación. En 1961 asumió el manejo directo de la refinería de Barrancabermeja. Trece años después compró la Refinería de Cartagena, construida por Intercol en 1956.

En 1970 adoptó su primer estatuto orgánico que ratificó su naturaleza de empresa industrial y comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, cuya vigilancia fiscal es ejercida por la Contraloría General de la República.

La empresa funciona como sociedad de naturaleza mercantil, dedicada al ejercicio de las actividades propias de la industria y el comercio del petróleo y sus afines, conforme a las reglas del derecho privado y a las normas contenidas en sus estatutos, salvo excepciones consagradas en la ley (Decreto 1209 de 1994).

Ecopetrol S.A participa en la mayor parte de la producción de crudo y gas en el país, obtenida mediante la operación directa y la operación asociada. La operación incluye la extracción, recolección, tratamiento, almacenamiento y bombeo o compresión de hidrocarburos. Con operaciones a lo largo y ancho del territorio nacional, Ecopetrol cuenta con cuatro gerencias para el manejo de 104 campos de operación directa y tiene participación en otros 163 campos con terceros, mediante la figura de contratos de asociación, que le permiten ser el primer productor de hidrocarburos en el país.

Con la expedición del Decreto 1760 del 26 de Junio de 2003 modificó la estructura orgánica de la Empresa Colombiana de Petróleos y la convirtió en Ecopetrol S.A., una sociedad pública por acciones, ciento por ciento estatal, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y regida por sus estatutos protocolizados en la Escritura Pública número 4832 del 31 de octubre de 2005, otorgada en la Notaría Segunda del Circuito Notarial de Bogotá D.C., y aclarada por la Escritura Pública número 5773 del 23 de diciembre de 2005. (Ecopetrol, 2014)

El gobierno decidió emprender un proceso de emisión de acciones para capitalizar aún más la entidad a fin de que pueda llevar a cabo los grandes proyectos de inversiones en exploración y producción de hidrocarburos, lo mismo que la modernización de la infraestructura petrolera esta - tal, que le permita competir en igualdad de condiciones con las grandes compañías petroleras del mundo. A partir del 27 de agosto del 2007 comenzó la venta del 10.1% de acciones de Ecopetrol entre los colombianos mediante la compra de un paquete mínimo de 1.000 acciones, por un valor de 1.400.000 pesos, que fue autorizado por la ley 118 del 2006, hasta un monto del 20% del total de valor de la empresa. De esta manera se dio vida al proceso para vincular capitales de terceros a la petrolera. (Documento Petroleo Energetico, 2011)

En el 2009, la producción diaria de petróleo total en el país fue de 672 mil barriles diarios (kbpd), de los cuales 426 kbpd le correspondieron a Ecopetrol (incluye participación en operación directa y asociada).

Actualmente, Ecopetrol S.A. es la empresa más grande del país con una utilidad neta de \$15,4 billones registrada en 2011 y la principal compañía petrolera en Colombia. Por su tamaño, pertenece al grupo de las 40 petroleras más grandes del mundo y es una de las cuatro principales de Latinoamérica. (Ecopetrol, 2016)

1.2 Antecedentes.

Ecopetrol a nivel latinoamericano, es la cuarta empresa más grande, mientras que en el ámbito colombiano ocupa el primer lugar y a mucha distancia de las empresas que le siguen. Hace poco más de un año, la Asamblea General valoró la empresa por cerca de 26 mil millones de dólares, o sea, unos 52 billones de pesos, que equivalen aproximadamente al 12% del producto interno bruto (PIB) del país (Energetico, 2011)

El sector minero –energético; tuvo una gran participación dentro del PIB, para el año 2012; de un 14,8% con respecto al año 2000, el cual fue de un 8%. (Mesa, 2013). Aportando ¼ de los recaudos de impuestos para el gobierno Colombiano “sin incluir los muy importantes ingresos por concepto de los dividendos pagados por Ecopetrol, ni las regalías”. Contribuyendo de igual manera, en las Finanzas Públicas Nacionales del país.

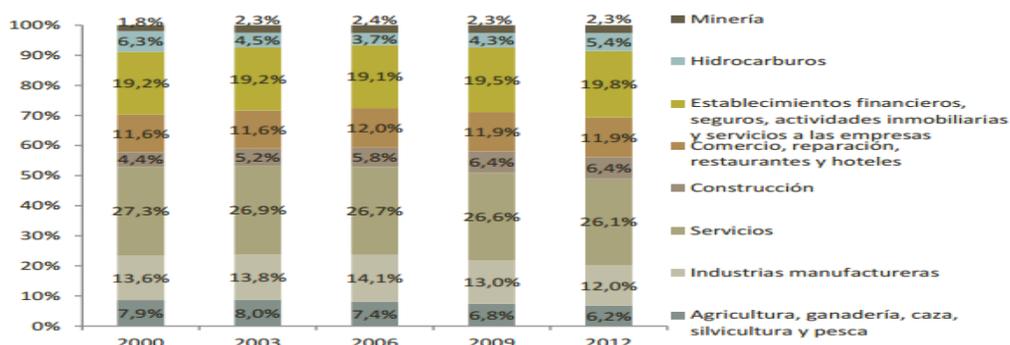
Efectivamente las cotizaciones se mantienen por encima de 80 dólares por barril para los crudos colombianos que tienen como referencia el WTI, pero además hay la circunstancia favorable que para sus cuentas internas, ECOPETROL estableció un precio de 65 dólares por barril. Esa diferencia es un colchón de seguridad que juega a favor de la petrolera estatal además de su solidez soportada en el plan de inversiones que para este año es de 10.518 millones de dólares (20 billones de pesos), y en los éxitos de exploración y explotación petrolera. También ECOPETROL tiene un plan de inversiones a mediano y largo plazo que vale 80.000 millones de dólares para modernizar las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena y hacer una

expansión de su red de oleoductos y poliductos, que en estos momentos es de 8.500 kilómetros, para transportar los crudos al lugar que se necesite. (Energetico, 2011)

Las ventas petroleras al exterior representan el 35% de las exportaciones colombianas y a la vez este comercio equivale al 25% del ingreso total del país, mientras que las transferencias que hace Ecopetrol al gobierno central han estado en los últimos años en niveles cercanos a los 6 billones de pesos. (Energetico, 2011)

Recientemente, este sector ha tenido un gran dinamismo “creciendo en promedio un 4,5% anual, durante la última década, con una participación en el PIB alrededor de un 6,7%, durante el mismo periodo”. (Martínez Ortiz & Aguilar Londoño, 2013); Como lo muestra el gráfico 1.

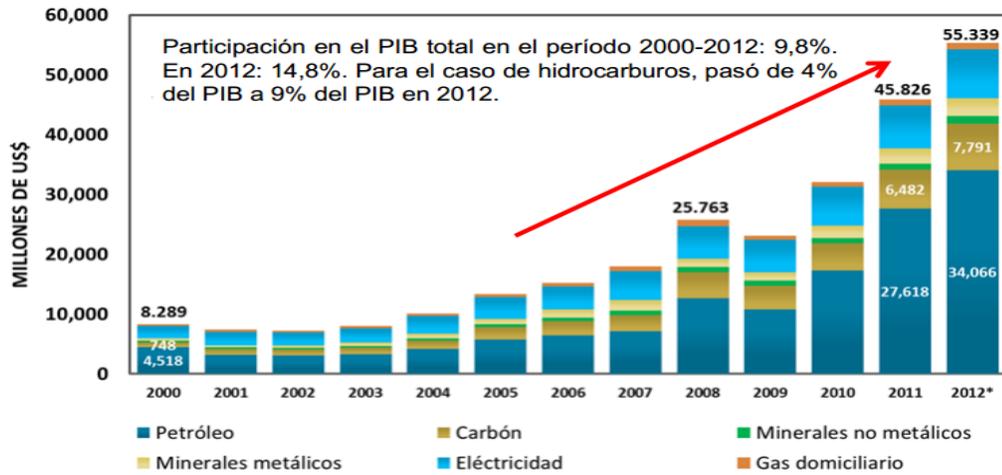
Gráfico 1. Evolución de la participación del PIB por sectores.



Fuente: Cálculos Fedesarrollo, 2013.

Este sector (minero-energético), ha tenido una evolución durante el periodo 2000-2012 dentro del total del PIB en Colombia, como lo muestra la siguiente gráfica.

Gráfico 2. Sector minero - energético dentro del total del PIB, para los periodos 2000-2012.



Fuente: Cálculos DANE.

La anterior gráfica, muestra la participación del sector minero - energético dentro del total del PIB en Colombia, en la que se puede observar su evolución para los periodos 2000 – 2012; teniendo un mayor crecimiento el petróleo, seguido de la electricidad, el carbón, y los demás (como son los minerales metálicos, los minerales no metálicos y el gas domiciliario). Pasando, por tanto, los hidrocarburos de un 4% en el 2000 a un 9% en el 2012 dentro del PIB.

CAPITULO 2

MARCO LEGAL, REFERENCIAL Y TEORICO.

"Nuestra mayor gloria no se basa en no haber fracasado nunca, sino en habernos levantado cada vez que caímos"

Confucio

2.1 Marco Legal.

En los últimos años la importancia de la actividad petrolera en el país ha crecido paulatinamente y con ello la preocupación acerca del desempeño futuro del sector. Si bien todavía no se puede hablar de Colombia como una economía petrolera, lo cierto es que se trata de una economía con una producción importante de crudo, en la cual dicha actividad resulta estratégica por su participación en el producto interno bruto (PIB), en las exportaciones totales y en los recursos fiscales. (López, Montes, Garavito, & Collazos, 2010)

Es por esto que el marco legal para la explotación petrolera es uno de los pilares de sostenimiento para las buenas prácticas y distribución de recursos generados por esta lotería de bienes naturales que ofrece la nación. En Colombia, el principio de la propiedad nacional del petróleo tiene cimientos en la Constitución Política de 1886 art. 202. Por cual se estableció como fundamento la propiedad del Estado sobre el subsuelo y por lo tanto sobre los recursos no renovables, lo que da comienzo al pago de regalías por parte de los explotadores de tales recursos. Esto se puede evidenciar como primera medida en cuanto la legislación colombiana con respecto a la explotación de hidrocarburos actualmente, aun así cabe resaltar que existe política que regula este tipo de explotación desde el siglo XIX como se puede ver a continuación.

La legislación autónoma para el petróleo se inició con la expedición de la Ley 110 de 1912. A continuación de esta cabe resaltar los siguientes hitos en la legislación petrolera.

- Se define el término hidrocarburos y se estipula que la industria que explota este bien y la construcción de oleoductos son de utilidad pública. Se fijan los primeros impuestos para estas actividades. Se dispuso en materia de regalías la división del territorio de la República en tres zonas, las cuales pagarían impuestos de explotación del producto bruto, de acuerdo con su distancia de la orilla del mar (Ley 120 de 1919).

- Las Leyes 120 de 1928 y 37 de 1931 legislan sobre la propiedad del suelo y subsuelo. La Ley 37, en particular, determina que el petróleo propiedad de la nación solo podrá explotarse en virtud de contratos que se inicien y perfeccionen de conformidad con esa ley. El contrato de concesión, de acuerdo con la ley, genera regalías en favor de la nación. La explotación de petróleo

de propiedad particular genera impuestos. En ambos casos se aplicaban tablas que tenían en cuenta la distancia al puerto.

- En 1936 se expide la Ley 160 que fija un nuevo marco normativo para la propiedad particular del petróleo. Esta ley tuvo avances muy importantes en cuanto a la definición y reglamentación de la actividad de exploración, explotación y sobre los contratos de concesión celebrados entre el Estado y los particulares.

- Más adelante la Ley 18 de 1952 estipula un código de petróleo que reconoce en ciertos términos la propiedad privada del petróleo. La década de los cincuenta fue un período en que la actividad petrolera gana progresiva importancia. Esto llevo a que se reglamentara el contrato de concesión en los capítulos III, IV y VI del Decreto 1056 de 1953. Estas normas fueron modificadas por la Ley 10 de 1961, la cual establece mejores condiciones para el estado en los contratos. Entre los cambios introducidos por esta ley se encuentran la reducción de la fase exploratoria, la aceleración del retorno de la extensión de terreno involucrada, el mejoramiento en la utilización del gas natural y el aumento de la participación del gobierno en la producción (Arce, 2004). (López, Montes, Garavito, & Collazos, 2010)

La Constitución de 1991 formalizo algunos tópicos en cuanto se reseña a las normas que establecen la propiedad de los yacimientos de hidrocarburos. En la nueva Constitución se instala en su artículo 332: “El Estado es propietario del subsuelo y los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las leyes preexistentes.”

Unos años más tarde con la Ley 141 de 1994 se estableció oficialmente un régimen de regalías del 20% que recogía lo establecido en el contrato de asociación creado unos años antes. El Congreso de la República, mediante esta ley dio origen al FNR y la Comisión Nacional de Regalías; reguló el derecho del Estado a percibir las regalías por la explotación de los recursos naturales no renovables y estableció las reglas para su liquidación, distribución y utilización, teniendo en cuenta el mineral explotado y el nivel de producción. Esta ley es el fundamento legal del régimen actual de regalías y compensaciones en Colombia (Hernández, 2004).

En ese momento, la tendencia internacional de las compañías petroleras en el mundo era de cambio para evitar salir del mercado. Una revisión de las experiencias mostró que se podía

implantar en Colombia un esquema exitoso como el de Brasil y Noruega en los cuales se optó por hacer una nítida separación de las funciones de las empresas estatales mediante la creación de instancias gubernamentales apropiadas y las condiciones propicias para el desarrollo empresarial de las compañías (Ianovich, 2010).

2.2 Marco Referencial.

La Autoridad Nacional Para Licencias Ambientales (ANLA), posee un grupo de investigación enfocado en los hidrocarburos, en su explotación, la afectación que esto genera ambiental y socialmente. Y los beneficios que puede traer a las comunidades donde las regalías de esta explotación son aprovechadas.

Ya que también este grupo analiza los aspectos económicos, será tomada su metodología de estudio como ejemplo para poder aplicar los estudios de caso de la presente investigación.

En este sentido el Grupo de investigación de Hidrocarburos de la ANLA realiza la evaluación de los estudios ambientales, encerrando la evaluación económica de los impactos positivos y negativos de los proyectos y se elabora el seguimiento a las obras o actividades que requieran de Licencia Ambiental o de instrumentos tales como los planes o medidas de manejo de acuerdo con la normatividad.

De conformidad con el Decreto 2820 de 2010, los proyectos de hidrocarburos que requieren de Licencia Ambiental de competencia de la ANLA son:

1. Las actividades de exploración sísmica que requieran la construcción de vías para el tránsito vehicular.
2. Las actividades de exploración sísmica en las áreas marinas del territorio nacional cuando se realicen en profundidades inferiores a 200 metros.
3. Los proyectos de perforación exploratoria por fuera de campos de producción de hidrocarburos existentes, de acuerdo con el área de interés que declare el peticionario.
4. La explotación de hidrocarburos que incluye, la perforación de los pozos de cualquier tipo, la construcción de instalaciones propias de la actividad, las obras complementarias

incluidas el transporte interno de fluidos del campo por ductos, el almacenamiento interno, vías internas y demás infraestructura asociada y conexas.

5. El transporte y conducción de hidrocarburos líquidos y gaseosos que se desarrollen por fuera de los campos de explotación que impliquen la construcción y montaje de infraestructura de líneas de conducción con diámetros iguales o superiores a 6 pulgadas (15.24 cm), incluyendo estaciones de bombeo y/o reducción de presión y la correspondiente infraestructura de almacenamiento y control de flujo; salvo aquellas actividades relacionadas con la distribución de gas natural de uso domiciliario, comercial o industrial.
6. Los terminales de entrega y estaciones de transferencia de hidrocarburos líquidos, entendidos como la infraestructura de almacenamiento asociada al transporte de hidrocarburos y sus productos y derivados productos.
7. La construcción y operación de refinerías y los desarrollos petroquímicos que formen parte de un complejo de refinación

Dentro de los procesos que realiza la ANLA para el otorgamiento de instrumentos de manejo y control ambiental del grupo de hidrocarburos, no solo interactúan las empresas interesadas en invertir en la exploración, explotación y transporte de hidrocarburos, sino entidades del sector gubernamental que gestionan los proyectos de mayor interés nacional como son el Ministerio de Minas y la Agencia Nacional de Hidrocarburos en el marco de los Planes de Desarrollo que establece Presidencia de la República y el Departamento Nacional de Planeación.

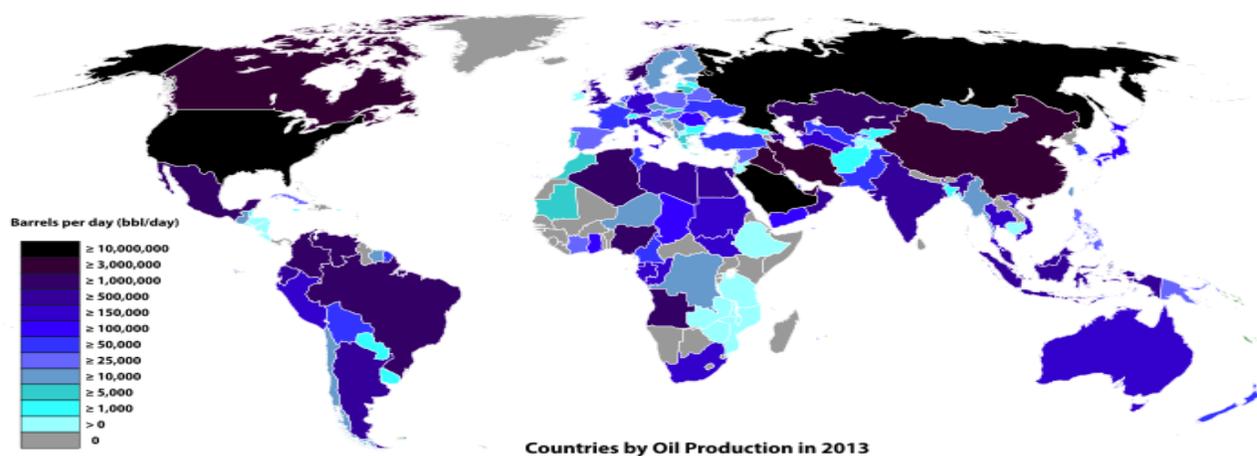
Así mismo, en el marco de la evaluación y seguimiento que efectúa la ANLA a los proyectos presentados, son actores complementarios las Corporaciones Autónomas Regionales, El Ministerio del Interior, El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en cuanto al aprovechamiento de recursos naturales, el manejo de comunidades indígenas y afrodescendientes, y en zonas de manejo y protección ambiental en el área de influencia de los proyectos. Todos ellos deben participar dentro de los procesos que adelanta la ANLA, mediante su concepto al respecto de estos temas según su competencia, en la medida de la necesidad de los proyectos que evalúa la ANLA del sector hidrocarburos requieran de los mismos según lo establece el decreto 2820 de 2010. (Ambientales, 2015).

2.3 Marco Teórico.

La explotación petrolera es una de las actividades económicas de mayor rentabilidad en el mundo, generando de esta manera miles de empleos, innovación tecnológica, inversión extranjera y demás contribuciones a todos los sectores de la economía. Existen organizaciones económicas establecidas en general al nivel de “carteles” y clústeres.

La organización más importante con respecto a la oferta y demanda de barriles de petróleo es la Organización de los países exportadores de petróleo, dentro de esta organización se encuentran siete países de medio oriente, entre ellos Irán y Arabia Saudita, cuatro países en África, entre los cuales se encuentra Angola y Argelia, y por ultimo dos países en Latinoamérica, Venezuela y Ecuador, siendo el primero el país gestor para el nacimiento de la organización.

Mapa 1. Producción de petróleo por país en barriles al día, Fuente Banco Mundial.



Como se puede observar en el mapa anterior (Mapa 1) existen diversos países productores de más de 10'000.000 (Diez millones) de barriles al día, que no se encuentran dentro de la OPEP, pero que tienen un peso importante dentro de la oferta mundial de crudo.

Dentro de este grupo de países no afiliados a la OPEP se encuentra Estados Unidos, Alaska y Rusia. Países que poseen el estatus de potencia económica y que se encuentran en el

grupo del G8 (países potencias económicas, de primer mundo y con las economías generalmente más estables).

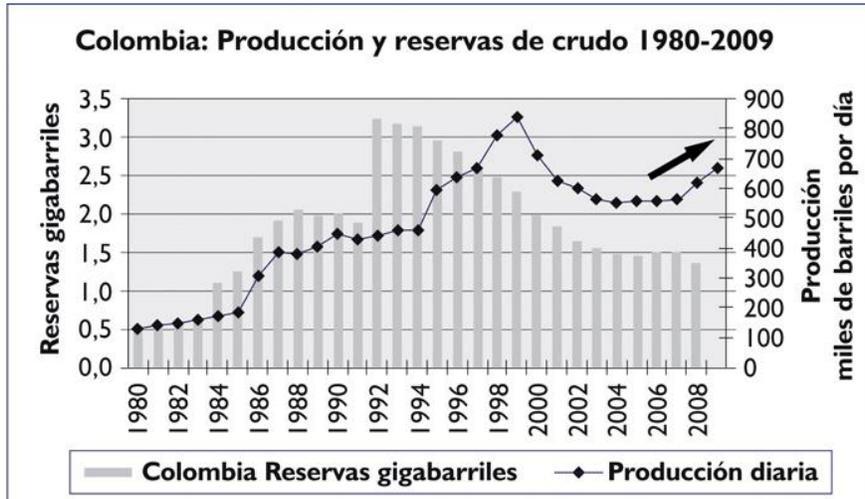
Colombia dentro de este Mapa, se encuentra como uno de los países productores de petróleo con un estimado de producción de más de 1'000.000 (un millón) de barriles diarios. A pesar de no ser una potencia dentro de la explotación de crudo, posee una cuantía considerable dentro del mundo. Situándose en la tercera categoría de más producción dentro de las 13 categorías posibles. A pesar de tener una producción tan amplia, esta es regulada principalmente por ECOPETROL, como lo estableció el gobierno colombiano mediante el ministerio de minas y energía.

Como se indicó en los marcos anteriores, Ecopetrol es el principal ente gestor, con una infraestructura principalmente dedicada a la extracción del crudo, mas no a su procesamiento, por lo tanto, se concluye que el país es un productor de crudo principalmente, sin ninguna clase de transformación productiva. A pesar de ello el país posee una producción amplia de derivados del petróleo en el país, aunque en este sector intervienen otras empresas, estas no serán tomadas a profundidad para el análisis en la presente investigación.

Existen diversos programas académicos en el país que ofrecen al mercado laboral técnicos y profesionales en el área de la ingeniería de petróleos, aun así, el país no ha generado una gran ampliación de conocimiento en cuanto a la extracción, tratamiento y venta de crudo; a pesar de ello existen algunos estudios realizados por diversas universidades. Es por esto que la prensa universitaria ha abordado de diversas formas y ha analizado desde las desiguales aristas la situación energética en el país.

“La re exploración de viejos campos petroleros y el alza mundial del precio del petróleo explican el aumento de la producción del crudo en Colombia, lo cual no significa que el país esté en bonanza. La duración de las reservas puede estimarse para unos 6 ó 12 años más.” (Alvarez, 2010)

Gráfico 3. Colombia: Producción y reservas de crudo 1980-2009.

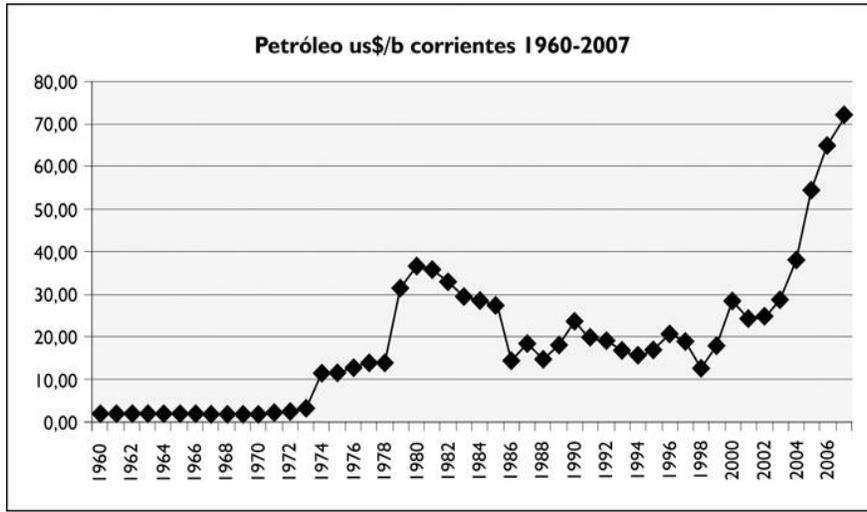


Fuente: Statistical Review of World Energy, British Petroleum, 2009.

Como se puede observar en la anterior gráfica, la producción petrolera ha estado en aumento desde principios de los años 80's, presentando un declive por el año 2002, por la crisis económica, aun así, mantiene una tendencia al alta. Generando de esta forma que el análisis de la situación petrolera no solamente se vea enfocado en la producción si no en sus externalidades y los demás sectores que son impulsados por la llamada bonanza petrolera.

Esta bonanza petrolera no solamente viene acompañada de un aumento en la producción, a su vez también se generó un incremento en los precios del crudo como se puede apreciar en la siguiente gráfica.

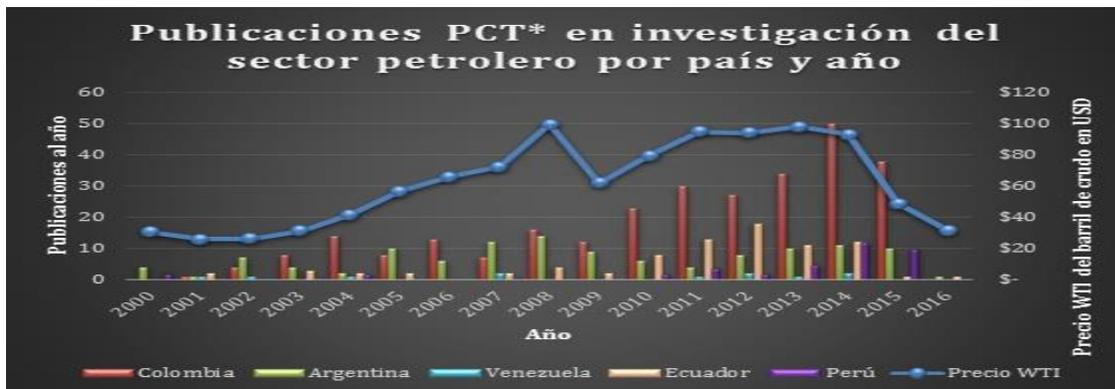
Gráfico 4. Petróleo us\$/b corrientes 1960-2007.



A pesar de que el precio del crudo tuvo una tendencia al alza, en el último año los precios del petróleo han bajado, esto como consecuencia de las medidas de la OPEP y del comportamiento de las bolsas de valores y de la ponderación del dólar en los mercados internacionales.

Por último cabe denotar que, aunque el país reciba una buena fuente del PIB, por parte de la explotación petrolífera, la investigación sobre el sector decreció durante los últimos años como lo hace notar la PTC (La Organización Mundial para la Propiedad Intelectual).

Gráfico 5. Publicaciones PCT en investigación del sector petrolero por país y año.



En su gráfico de la semana, Campetrol destaca que en 2014 se publicaron 50 patentes, en 2015 se registraron 38 y en lo que va de 2016 no se ha notificado ninguna investigación. Colombia, sin embargo, es uno de los que más patentes publica. En los últimos 15 años, dice Campetrol, registró 285 investigaciones, cifra superior a las de Argentina (119), Ecuador (81), Perú (41) y Venezuela (11). (Campetrol, 2016)

Al incluir Brasil y a uno de los mayores productores centroamericanos de crudo como México, Colombia se queda atrás en temas de investigación: el primero de ellos ha publicado 2.933 patentes en los últimos 15 años, y el segundo 1.236 en el mismo periodo. La nota de Campetrol advierte que al iniciarse en 2014 el descenso en los precios internacionales del crudo la mayoría de operadoras a nivel mundial recortaran sus presupuestos de inversión para 2015, lo cual impactó los rubros de investigación.

En Colombia, por ejemplo, según datos oficiales del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), centro de investigaciones de Ecopetrol, del presupuesto solicitado para 2015, 292.000 millones de pesos (más de 90 millones de dólares), solo le fueron aprobados 161.000 millones de pesos (algo más de 50 millones de dólares), 55% menos, lo cual impacta en el desarrollo de patentes para el sector hidrocarburiífero colombiano. De esta manera a procesos de mayores utilidades y menores costos. (Campetrol, 2016).

CAPITULO 3

SITUACIÓN ACTUAL DE LA COMPAÑIA Y DEL SECTOR

"La magnitud de un líder está dada por la profundidad de sus convicciones, el grado de sus ambiciones, el ángulo de su visión y el alcance de su amor"

Doss Nathan Jackson

La metodología propuesta para analizar la situación actual y futura de la empresa petrolera colombiana (Ecopetrol); consiste en analizar el balance general, estado de resultados e indicadores financieros de la compañía del año 2015, a su vez se realizará un análisis de cómo se esperaría el comportamiento de los mismos a futuro de acuerdo a las situaciones cambiantes en que se desarrolla el mercado de este sector teniendo en cuenta las características propias de nuestra operación.

3.1 Descripción de la metodología.

En la primera etapa se recopilará la información del resultado del ejercicio del año inmediatamente anterior (2015), donde se obtendrán los informes ya auditados que contienen el balance general, estado de resultados e indicadores financieros, los cuales vendrán acompañados del análisis de los aspectos más relevantes con respecto al año anterior. Igualmente se mirará como impacta estos resultados en la economía de Colombia.

Se recopilarán los aspectos relevantes que regulan los precios del mercado y que impactan directamente en los resultados financieros de la compañía, adicionalmente se mirará cual es la proyección a un corto plazo del comportamiento de los precios del mercado.

Posteriormente se realizará la proyección financiera de la compañía de acuerdo al desarrollo esperado de este sector en los próximos años.

Finalmente se realizará un análisis del futuro económico-financiero de la compañía de acuerdo a la información recolectada.

3.1.1 Situación financiera actual.

El 2015 fue uno de los años más retadores para la industria del petróleo. Ecopetrol, al igual que muchas otras compañías del sector, llevó a cabo profundos ajustes en su forma de operar para ser más eficiente y sobrellevar los menores precios del crudo; además, intensificó la interacción entre la excelencia operativa y financiera para generar y proteger la caja, asegurar la sostenibilidad

y prepararse para crecer, una vez el escenario de precios lo permita. (Ecopetrol S.A, 2015, pág. 205)

3.1.2 Resultados financieros.

En 2015, los ingresos del Grupo Ecopetrol registraron una disminución de \$13,8 billones, lo que significó un descenso de 21% en comparación con el año anterior, situación que se explica por la caída de los precios internacionales del crudo. El costo de ventas tuvo una disminución de 14% (\$6 billones) explicado por la reducción del 16% en los costos variables (-\$5,4 billones) y 6% en los costos fijos (-\$608.000 millones). (Ecopetrol S.A, 2015, pág. 208)

La disminución de los costos variables obedeció a menores costos de compras nacionales e importadas de crudos, productos y gas (incluye compras de regalías a la Agencia Nacional de Hidrocarburos), en línea con el comportamiento de los precios internacionales de referencia, compensado parcialmente por el efecto de la devaluación del peso frente al dólar sobre los costos denominados en dólares. La disminución de los costos fijos correspondió principalmente a menores costos operativos de mantenimientos, servicios contratados, materiales y suministros, resultado de las estrategias de optimización adelantadas por las compañías del Grupo.

Los gastos operacionales crecieron \$5,1 billones principalmente por el reconocimiento de impairment (neto de impuestos) de activos a largo plazo. Con la adopción de las NIIF, la compañía debe evaluar al menos una vez al año si existen indicios de impairment en sus activos o unidades generadoras de efectivo utilizando, a diferencia de la normativa US GAAP y COL GAAP, flujos futuros de caja que generan los activos descontados a valor presente. (Ecopetrol S.A, 2015, pág. 209)

Cuando se genera un impairment, se reconoce un gasto que afecta el resultado del periodo de una compañía, el cual no implica desembolsos de efectivo y es susceptible de reversión cuando la valoración del activo sea superior a su valor en libros, excepto aquel que se haya reconocido por crédito mercantil.

Con estos resultados, el margen operacional de 2015 fue de 3%, comparado con el 22% de 2014. La empresa finalizó el año con una pérdida de \$3,9 billones, debido principalmente a efectos contables o impairments introducidos por la presentación de los estados financieros bajo NIIF. Sin esos impactos, la compañía habría arrojado una utilidad neta de \$2,4 billones. La pérdida neta por acción fue -\$97 comparada con una utilidad neta por acción de \$139,2 del año 2014. El margen neto fue de -6% frente a 10% del año anterior. (Ecopetrol S.A, 2015, pág. 209)

El Ebitda se ubicó en \$18,08 billones, con una disminución del 26,2%. A pesar de ello, el margen del Ebitda fue del 35%, nivel competitivo frente a otras compañías del sector. (Ecopetrol S.A, 2015, pág. 208)

3.1.3 Balance general.

A diciembre 31 de 2015, los activos en el balance general del Grupo Ecopetrol presentaron un incremento del 11%, llegando a \$122,9 billones. (Ecopetrol S.A, 2015). Este aumento se dio principalmente por las mayores inversiones en activos asociados a las compañías de los segmentos de refinación y transporte, que se incrementaron en \$8,5 billones con relación al año anterior. (Ecopetrol S.A, 2015, pág. 209)

Asimismo, se presentó un incremento en el rubro de activos por impuestos diferidos teniendo en cuenta las diferencias en la depuración de la provisión de renta entre los conceptos fiscales y contables.

Los pasivos representaron el 63% de los activos. Con relación al año anterior, se presentó un incremento de \$16,5 billones, principalmente por efectos de la valoración cambiaria de la deuda en moneda extranjera y aumento de endeudamiento. (Ecopetrol S.A, 2015, pág. 209)

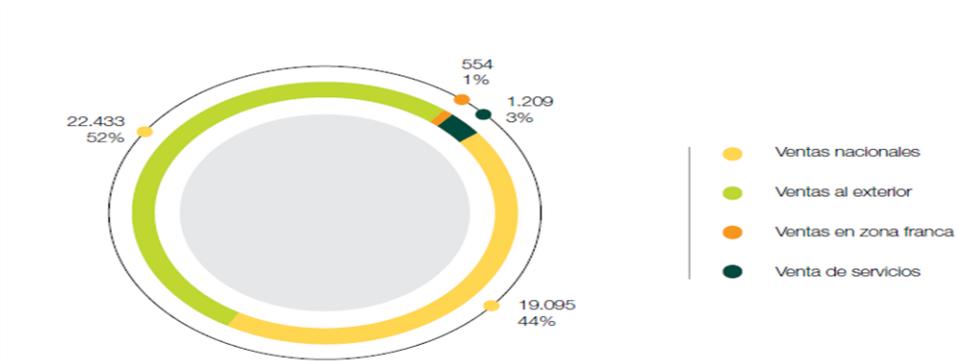
El nivel de deuda del Grupo ascendió a \$53,2 billones, de los cuales el 87% es en dólares y el 13%, en moneda nacional. Durante 2015, la deuda en dólares aumentó en US\$3.425 millones debido a una adquisición de crédito internacional por US\$1.925 millones y emisión de bonos internacionales por US\$1.500 millones, en febrero y junio, respectivamente. Del total de la deuda

en moneda extranjera, US\$5.376 millones es instrumento financiero de cobertura para futuras exportaciones. (Ecopetrol S.A, 2015, pág. 209)

El patrimonio total ascendió a \$45,2 billones, de los cuales \$43,4 billones son atribuibles a los accionistas de Ecopetrol, disminuyendo \$4,6 billones con respecto al cierre de diciembre de 2014, principalmente por los menores resultados del Grupo respecto al año anterior. (Ecopetrol S.A, 2015, pág. 209)

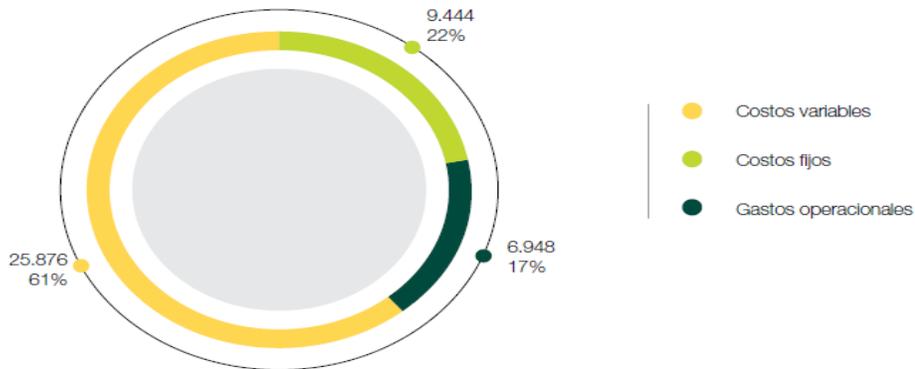
En el gráfico 6 se puede observar la composición de los ingresos operacionales en 2015 y en el gráfico 7, se presenta la distribución de los costos y gastos operacionales.

Gráfico 6. Ingresos operacionales 2015 (millardos de pesos).



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas.

Gráfico 7. Costos y gastos operacionales 2015 (millardos de pesos).



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas.

3.1.4 Indicadores

3.1.4.1 Liquidez.

A 31 de diciembre de 2015, los activos corrientes mostraron una disminución del 3% con respecto al año anterior principalmente por efectivo y equivalentes, cuentas comerciales y otros documentos por cobrar, y activos financieros disponibles para la venta. Esta disminución estuvo compensada parcialmente por un incremento en activos por impuestos diferidos, como consecuencia del impacto por la caída de los precios internacionales del petróleo. Los pasivos corrientes presentaron un incremento del 4% por el aumento de préstamos a corto plazo y pasivos por impuestos corrientes, lo cual fue compensado parcialmente por una disminución en cuentas comerciales y otros documentos por pagar. (Ecopetrol S.A, 2015, pág. 211)

3.1.4.2 Endeudamiento.

En 2015, el total de los pasivos se incrementó \$16.459.005 millones, que equivale a un 27% más con respecto a 2014, mientras que el incremento del activo fue de \$12.158.105 millones, para una variación positiva del 11%. Las cuentas por pagar disminuyeron en \$1.072.121 millones con relación al 2014, principalmente por el pago de dividendos.

Los pasivos por impuestos corrientes y diferidos aumentaron en \$1.125.927 millones con relación al año anterior, debido a una mayor provisión del impuesto a las ganancias.

Los préstamos de largo plazo aumentaron en \$17.125.612 millones por la valoración cambiaria de la deuda denominada en dólares y el aumento en el endeudamiento. Durante 2015 la deuda en dólares subió US\$3.425 millones debido a una adquisición de crédito internacional por US\$1.925 millones y a la emisión de bonos internacionales por US\$1.500 millones, en febrero y junio, respectivamente. (Ecopetrol S.A, 2015, pág. 211)

3.1.4.3 Rentabilidad.

Los márgenes de rentabilidad del 2015 disminuyeron con relación al año anterior debido a la caída de los precios promedio de venta por barril y el reconocimiento del gasto por impairment de los activos no corrientes, como resultado de la implementación de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

El resultado financiero aumentó en \$456.680 millones frente al 2014 debido a un mayor nivel de gastos por intereses de deuda provenientes del mayor nivel de endeudamiento. (Ecopetrol S.A, 2015, pág. 212)

La rentabilidad sobre los activos de la compañía mostró una reducción del 9%, debido a la pérdida del 2015 con relación a la utilidad del 2014.

3.1.4.4 Actividad.

El índice de actividad de la empresa bajó en 0,2 puntos comparado con el 2014, debido a la disminución de los ingresos como consecuencia de la caída de los precios promedio de venta. (Ecopetrol S.A, 2015, pág. 212)

En la tabla 1 se observa el comportamiento de los indicadores financieros en los últimos cuatro años.

Tabla 1. Comportamiento de los indicadores financieros 2012-2015.

	2012	2013	2014*	2015*
Indicadores de liquidez				
Capital de trabajo en millones de pesos (Activo corriente - Pasivo corriente)	-384.462	7.082.076	3.796.909	2.669.731
Razón corriente (Activo corriente / Pasivo corriente)	1,0	1,3	1,2	1,2
Prueba ácida (Activo corriente - Inventarios) / Pasivo corriente	0,9	1,2	1,1	1,0
Indicador de endeudamiento				
Nivel de endeudamiento (Total pasivo / Total activo)	41%	43%	55%	63%
Apalancamiento financiero total (Total pasivo / Patrimonio)	0,7	0,8	1,2	1,7
Concentración a corto plazo (Pasivo corriente / Total pasivo)	50%	39%	27%	22%
Concentración a largo plazo (Pasivo no corriente / Total pasivo)	50%	61%	73%	78%
Indicador de rentabilidad				
Margen operacional (Utilidad operacional / Ventas)	34%	31%	22%	3%
Margen neto (Utilidad neta / Ventas)	21%	19%	10%	-6%

	2012	2013	2014*	2015*
Rendimiento sobre activos - ROA (Utilidad neta / Activos totales)	13%	10%	6%	-3%
Rendimiento sobre patrimonio - ROE (Utilidad neta / Patrimonio)	23%	18%	13%	-7%
EBITDA	28.506.985	28.013.732	24.509.451	18.086.514
Margen EBITDA	41%	40%	37%	35%
Indicador de actividad				
Rotación del activo total: Ventas netas / Activo total	0,6	0,5	0,6	0,4

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas.

3.1.4.5 Crecimiento y aporte del sector petrolero al PIB nacional.

De acuerdo con las cifras preliminares de crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB) País 2015 (3,2%), se estima que el aporte de Ecopetrol al PIB petrolero en 2015 fue 3,1%, que es la misma cifra del año 2014 y menor frente al año 2013, cuando dicho aporte llegó a 3,4%.

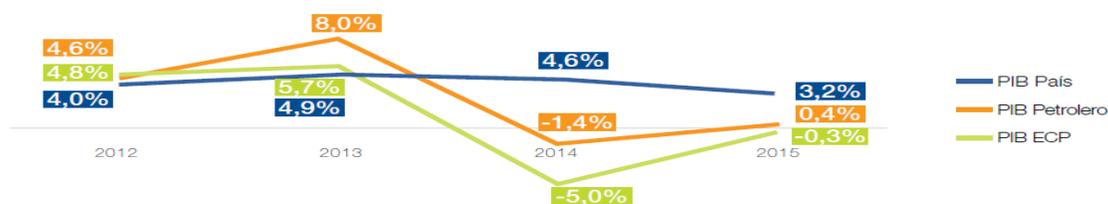
En los dos últimos años el PIB petrolero ha descendido por efecto de la caída del precio en la producción (ver tabla 2 y gráfico 8).

Tabla 2. Crecimiento y aporte del sector petrolero al PIB nacional.

Miles de millones de pesos	2013	2014	2015
PIB Nacional	494.124	516.619	397.691
PIB Petrolero	27.476	27.096	20.622
PIB Ecopetrol	16.759	16.134	12.189
Aporte PIB Petrolero	5,6%	5,2%	5,2%
Aporte PIB ECP	3,4%	3,1%	3,1%

Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas.

Gráfico 8. Variación PIB.



Fuente: Ecopetrol, Vicepresidencia Corporativa de Estrategia y Finanzas.

3.1.5 El mercado en el sector de hidrocarburos.

El mercado del petróleo es un mercado complejo que es regulado por numerosos factores y líderes. Aunque el precio del barril se fija a nivel internacional, las diferencias políticas de gestión de cada estado ocupan un puesto importante para determinar el precio final que debe pagar el usuario.

Cabe mencionar por último que el mercado petrolero es seguramente el mercado más observado y vigilado del mundo, ya que una verdadera penuria de oro negro podría contribuir a sumir el mundo en una crisis económica sin precedentes, que incitaría al ser humano a revisar completamente su manera de vivir.

3.1.6 Panorama petrolero.

La caída de los precios internacionales del petróleo que se inició a mediados de 2014 ha puesto de presente la gran importancia que adquirieron los hidrocarburos para la economía colombiana en los últimos años. Aunque la participación del sector en el Producto Interno Bruto (PIB) no es demasiado significativa, los ingresos que genera se convirtieron en una fuente de financiación muy importante en dos frentes que son clave para garantizar la estabilidad macroeconómica del país: el externo y el fiscal.

Las cifras son elocuentes. En 2014 la producción petrolera representó entre 5% y 6% del PIB nacional, una participación similar a la que tenía en 2001. En contraste, la importancia del sector para las cuentas externas y las finanzas públicas creció de manera mucho más acelerada en ese lapso. La participación de las exportaciones petroleras en el total de la ventas externas del país pasó de un poco menos de 30% a más de 50% en el mismo periodo, y los capitales foráneos destinados al sector pasaron del 20% al 30% del total de la inversión extranjera directa que llegó país, generando así un gran caudal de divisas para la economía.

Entre tanto, la participación de la renta derivada del petróleo en los ingresos del gobierno nacional pasó de 10% en 2001 a cerca del 23% en 2013, convirtiéndose en una de las fuentes sectoriales de ingresos públicos más relevantes. (Fedesarrollo, 2015, pág. 1)

Estas cifras revelan la magnitud de los retos que enfrenta la economía colombiana, después de que los precios internacionales del crudo cayeran alrededor de 60% entre mediados de 2014 y comienzos de este año. Y aunque las cotizaciones internacionales se han recuperado gradualmente en los últimos meses, el análisis del mercado internacional y la producción doméstica sugiere que

el país debe prepararse para vivir con una menor renta petrolera que la que tuvo en el pasado reciente. (Fedesarrollo, 2015, pág. 1)

La coincidencia que se presenta entre el inusitado crecimiento de los precios internacionales, que se multiplicaron por cinco en menos de una década, y el estímulo a la producción que representó la decisión del gobierno de impulsar una profunda reforma al sector en 2003. Cambios como la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la transformación de la estructura empresarial de Ecopetrol arrojaron como resultado que el número de contratos de exploración y producción en el país pasara de 21 en 2004 a 48 en 2012, haciendo que la producción asociada a este tipo de contratos pasara de 6.000 barriles diarios en 2007 a 146.000 en 2013, un incremento de 2.600% en sólo seis años. (Fedesarrollo, 2015, pág. 1)

Pero una situación de auge sostenido de precios, que induce grandes aumentos en la producción, corre el riesgo de ser insostenible en el tiempo. En este caso el aumento de los precios internacionales fue aprovechado por uno de los grandes actores del mercado mundial, Estados Unidos, que impulsó de manera vigorosa la producción de recursos no convencionales, y en menos de un lustro logró reducir sus necesidades de importaciones de crudo de dos tercios de su consumo interno a sólo un tercio. Esta situación se convirtió en un factor de preocupación para los países miembros de la OPEP (responsables de cerca del 40% de la producción mundial de crudo) que si bien derivaban grandes ingresos de las altas cotizaciones, también observaban cómo esas circunstancias permitían a un gran cliente como Estados Unidos desarrollar una estrategia de autoabastecimiento exitosa. (Fedesarrollo, 2015, pág. 1)

Eso explica que Arabia Saudita, uno de los países más poderosos de la OPEP, haya tomado la decisión de dejar de restringir sus exportaciones, propiciando así la caída de los precios que sorprendió a la economía mundial desde mediados del año pasado. En este contexto, está claro que el futuro de los precios internacionales dependerá esencialmente de dos factores: la capacidad de Estados Unidos de mantener su autoabastecimiento con la producción de recursos alternativos en un entorno de precios más bajos, y la reacción que tengan Arabia Saudita y otros miembros de la OPEP ante distintos escenarios de importaciones estadounidenses.

A esta nueva realidad de los precios mundiales se suma un panorama poco promisorio de la producción nacional de crudo. Si bien en lo corrido de este año la producción ha vuelto a alcanzar el nivel de 1 millón de barriles diarios que fue tan esquivo en 2014, no hay que olvidar que el país sólo tiene reservas para alrededor de siete años y que las perspectivas de nuevos hallazgos son precarias. A los pobres resultados de la Ronda Colombia de 2014, en la que se ofrecieron bloques para nueva exploración a inversionistas inter-nacionales con una tasa de adjudicación de apenas 27%, se suma ahora el desincentivo de la caída de los precios internacionales y la competencia de un mercado muy atractivo para la exploración como el mexicano, que ha vuelto a llamar la atención de los inversionistas después de haber implementado una profunda reforma a su sector petrolero. (Fedesarrollo, 2015, pág. 2)

Las implicaciones macroeconómicas de esta nueva situación son significativas. La caída del precio del petróleo ha afectado sensiblemente el panorama externo y la situación fiscal de la economía colombiana.

Las estimaciones presentadas en este informe apuntan a que el déficit en cuenta corriente para 2015 será del 6.5% del PIB, 1.3% mayor que el estimado para el 2014. Estas cifras contrastan con el déficit observado en 2013 y el estimado para 2016, que ascienden a 3.4% y 4.9% del PIB, respectivamente. (Fedesarrollo, 2015, pág. 2)

En lo que se refiere a la situación fiscal, el panorama tampoco es alentador. Las estimaciones de Fedesarrollo, con base en el Marco Fiscal de Mediano Plazo de 2014, muestran que el impacto fiscal de la caída de los precios del petróleo sobre los ingresos corrientes del GNC sería cercano a los \$18 billones de pesos. No obstante, el impacto fiscal podría reducirse a la mitad gracias a los efectos de la depreciación cambiaria, que eleva el valor en pesos de lo percibido por cada barril exportado. Adicionalmente, el impacto negativo se sintió plenamente en 2016, por cuanto las empresas pagan impuestos y dividendos sobre los ingresos del año anterior.

Esta situación conlleva retos para las autoridades económicas en varios frentes. Por una parte, es esencial garantizar la financiación del déficit de Cuenta Corriente, que este año llegará a un inquietante nivel superior al 6% del PIB. De otra parte, si bien el gobierno tiene margen para

flexibilizar sus finanzas públicas este año, según lo prevé la Regla Fiscal para situaciones en que caen los precios del petróleo y se desacelera la economía, en 2016 será necesario pre-sentar una nueva reforma tributaria el Congreso que permita solventar el faltante generado por la caída de la renta petrolera. (Fedesarrollo, 2015, pág. 2)

Si las autoridades logran sortear con éxito las complejas circunstancias externas y fiscales de este año y el entrante, a partir de 2017 la economía podría retomar una senda de crecimiento superior al 4% anual, como la que se ha registrado en buena parte de este siglo. (Fedesarrollo, 2015, pág. 2)

Por supuesto que el camino no está exento de riesgos, como los que pueden surgir si el sistema financiero internacional pierde confianza en economías como la colombiana, golpeadas por la caída de los precios de las materias primas, o los que podrían derivarse de un potencial acuerdo entre el gobierno y las FARC que no contemplara las restricciones fiscales. Pero si no hubiera tales perturbaciones, un manejo idóneo de la política económica debería llevar a la economía a un puerto seguro.

A lo largo de este siglo, el petróleo ha ido consolidando una creciente importancia para la economía colombiana. Hoy en día el sector de hidrocarburos aporta cerca del 5% del PIB y algo más del 20% de los ingresos corrientes del gobierno nacional central. Su importancia para el desarrollo de las regiones en la actualidad es notable, en la medida en que los ingresos por regalías constituyen una importante fuente de recursos para los gobiernos territoriales. (Fedesarrollo, 2015, pág. 7)

3.1.6.1 Evolución reciente.

Los últimos 15 años del mercado internacional del petróleo estuvieron marcados por fuertes incrementos en materia de precios y el desarrollo de recursos no convencionales, principalmente en Estados Unidos y Canadá. En conjunto, estos dos fenómenos alteraron por completo el escenario mundial, poniendo en tela de juicio el rol preponderante de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y mostrando que los países emergentes son los llamados a

jalonar los crecimientos en la demanda que se verán en los próximos años. A continuación explicaremos la estructura del mercado global de petróleo y las tendencias más recientes en su desempeño.

3.1.6.2 Mercado mundial del petróleo.

El mercado mundial de petróleo está conformado por países demandantes y oferentes del crudo. Según la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA), en 2014 la producción mundial de petróleo ascendió a un promedio de 93.002.700 barriles diarios, mientras el consumo, en 2013, se ubicó en los 91.194.800 barriles diarios. Las características de demandantes y oferentes inciden en la formación de los precios internacionales de crudo. La formación de inventarios, la capacidad de la OPEP para responder a recortes en el suministro, los costos y las innovaciones en la exploración y producción, la especulación a través de instrumentos financieros, así como factores climáticos y de geopolítica son, en conjunto, las variables más relevantes para entender el comportamiento de los precios. (Fedesarrollo, 2015, pág. 13)

Por el lado de la demanda, los países consumidores están divididos según sus niveles de ingreso y eficiencia energética. Estas distinciones son más fáciles de entender según los países sean miembros o no de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE). Generalmente los países miembros tienen economías desarrolladas con altos niveles de eficiencia energética. En contraste, los no miembros son economías en vías de desarrollo y emergentes con altos requerimientos energéticos causados por las necesidades de transporte y urbanización. La ilustración 1(a) muestra la composición del consumo mundial según la membresía a la OCDE. Como se puede ver, en los últimos 20 años, el consumo ha crecido con mayor fortaleza en las economías emergentes. Esta tendencia se mantendrá en el largo plazo y se espera que próximamente el consumo de emergentes supere al de las economías desarrolladas.

En lo que tiene que ver con la oferta, esta se divide entre dos tipos de países: i. aquellos agrupados dentro de la Organización de Países Exportadores de Petróleo; y ii. Aquellos no alineados con esa organización. Generalmente la OPEP establece cuotas de producción que le permite ejercer control sobre los precios, al limitar las cantidades ofrecidas al mercado. La

ilustración 1(b) caracteriza la composición de la producción mundial de petróleo, mostrando que en los últimos 20 años el papel de la OPEP se ha fortalecido. No obstante, los recientes desarrollos de recursos no convencionales en Estados Unidos, principalmente, afectan el papel de la OPEP y, en particular, de Arabia Saudita, logrando reconfigurar por completo el mercado mundial.

Gráfico 9. Composición del (a) Consumo y (b) la Producción Mundial de Petróleo (1990 y 2013).

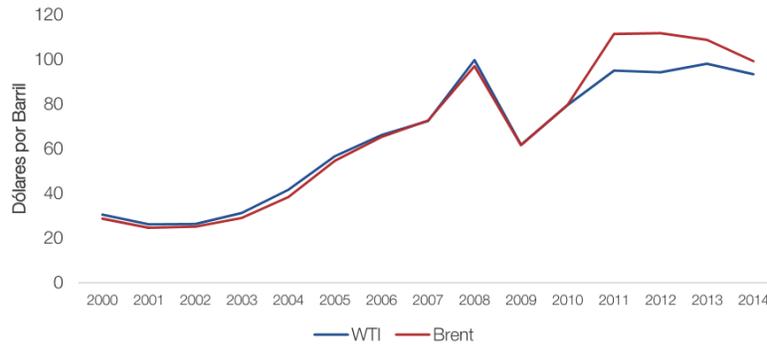


Fuente: Castro, Forero, Ramírez, Reina, & Villar (2014).

Nota: Los anillos interiores corresponden a 1990 y los externos a 2014, en el caso de la producción y a 1990 y 2013, en el caso del consumo (Fedesarrollo, 2015, pág. 13)

Desde 2000 y hasta junio de 2014, los precios inter-nacionales de crudo experimentaron una fuerte subida y posterior estabilización en valores cercanos a los USD\$100 por barril (ver Gráfico 6). Sin embargo, también existieron periodos de fuertes caídas en las cotizaciones internacionales. Particularmente, la crisis financiera global de 2008, el levantamiento civil en Libia en 2011 y distintas tensiones geopolíticas a lo largo de la década dan cuenta de estas destorcidas en los precios. (Fedesarrollo, 2015, pág. 14)

Gráfico 10. Precios Internacionales de Petróleo. 2000-2014.



Fuente: Administración de Información Energética (EIA)

Más recientemente el mercado experimentó una fuerte descolgada en los dos precios internacionales de referencia. Entre enero de 2013 y junio de 2014, el precio WTI fluctuó alrededor de los USD\$98.95 por barril, mientras que el precio Brent promedió los USD\$108.73 en el mismo periodo. En la tercera semana de junio de 2014, los precios empezaron a mostrar señales de debilitamiento. A partir de julio de 2014 y hasta enero de 2015, los precios WTI y BRENT cayeron USD\$53.01 y USD\$ 48.07, respectivamente.

En términos porcentuales, la caída promedio de los dos precios fue del orden del 48.37%, siendo la del WTI mucho más pronunciada con un 51.2%, frente al 45.6% que mostró el Brent (ver Gráfico 7). Desde febrero de 2015, los precios empezaron a mostrar señales de recuperación que podrían mantenerse en el mediano plazo. Identificar las razones detrás de la caída puede ayudar a entender el fenómeno petrolero más importante de los últimos años. (Fedesarrollo, 2015, pág. 14)

Gráfico 11. Precios Internacionales de Petróleo. Enero 2013 – Junio 2015.



Fuente: Administración de Información Energética (EIA).

La caída en los precios fue un fenómeno coyuntural que pocos esperaban pero que estará latente durante los próximos años. El desarrollo de los recursos no convencionales en Estados Unidos, traducido en menores importaciones, el deseo de Arabia Saudita de mantener su liderazgo en el mercado, la recuperación del dólar y la estabilidad en las fuentes de oferta son algunos de los elementos que pueden ayudar a entender el porqué de la descolgada en los precios.

En los últimos años, Estados Unidos había logrado aprovechar los altos precios del crudo haciendo cuantiosas inversiones en el desarrollo de nuevas tecnologías de E&P de petróleo. Particularmente, el desarrollo de los recursos no convencionales en sus cuencas, así como las tecnologías de recuperación mejorada, permitieron que Estados Unidos recuperara una posición favorable en el mercado mundial de petróleo. De acuerdo con los datos de la EIA, entre 2004 y 2012, las importaciones netas de petróleo como porcentaje del consumo interno en Estados Unidos tuvieron una caída neta del 27.31%, pasando del 60.33%, en 2004, al 33.02%, en 2012. (Fedesarrollo, 2015, pág. 15)

Este cambio estructural en la demanda estadounidense tuvo una fuerte incidencia sobre el cambio de postura por parte de la OPEP. Esta organización siempre se ha mostrado a favor del establecimiento de cuotas de producción que permitan mantener los precios altos. Al menos así lo fue hasta noviembre de 2014, cuando muchos esperaban que restringiera sus cuotas para presionar una nueva elevación de los precios. En reunión sostenida en ese mes, la organización decidió

mantener las cuotas que tenía hasta entonces, en un intento por precipitar, aún más, la caída en los precios y hacer inviables muchos proyectos de recursos no convencionales, principalmente en Estados Unidos. Esta visión es compartida por el grupo de investigaciones de Goldman Sachs, quienes han identificado un claro cambio en la función de reacción de la OPEP. (Fedesarrollo, 2015, pág. 15)

En lo que se refiere a la oferta en el Medio Oriente, las tensiones geopolíticas han mermado en el último lustro y el área de influencia del Estado Islámico está lejos de la infraestructura petrolera de Irak y Siria. Estos hechos, junto a las señales de recuperación en la oferta de Libia, permite ver que, hoy en día, la oferta mundial de crudo es mucho más estable que en la década del 2000.

Por otro lado, la demanda mundial de petróleo se debilitó durante el 2014. Este debilitamiento respondió principalmente a la desaceleración de la economía mundial y a la revisión a la baja en las expectativas de crecimiento para el 2014 y 2015. En el 2014, las cuatro ediciones del World Economic Outlook, producido por el Fondo Monetario Internacional (FMI), revisaron a la baja las perspectivas de crecimiento económico de varios países del mundo (ver Tabla 2). En enero de 2014 se esperaba que las economías avanzadas crecieran, en promedio, en un 2.2%, mientras que los emergentes a una tasa del 5.1%. Esto cambió drásticamente durante todo el 2014. En octubre, el FMI ya ubicaba la expectativa de crecimiento de las economías avanzadas en un 1.8% y la de los emergentes en un 4.4%. (Fedesarrollo, 2015, pág. 16)

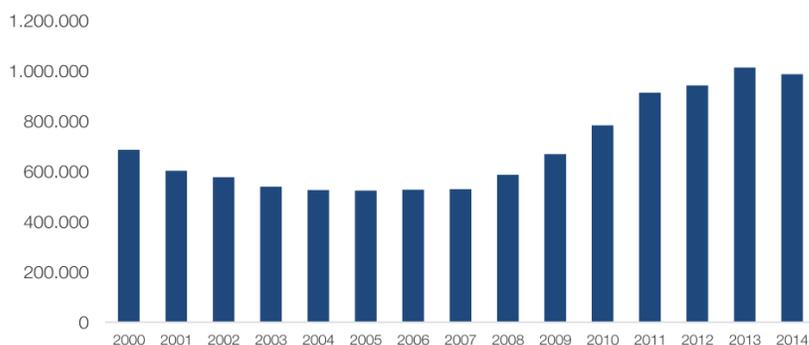
Tabla 3. Perspectivas de Crecimiento Económico 2014.

País o Región	WEO Enero 2014	WEO Abril 2014	WEO Julio 2014	WEO Octubre 2014	WEO Abril 2015
Economías Avanzadas	2,2%	2,2%	1,8%	1,8%	1.8%
Estados Unidos	2,8%	2,8%	1,7%	2,2%	2.4%
Zona Euro	1,0%	1,2%	1,1%	0,8%	0.9%
Emergentes	5,1%	4,9%	4,6%	4,4%	4.6%
China	7,5%	7,5%	7,4%	7,4%	7.4%
Latinoamérica	3,0%	2,5%	2,0%	1,3%	1.3%
Medio Oriente	3,3%	3,2%	3,1%	2,6%	2.6%

En conjunto, estos elementos configuraron un escenario donde prevaleció una oferta estable de crudo y una demanda constantemente amenazada por las perspectivas de crecimiento económico, imponiendo fuertes presiones a la baja en los precios, que como ya se dijo terminaron por llevarlos a niveles inferiores a los USD\$50.

De manera paralela a la discusión de precios, es importante evaluar cuál ha sido el desempeño reciente de la producción colombiana de petróleo. Como ya se mencionó, la producción en Colombia comenzó a recuperarse a partir del año 2007. En el periodo comprendido entre 2000 y 2006, la producción diaria pro-medio fue de 570.547 barriles de petróleo. Entre estos dos años, la producción nacional tuvo una caída neta del 23.04%, pasando de 687.303 barriles diarios en el año 2000 a 528.927 barriles en 2006 (ver Gráfico 8). (Fedesarrollo, 2015, pág. 16)

Gráfico 12. Producción Colombiana de Petróleo. 2000-2014. Cifras en Barriles de Petróleo Diarios



Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Cálculos de Fedesarrollo.

Los cambios regulatorios del sector y, en particular, la generación de incentivos para las actividades de E&P permitieron que a partir de 2007 la producción colombiana volviera a elevarse. En el periodo de 2006 a 2013, la producción nacional creció 91.44%, pasando de 528.927 barriles a 1.014.932 barriles de petróleo por día. Como ya se vio, esta recuperación permitió que la participación del sector en el PIB, las exportaciones, la IED y las cuentas fiscales del gobierno nacional central aumentara ostensiblemente. Sin embargo, entre 2013 y 2014 hubo una contracción del 2.6% en la producción, pasando de 1.014.932 barriles diarios en 2013 a 988.082 barriles promedio diario en 2014 (ver Gráfico 12). (Fedesarrollo, 2015, pág. 16)

Esta contracción en la producción de petróleo durante el 2014 se explica principalmente por los bajos niveles de producción en los meses de marzo, abril, mayo y julio. La producción promedio del 2014 ascendió a cerca de 988.000 barriles de petróleo por día. El nivel de producción de estos meses se ubicó por debajo del promedio anual con 977.000, 935.000, 955.000 y 968.000 barriles de petróleo diarios, respectivamente (ver Gráfico 11). La caída en la producción de estos meses se explica, principalmente, por los bloqueos de las comunidades indígenas al oleoducto Caño Limón – Coveñas y a las alteraciones del orden público que obligaron al cierre de varios campos (Rodríguez Uribe, 2014). La producción empezaría su recuperación a partir de agosto de

2014, pero aún con valores inferiores a los observados durante los mismos meses del año de 2013. (Fedesarrollo, 2015, pág. 17)

De la misma manera, cuando se analizan las cifras de crecimiento interanual en la producción para el periodo de referencia (enero 2013 – junio 2015) se observa que la producción aumentó durante el 2013 con una tasa promedio de crecimiento interanual del 6.59% para los doce meses del año (con una tasa máxima del 13.20% en agosto de 2013 y una tasa mínima del 2.54% en octubre del mismo año). En contraste, la producción durante el año 2014 se contrajo significativamente, presentando tasas promedio de variación interanual del -1.71%. En este año, el mes con mayor crecimiento fue junio, con una tasa del 3.49%, mientras que el de menor crecimiento, o mayor decrecimiento en este caso, fue abril con una cifra de -7.15% (ver Gráfico 9). Finalmente en lo corrido del 2015, los niveles de producción se han mantenido por encima del millón de barriles, gracias a la estabilización en las condiciones de seguridad y la ausencia de bloqueos.

Gráfico 13. Producción colombiana de petróleo. Variación Porcentual Interanual



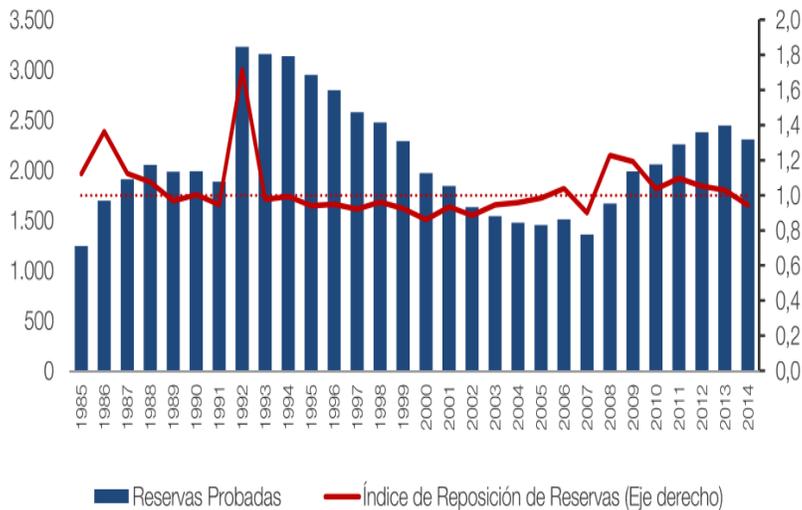
Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Cálculos de Fedesarrollo.

En síntesis, la articulación de la caída en los precios internacionales de petróleo con el estancamiento de la producción durante el 2014 ha generado efectos negativos para las perspectivas de corto y mediano plazo del sector en Colombia. En particular, existe preocupación

sobre los efectos de la destorcida petrolera en los ingresos del gobierno nacional central, la tasa de cambio, y las perspectivas de crecimiento de la economía en los próximos años. Como veremos más adelante, en lo corrido del 2015 ha habido un repunte en las cotizaciones internacionales de crudo y la producción se ha logrado mantener por encima del millón de barriles. No obstante, la fuerte reducción en las actividades de exploración y el surgimiento de México como un destino atractivo para las inversiones petroleras ha causado revuelo, disminuyendo la producción esperada a partir de 2016. (Fedesarrollo, 2015, pág. 18)

3.1.6.3 Indicadores Petroleros. Producción y reservas.

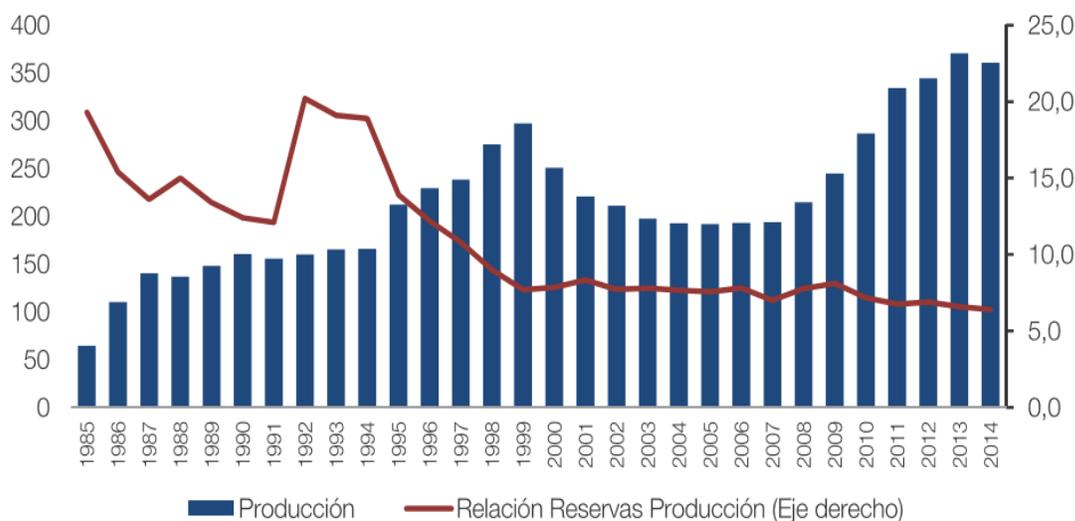
Gráfico 14. Reservas Probadas e Índice de Reposición de Reservas.
Reservas en millones de barriles.



Fuente: Informe Estadístico Petrolero - ACP. Cálculos de Fedesarrollo

En junio de 2015, la producción colombiana ascendió a 1.007.000 barriles de petróleo diario, 1.000 barriles menos que la cifra registrada en junio de 2014. La cifra registrada en junio de 2015 es 0.10% menor que la registrada en el año inmediatamente anterior. Frente a mayo de 2015, el nivel de producción cayó en un 1.76%. A junio de 2015, se completan a meses en los que Colombia ha logrado producir más de 1.000.000 de barriles de petróleo promedio diarios. (Fedesarrollo, 2015, pág. 29)

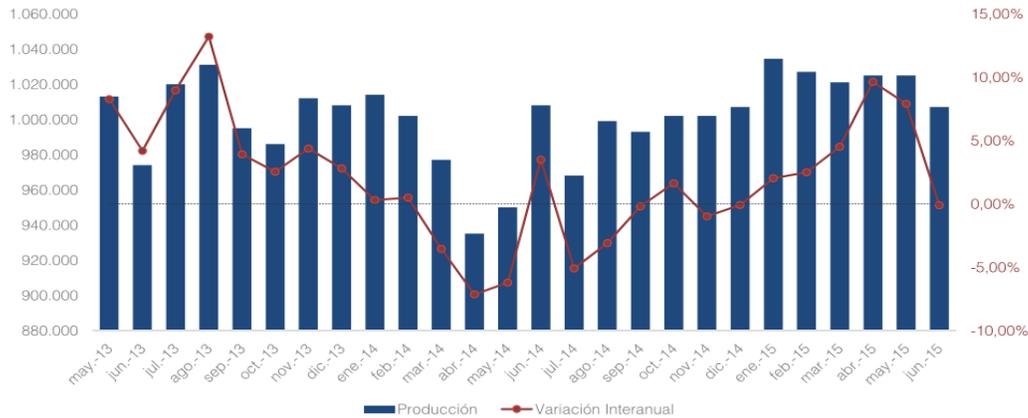
Gráfico 15. Producción y Relación de Reservas a Producción.



Fuente: Informe Estadístico Petrolero - ACP. Cálculos de Fedesarrollo

La producción en 2014 alcanzó los 360.650.000 barriles de petróleo, equivalente a 988.082 barriles promedio por día. Esta cifra es 2,65% inferior al nivel de producción alcanzado en lo corrido del 2013. Con el nivel de producción actual y las reservas probadas de 2014, la relación de reservas a producción se ubicó en 6,4. Este nivel es 0,2 unidades por debajo del nivel alcanzado en el anterior año. Se conserva la tendencia a la baja en la relación de reservas a producción por más de un lustro. (Fedesarrollo, 2015, pág. 30)

Gráfico 16. Producción Mensual y Variación Interanual. Cifras en Barriles Diarios.

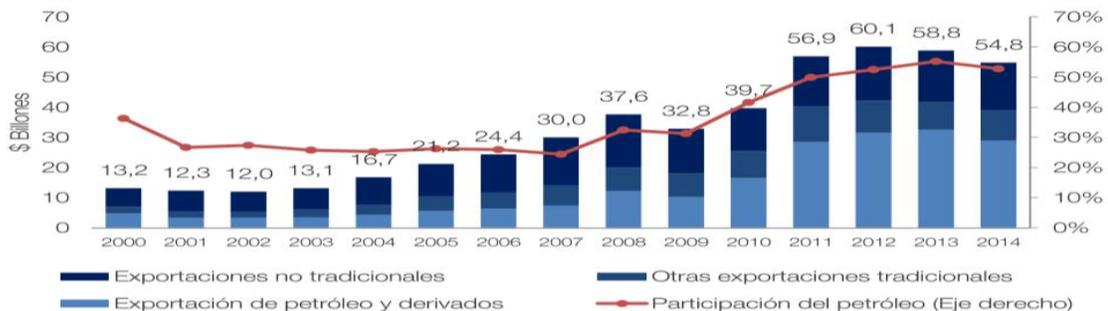


Fuente: Informe Estadístico Petrolero - ACP, Ministerio de Minas y Energía. Cálculos de Fedesarrollo

En junio de 2015, la producción colombiana ascendió a 1.007.000 barriles de petróleo diario, 1.000 barriles menos que la cifra registrada en junio de 2014. La cifra registrada en junio de 2015 es 0.10% menor que la registrada el año inmediatamente anterior. Frente a mayo de 2015, el nivel de producción cayó en un 1.76%. A junio de 2015, se completan 9 meses en los que Colombia ha logrado producir más de 1.000.000 de barriles de petróleo promedio diarios. (Fedesarrollo, 2015, pág. 31)

3.1.6.4 Sector externo

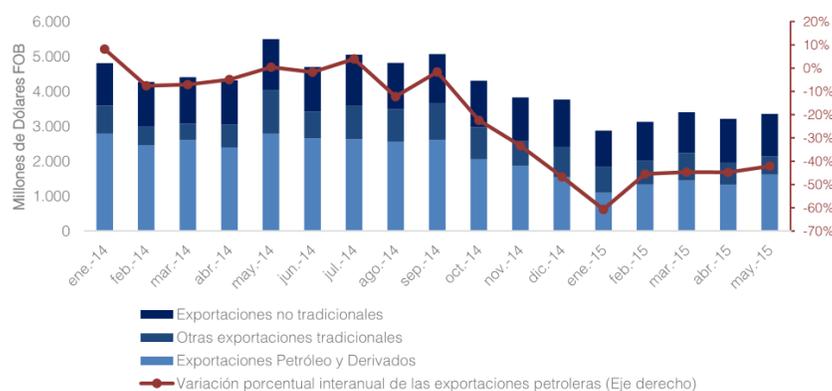
Gráfico 17. Composición de las Exportaciones Colombianas.



Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística

En 2014, las exportaciones sumaron USD\$54.794.812, USD\$4.028.849 menos que el valor registrado en 2013. Entre 2013 y 2014, la participación de las exportaciones petroleras en las exportaciones totales tuvieron una variación neta del -2.43%, pasando del 55.22% a 52.79%. En 2014 se consolidaron 3 años de reducciones interanuales en las exportaciones totales del país, con una reducción neta acumulada del 8.87% entre 2012 y 2014. (Fedesarrollo, 2015, pág. 32)

Gráfico 18. Composición de las Exportaciones Colombianas (enero 2014 – mayo 2015).

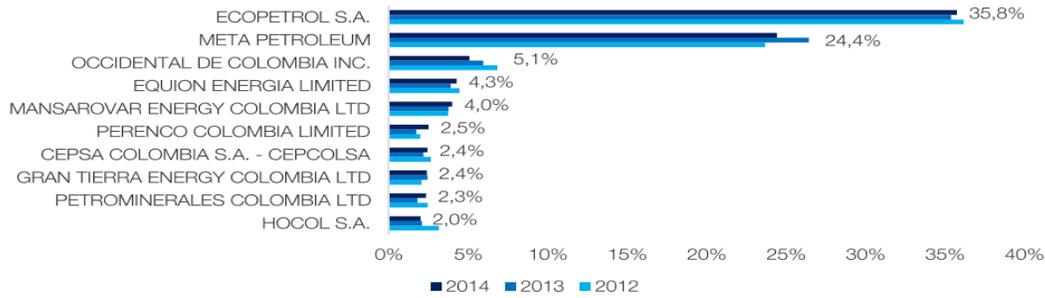


Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística.

En mayo de 2015 las exportaciones colombianas sumaron USD\$3359 millones de dólares, de las que USD\$1615 millones fueron exportaciones petroleras. Las exportaciones petroleras en mayo de 2015 fueron USD\$1175 millones menores que las observadas en el mismo mes en 2014. Esta caída representa una variación negativa interanual del orden de 42.12%. A mayo de 2015 se completaban 8 meses seguidos de decrecimientos interanuales en las exportaciones totales y 10 de las exportaciones petroleras. Aunque los decrecimientos interanuales en las exportaciones colombianas, tanto totales como de petróleo y derivados, se conservan, la tendencia se ha empezado a revertir desde febrero de 2015. (Fedesarrollo, 2015, pág. 33)

3.1.6.5 Escalafones.

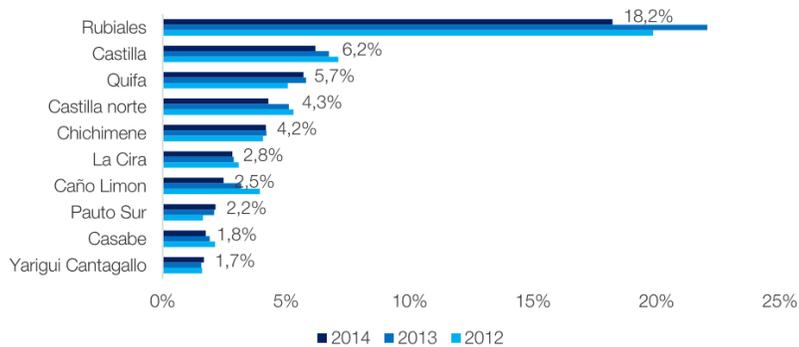
Gráfico 19. Escalafón de Empresas Operadoras.



Fuente: Informe Estadístico Petrolero - ACP. Cálculos de Fedesarrollo.

En 2014, Ecopetrol fue la mayor empresa operadora del país, con el 35,8% de la producción nacional. En segundo lugar se ubicó Metapetroleum Limited, de propiedad de Pacific Rubiales, que extrajo el 24,4% del total nacional. Occidental de Colombia ostenta la tercera posición entre las operadoras en el país, con 5.1% del crudo extraído a nivel nacional. Esta empresa operadora ha perdido cuota de producción frente al 2013 y 2012. En 2014, las cuatro empresas operadoras más grandes aportaron el 69,6% de la producción nacional. (Fedesarrollo, 2015, pág. 34)

Gráfico 20. Escalafón de Campos de Producción.

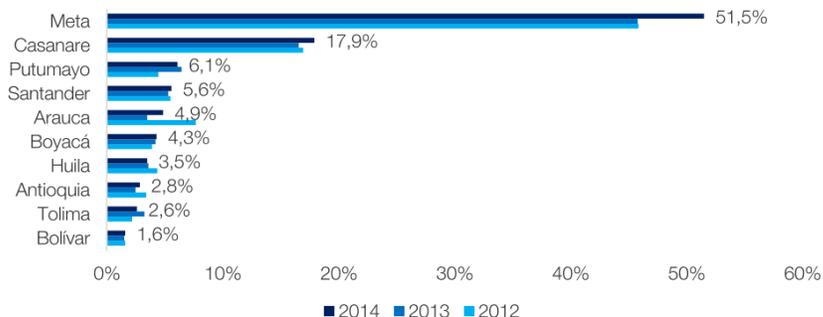


Fuente: Informe Estadístico Petrolero - ACP. Cálculos de Fedesarrollo.

En 2014 Rubiales se consolidó como el campo de producción más grande del país, con el 18,2% de la producción nacional. La cuota de producción de este campo cayó en un 3,8% frente al 22,1% que se reportó en el 2013. En segundo y tercer lugar se ubicaron los campos de Castilla y Quifa, con el 6,20% y 5,7%, respectivamente. En 2014, los cuatro

campos de producción más grandes del país aportaron, conjuntamente, el 34.43% del total producido en el país. Caño Limón ocupa la séptima posición con el 2,48% de la producción nacional. (Fedesarrollo, 2015, pág. 35)

Gráfico 21. Escalafón de Departamentos Productores.



Fuente: Informe Estadístico Petrolero - ACP. Cálculos de Fedesarrollo.

En 2014, Meta fue el mayor departamento productor de petróleo el país con el 51,5% de la producción nacional. En segundo y tercer lugar se ubican Casanare y Santander, con el 17,9% y 6,1%, respectivamente. Los tres primeros departamentos productores han aumentado su participación en la producción total frente al 2012. En 2014, los cuatro departamentos más grandes aportaron, conjuntamente, el 81,1% de la producción nacional de crudo. (Fedesarrollo, 2015, pág. 36)

CAPITULO 4

ANALISIS DE LOS RESULTADOS CONSOLIDADOS.

"La innovación es lo que distingue al líder de sus seguidores"

Steve Jobs

Para realizar el análisis se tomó los Estados de Situación Financiera Consolidados, Estado de Ganancias y Pérdidas Consolidado, y Estados de Resultados Integrales Consolidados de los años 2014 y 2015, se realiza una proyección de como se espera cerrar en los años 2016 y 2017 de acuerdo a las expectativas del mercado, para estos años se estimó que el incremento serian de un 5% que es bastante optimista ya que las perspectivas de acuerdo a la Asociación Colombiana de Petróleos estima que para estos años el sector tendrá una contracción del orden de 100.000 a 250.000 barriles entre del 2016 y 2018, respectivamente (Fedesarrollo, 2015, pág. 23). Igualmente se realizara el análisis vertical de cada uno de ellos para poder analizar los diferentes comportamientos.

4.1. Resultados consolidados.

Tabla 4. Estados de Situación Financiera Consolidados (Expresado en millones de pesos colombianos).

Activos	Notas	A 31 de diciembre	A 1 de enero de 2014			
		2017	2016	2015	2014	2014
Activos corrientes						
Efectivo y equivalente de efectivo	6	7.428.210	6.877.973	6.550.450	7.618.178	8.805.090
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	7	3.886.685	3.598.783	3.427.412	4.287.553	5.804.495
Inventarios	8	3.467.724	3.210.856	3.057.958	2.929.921	3.559.586
Activos por impuestos corrientes	9	4.861.873	4.501.734	4.501.734	2.019.066	1.545.535
Instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	10	986.567	913.488	913.488	1.581.466	1.505.033
Otros activos financieros	11	355.565	329.227	329.227	817.977	1.547.133
Otros activos	12	1.177.550	1.090.324	1.090.324	1.385.116	930.883
		22.164.175	20.522.384	19.870.593	20.639.277	23.697.755
Activos no corrientes mantenidos para la venta	13	242.745	242.745	242.745	1.362	1.362
		22.406.920	20.765.129	20.113.338	20.640.639	23.699.117
Activos no corrientes						
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	14	1.931.934	1.931.934	1.931.934	2.476.764	2.728.950
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	7	662.904	613.800	584.571	435.404	356.373
Propiedades, planta y equipo	15	73.744.943	68.282.355	65.030.814	55.665.007	46.599.417
Recursos naturales y del medio ambiente	16	24.043.297	24.043.297	24.043.297	24.120.664	21.725.479
Intangibles	17	440.050	407.454	388.051	245.152	272.070
Activos por impuestos diferidos	9	9.028.872	8.360.066	7.961.968	4.092.443	3.979.165
Otros activos financieros	11	1.424.476	1.318.960	1.256.152	663.842	504.500
Crédito mercantil	19	1.042.651	965.417	919.445	1.407.214	1.407.214
Otros activos	12	869.075	804.699	766.380	1.090.716	941.056
		113.188.201	106.727.981	102.882.612	90.197.206	78.514.224
Total activos		135.595.121	127.493.110	122.995.950	110.837.845	102.213.341
Pasivos						
Pasivos corrientes						
Préstamo corto plazo	20	4.573.620	4.573.620	4.573.620	3.517.522	3.121.068
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	21	8.796.752	8.145.141	7.757.277	8.798.965	9.966.622
Provisiones por beneficios a empleados	22	1.578.830	1.461.879	1.392.266	1.379.706	1.337.616
Pasivos por impuestos corrientes	9	3.179.236	2.943.737	2.803.559	1.896.938	2.966.470
Provisiones y contingencias	23	741.066	686.172	653.497	842.957	1.047.597
Instrumentos financieros derivados	24	114.896	106.385	101.319	140.055	46
Otros pasivos		163.796	151.663	144.441	267.587	249.286
		19.148.195	18.068.597	17.425.979	16.843.730	18.688.705
Pasivos asociados a activos mantenidos para la venta	13			17.628	0	0
		19.148.195	18.068.597	17.443.607	16.843.730	18.688.705
Pasivos no corrientes						
Préstamos largo plazo	20	55.168.780	51.082.204	48.649.718	31.524.106	19.572.195
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	21	7	6	6	30.439	37.383
Provisiones por beneficios a empleados	22	2.789.469	2.582.841	2.459.849	4.419.987	5.414.008
Pasivos por impuestos diferidos	9	3.745.607	3.468.154	3.303.004	3.083.698	4.202.493
Provisiones y contingencias	23	6.150.646	5.695.043	5.423.850	4.995.114	3.870.749
Otros pasivos no corrientes		549.024	508.355	484.148	408.103	508.491
		68.403.532	63.336.604	60.320.575	44.461.447	33.605.319
Total pasivos		87.551.727	81.405.201	77.764.182	61.305.177	52.294.024
Patrimonio	25					
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía		49.166.513	45.524.549	43.356.713	48.021.386	48.653.744
Interés no Controlante		2.126.312	1.968.808	1.875.055	1.511.282	1.265.573
		51.292.825	47.493.356	45.231.768	49.532.668	49.919.317
Total pasivo + patrimonio		138.844.552	128.898.557	122.995.950	110.837.845	102.213.341

Tabla 5. Estado de Ganancias y Pérdidas Consolidado (Expresado en millones de pesos colombianos, excepto la utilidad (perdida) neta por acción que esta expresada en pesos colombianos).

	Notas	Estimación de cierre de los años al 31 de diciembre			
		2017	2016	2015	2014
Ingresos por ventas	26	59.071.111	54.695.473	52.090.927	65.971.888
Costos de Ventas	27	36.994.516	36.994.516	36.994.516	42.975.128
Utilidad Bruta		22.076.595	17.700.957	15.096.411	22.996.760
Gastos de administración	28	1.928.917	1.786.034	1.700.985	1.031.035
Gastos de operación y proyectos	28	4.574.860	4.235.981	4.034.268	5.520.325
Otras ganancias y pérdidas operacionales	29	8.964.507	8.300.469	7.905.209	1.996.373
Resultado de la operación		6.608.311	3.378.472	1.455.949	14.449.027
Resultado financiero neto	30				
Ingresos financieros		705.262	653.020	621.924	399.818
Gastos financieros		- 3.082.681	- 2.854.335	- 2.718.414	- 1.640.294
Ganancia (perdida) por diferencia de cambio		- 1.870.859	- 1.870.859	- 1.870.859	- 2.270.193
		- 4.248.279	- 4.072.174	- 3.967.349	- 3.510.669
Participación en las utilidades del periodo de las asociada	14	39.827	36.877	35.121	179.299
Resultado antes de impuesto a las ganancias		2.399.860	- 656.824	- 2.476.279	11.117.657
Impuesto de renta	9	- 606.567	- 606.567	- 606.567	- 4.769.101
Utilidad neta del periodo		1.793.293	- 1.263.391	- 3.082.846	6.348.556
(Perdida) Utilidad atribuible					
A los accionistas		- 3.987.726	- 3.987.726	- 3.987.726	5.725.500
Participación no controladora		904.880	904.880	904.880	623.056
		- 3.082.846	- 3.082.846	- 3.082.846	6.348.556
(Perdida) Utilidad básica y diluida por acción		- 97,0	- 97,0	- 97,0	139,2

Tabla 6. Estados de Resultados Integrales Consolidados (Expresado en millones de pesos colombianos).

	Notas	Para los años finalizados al 31 de diciembre de			
		2017	2016	2015	2014
Utilidad neta del periodo		1.793.293	-1.263.391	-3.082.846	6.348.556
Elementos del resultado integral neto de impuestos que pueden reclasificarse a la cuenta de resultados:					
Diferencias de cambio en conversiones acumuladas		6.120.689	6.120.689	6.120.689	3.663.083
Ganancias (pérdidas) en mediciones instrumentos de patrimonio medios a valor razonable	14	-126.316	-126.316	-126.316	76.435
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones	31	-2.432.104	-2.432.104	-2.432.104	0
Coberturas flujo de efectivo instrumentos derivados		-60.083	-60.083	-60.083	0
		3.502.186	3.502.186	3.502.186	3.739.518
Elementos del resultado integral neto de impuestos que no serán reclasificados a la cuenta de resultados:					
Ganancias y pérdidas actuariales	22	1.404.602	1.404.602	1.404.602	743.793
Otros menores		58.643	58.643	58.643	0
Otros resultados integrales del periodo		4.965.431	4.965.431	4.965.431	4.483.311
Total resultado integral del periodo		6.758.724	3.702.040	1.882.585	10.831.867
Resultado integral atribuible:					
A los accionistas		803.761	803.761	803.761	10.057.913
Participación no controladora		1078824	1.078.824	1.078.824	773.954
		6.758.724	3.702.040	1.882.585	10.831.867

Se muestran los estados de situación financiero consolidados, estados de ganancias y pérdidas consolidado, y resultados integrales consolidados de los años 2014 y 2015. Para los años 2016 y 2017 se estima que el sector crecerá en un 5% en el 2016 y un 8% en el 2017, este valor se estima ya que Ecopetrol entro a operar Pacific Rubiales y en octubre de este año inició la perforación de 72 pozos para buscar mantener una producción de 125.000 barriles día. De acuerdo a las declaraciones del presidente de Ecopetrol el doctor Juan Carlos Echeverri en campo Rubiales hay petróleo para unos 15 o 20 años, por lo que se espera que para el 2017 se hayan perforado 1000 pozos.

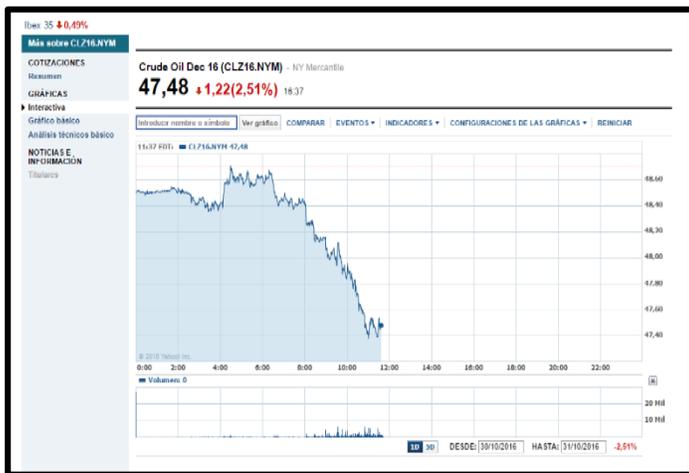
Las reservas de petróleo en Colombia han disminuido y solo se tienen reservas hasta 6.4 años aproximadamente según el reporte anual estadístico de la industria mundial, que consolida la británica British Petroleum (BP), este debe primordialmente a que las exploraciones para buscar crudo se redujeron considerablemente debido a la caída precios del crudo en el 2015 (El Tiempo, 22 de junio de 2015). Los datos del reporte de BP ratifican que, al contar ahora con una

autosuficiencia para 6,4 años, Colombia, por su nivel de producción, que se mantiene por encima del millón de barriles por día desde octubre del año pasado, y por su reducida incorporación de nuevos recursos por hallazgos y recobro mejorado, entre otros, sigue siendo el país de América Latina con el indicador más bajo.

Por lo anterior se ve en la imperiosa necesidad de aumentar sus reservas y campo Rubiales es una buena opción, a pesar de que los precios del crudo no están en valores de años anteriores Ecopetrol debe cerrar esta brecha para evitar perjuicios a mediano plazo.

Adicionalmente a hoy 31 de octubre El WTI ha operado a 48,65 dólares, perdiendo un 0,23% (0,11 USD). Ha tocado un máximo intradía de 48,75 dólares por barril, y un mínimo intradía del WTI a 48,53 dólares, frente a los 48,76 dólares en el cierre del viernes en Nueva York; mientras el Brent ha operado a 49,58 dólares, perdiendo un 0,30% (0,15 USD). Ha tocado un máximo intradía de 49,72 dólares por barril, y un mínimo intradía del Brent a 49,46 dólares, frente a los 49,73 dólares en el cierre del viernes en Londres (Yahoo Finance, 2016).

Gráfico 22. Precio del crudo



Crude Oil Dec 16 (CLZ16.NYM) - NY Mercantile			
Resolución previa:	N/A	Rango diario:	47,27 - 48,74
Apertura:	48,25	Volumen:	337.527
Oferta:	47,48	Interés abierto:	483.961
Demanda:	47,49	Sesión:	2
		Fecha de caducidad:	21-nov-16

4.2. Análisis horizontal.

Tabla 7. Estados de Situación Financiera Consolidados.

Activos	ANÁLISIS HORIZONTAL					
	A 31 de diciembre 2017		A 31 de diciembre 2016		A 31 de diciembre de 2015	
	VARIACION ABSOLUTA	VARIACION RELATIVA %	VARIACION ABSOLUTA	VARIACION RELATIVA %	VARIACION ABSOLUTA	VARIACION RELATIVA %
Activos corrientes						
Efectivo y equivalente de efectivo	550.238	8,00%	327.523	5,00%	- 1.067.728	-14,02%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	287.903	8,00%	171.371	5,00%	- 860.141	-20,06%
Inventarios	256.868	8,00%	152.898	5,00%	128.037	4,37%
Activos por impuestos corrientes	360.139	8,00%	0	0,00%	2.482.668	122,96%
Instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	73.079	8,00%	0	0,00%	- 667.978	-42,24%
Otros activos financieros	26.338	8,00%	0	0,00%	- 488.750	-59,75%
Otros activos	87.226	8,00%	0	0,00%	- 294.792	-21,28%
	1.641.791	8,00%	651.791	3,28%	- 768.684	-3,72%
Activos no corrientes mantenidos para la venta	0	0,00%	0	0,00%	241.383	17722,69%
	1.641.791	7,91%	651.791	3,24%	- 527.301	-2,55%
Activos no corrientes						
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	0	0,00%	0	0,00%	- 544.830	-22,00%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	49.104	8,00%	29.229	5,00%	149.167	34,26%
Propiedades, planta y equipo	5.462.588	8,00%	3.251.541	5,00%	9.365.807	16,83%
Recursos naturales y del medio ambiente	0	0,00%	0	0,00%	- 77.367	-0,32%
Intangibles	32.596	8,00%	19.403	5,00%	142.899	58,29%
Activos por impuestos diferidos	668.805	8,00%	398.098	5,00%	3.869.525	94,55%
Otros activos financieros	105.517	8,00%	62.808	5,00%	592.310	89,22%
Crédito mercantil	77.233	8,00%	45.972	5,00%	- 487.769	-34,66%
Otros activos	64.376	8,00%	38.319	5,00%	- 324.336	-29,74%
	6.460.220	6,05%	3.845.369	3,74%	12.685.406	14,06%
Total activos	8.102.011	6,35%	4.497.160	3,66%	12.158.105	10,97%
Pasivos						
Pasivos corrientes						
Préstamo corto plazo	0	0,00%	0	0,00%	1.056.098	30,02%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	651.611	8,00%	387.864	5,00%	- 1.041.688	-11,84%
Provisiones por beneficios a empleados	116.950	8,00%	69.613	5,00%	12.560	0,91%
Pasivos por impuestos corrientes	235.499	8,00%	140.178	5,00%	906.621	47,79%
Provisiones y contingencias	54.894	8,00%	32.675	5,00%	- 189.460	-22,48%
Instrumentos financieros derivados	8.511	8,00%	5.066	5,00%	- 38.736	-27,66%
Otros pasivos	12.133	8,00%	7.222	5,00%	- 123.146	-46,02%
	1.079.598	5,97%	642.618	3,69%	582.249	3,46%
Pasivos asociados a activos mantenidos para la venta	0		-17.628	-100,00%		
	1.079.598	5,97%	624.990	3,58%	599.877	3,56%
Pasivos no corrientes						
Préstamos largo plazo	4.086.576	8,00%	2.432.486	5,00%	17.125.612	54,33%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	1	8,00%	0	5,00%	- 30.433	-99,98%
Provisiones por beneficios a empleados	206.627	8,00%	122.992	5,00%	- 1.960.138	-44,35%
Pasivos por impuestos diferidos	277.452	8,00%	165.150	5,00%	219.306	7,11%
Provisiones y contingencias	455.603	8,00%	271.193	5,00%	428.736	8,58%
Otros pasivos no corrientes	40.668	8,00%	24.207	5,00%	76.045	18,63%
	5.066.928	8,00%	3.016.029	5,00%	15.859.128	35,67%
Total pasivos	6.146.526	7,55%	3.641.019	4,68%	16.459.005	26,85%
Patrimonio						
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	3.641.964	8,00%	2.167.836	5,00%	- 4.664.673	-9,71%
Interés no Controlante	157.505	8,00%	93.753	5,00%	363.773	24,07%
	3.799.469	8,00%	2.261.588	5,00%	- 4.300.900	-8,68%
Total pasivo + patrimonio	9.945.995	7,72%	5.902.607	4,80%	12.158.105	10,97%

En las cuentas de activo corriente como en la cuenta de efectivo y equivalente de efectivo tuvo un valor negativo entre los años 2014 y 2015, seguramente es dada por la coyuntura petrolera que existe en este momento.

Por lo anterior las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar también reflejan un valor negativo.

Las cuentas que mantuvieron un valor positivo fue la de inventarios (se redujo pero logro mantenerse), y la de activos no corrientes mantenidos para la venta tuvo un incremento desmedido pero esto se debe a que algunos activos quedaron para la venta ya que de alguna manera buscan captar dinero debido al déficit de caja de la actualidad.

Las otras cuentas como los instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable, otros activos financieros y otros activos tuvieron tendencia negativa.

En las cuentas de activo no corriente como inversiones en asociadas y negocios conjuntos, crédito mercantil y otros activos se ven afectados por la situación del mercado actual.

En las cuenta de intangibles, activos por impuestos diferidos y otros activos financieros muestran variaciones positivas, en el primer podemos deducir que se realizó algún tipo de inversión que mejorar el proceso en la segunda cuenta son erogaciones realizadas por la empresa por concepto de gastos que corresponden a varios períodos futuros lo que muestra que se buscó diferir varios gastos para buscar mejorar el resultado y la cuenta otros activos financieros muestra la necesidad de captar dinero de la compañía.

En las cuentas de pasivo corriente cuentas comerciales y otras cuentas por pagar se redujo en un 11,84% lo que quiere decir que lograron cancelar varias obligaciones pendiente, la cuenta de pasivo por impuesto creciente muestra un incremento 47,79% por consiguiente las liquidaciones fiscales del Impuesto se incrementaron, Provisiones y contingencias,

Instrumentos financieros derivados y Otros pasivos muestran resultados negativos, lo que nos ratifica la situación en que se encuentra este sector, por ejemplo Un derivado

financiero o instrumento derivado es un producto financiero cuyo valor se basa en el precio de otro activo, lo que nos muestra en el deterioro del precio de esos activos.

Al final el patrimonio refleja en valor negativo de -8,68% que afecta a muchos.

Tabla 8. Estado de Ganancias y Pérdidas Consolidado.

	ANALISIS HORIZONTAL					
	VARIACION ABSOLUTA 2016-2017	VARIACION RELATIVA % 2016-2017	VARIACION ABSOLUTA 2015-2016	VARIACION RELATIVA % 2015-2016	VARIACION ABSOLUTA 2014-2015	VARIACION RELATIVA % 2014-2015
	Ingresos por ventas	4.375.638	8,00%	2.604.546	5,00%	- 13.880.961
Costos de Ventas	-	0,00%	-	0,00%	- 5.980.612	-13,92%
Utilidad Bruta	4.375.638	24,72%	2.604.546	17,25%	- 7.900.349	-34,35%
Gastos de administración	142.883	8,00%	85.049	5,00%	669.950	64,98%
Gastos de operación y proyectos	338.879	8,00%	201.713	5,00%	- 1.486.057	-26,92%
Otras ganancias y pérdidas operacionales	664.038	8,00%	395.260	5,00%	5.908.836	295,98%
Resultado de la operación	3.229.839	95,60%	1.922.523	132,05%	- 12.993.078	-89,92%
Resultado financiero neto						
Ingresos financieros	52.242	8,00%	31.096	5,00%	222.106	55,55%
Gastos financieros	- 228.347	8,00%	- 135.921	5,00%	- 1.078.120	65,73%
Ganancia (pérdida) por diferencia de cambio	-	0,00%	-	0,00%	399.334	-17,59%
	- 176.105	4,32%	- 104.825	2,64%	- 456.680	13,01%
Participación en las utilidades del periodo de las asociada	2.950	8,00%	1.756	5,00%	- 144.178	-80,41%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	3.056.684	-465,37%	1.819.455	-73,48%	- 13.593.936	-122,27%
Impuesto de renta	-	0,00%	-	0,00%	4.162.534	-87,28%
Utilidad neta del periodo	3.056.684	-241,94%	1.819.455	-59,02%	- 9.431.402	-148,56%
(Pérdida) Utilidad atribuible						
A los accionistas	-	0,00%	-	0,00%	- 9.713.226	-169,65%
Participación no controladora	-	0,00%	-	0,00%	281.824	45,23%
	-	0,00%	-	0,00%	- 9.431.402	-148,56%
(Pérdida) Utilidad básica y diluida por acción	-	0,00%	-	0,00%	236	-169,68%

Podemos observar que los ingresos en el año 2015 con respecto al 2014 se redujeron en un -21,04% esto debido a la crisis que afronta este sector por ende la utilidad bruta dio un valor negativo de -34,35%. En la cuenta de gastos de administración subió este rubro en un 69,98% y en la de gastos de operación y proyectos se redujo en -26,92%, por consiguiente el resultado de la operación se vio afectado con un valor de -89,92%. Los resultados antes de impuesto dieron negativos junto con la utilidad neta del periodo al final la utilidad básica y diluida por acción dio un valor de -169,68%.

Tabla 9. Estados de Resultados Integrales Consolidados.

	ANALISIS HORIZONTAL					
	VARIACION ABSOLUTA 2016- 2017	VARIACION RELATIVA % 2016- 2017	VARIACION ABSOLUTA 2015- 2016	VARIACION RELATIVA % 2015- 2016	VARIACION ABSOLUTA 2014-2015	VARIACION RELATIVA % 2014-2015
Utilidad neta del periodo	3.056.684	-2	1.819.455	-1	- 9.431.402	-148,56%
Elementos del resultado integral neto de impuestos que pueden reclasificarse a la cuenta de resultados:						
Diferencias de cambio en conversiones acumuladas	0	0	0	0	2.457.606	67,09%
Ganancias (pérdidas) en mediciones instrumentos de patrimonio medios a valor razonable	0	0	0	0	- 202.751	-265,26%
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones	0	0	0	0	- 2.432.104	
Coberturas flujo de efectivo instrumentos derivados	0	0	0	0	- 60.083	
	0	0	0	0	- 237.332	-6,35%
Elementos del resultado integral neto de impuestos que no serán reclasificados a la cuenta de resultados:						
Ganancias y pérdidas actuariales	0	0	0	0	660.809	88,84%
Otros menores	0	0	0	0	58.643	
Otros resultados integrales del periodo	0	0	0	0	482.120	10,75%
Total resultado integral del periodo	3.056.684	1	1.819.455	1	- 8.949.282	-82,62%
Resultado integral atribuible:						
A los accionistas	0	0	0	0	- 9.254.152	-92,01%
Participación no controladora	0	0	0	0	304.870	39,39%
	3.056.684	1	1.819.455	1	- 8.949.282	-82,62%

La cuenta de utilidad neta del periodo muestra un valor negativo de -148,56% lo que ratifica la situación difícil por la que pasa la compañía.

4.3 Análisis vertical.

Tabla 10. Estados de Situación Financiera Consolidados.

	ANÁLISIS VERTICAL				
	A 31 de diciembre	A 1 de enero de 2014			
	2017	2016	2015	2014	2014
Activos					
Activos corrientes					
Efectivo y equivalente de efectivo	33,15%	33,12%	32,57%	36,91%	37,15%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	17,35%	17,33%	17,04%	20,77%	24,49%
Inventarios	15,48%	15,46%	15,20%	14,19%	15,02%
Activos por impuestos corrientes	21,70%	21,68%	22,38%	9,78%	6,52%
Instrumentos de patrimonio medidos a valor razonable	4,40%	4,40%	4,54%	7,66%	6,35%
Otros activos financieros	1,59%	1,59%	1,64%	3,96%	6,53%
Otros activos	5,26%	5,25%	5,42%	6,71%	3,93%
	98,92%	98,83%			
Activos no corrientes mantenidos para la venta	1,08%	1,17%			
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Activos no corrientes					
Inversiones en asociadas y negocios conjuntos	1,71%	1,81%	1,88%	2,75%	3,48%
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	0,59%	0,58%	0,57%	0,48%	0,45%
Propiedades, planta y equipo	65,15%	63,98%	63,21%	61,71%	59,35%
Recursos naturales y del medio ambiente	21,24%	22,53%	23,37%	26,74%	27,67%
Intangibles	0,39%	0,38%	0,38%	0,27%	0,35%
Activos por impuestos diferidos	7,98%	7,83%	7,74%	4,54%	5,07%
Otros activos financieros	1,26%	1,24%	1,22%	0,74%	0,64%
Crédito mercantil	0,92%	0,90%	0,89%	1,56%	1,79%
Otros activos	0,77%	0,75%	0,74%	1,21%	1,20%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Total activos	708,14%	705,61%	705,11%	658,04%	546,93%
Pasivos					
Pasivos corrientes					
Préstamo corto plazo	23,89%	25,31%	26,22%	20,88%	16,70%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	45,94%	45,08%	44,47%	52,24%	53,33%
Provisiones por beneficios a empleados	8,25%	8,09%	7,98%	8,19%	7,16%
Pasivos por impuestos corrientes	16,60%	16,29%	16,07%	11,26%	15,87%
Provisiones y contingencias	3,87%	3,80%	3,75%	5,00%	5,61%
Instrumentos financieros derivados	0,60%	0,59%	0,58%	0,83%	0,00%
Otros pasivos	0,86%	0,84%	0,83%	1,59%	1,33%
	100,00%	100,00%			
Pasivos asociados a activos mantenidos para la venta	0,00%	0,00%			
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Pasivos no corrientes					
Préstamos largo plazo	80,65%	80,65%	80,65%	70,90%	58,24%
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	0,00%	0,00%	0,00%	0,07%	0,11%
Provisiones por beneficios a empleados	4,08%	4,08%	4,08%	9,94%	16,11%
Pasivos por impuestos diferidos	5,48%	5,48%	5,48%	6,94%	12,51%
Provisiones y contingencias	8,99%	8,99%	8,99%	11,23%	11,52%
Otros pasivos no corrientes	0,80%	0,80%	0,80%	0,92%	1,51%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Total pasivos	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Patrimonio					
Patrimonio atribuible a los propietarios de la compañía	95,85%	95,85%	95,85%	96,95%	97,46%
Interés no Controlante	4,15%	4,15%	4,15%	3,05%	2,54%
	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Total pasivo + patrimonio	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

En la cuenta de activos corrientes encontramos que básicamente las cuentas efectivo y equivalente de efectivo, cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, e inventarios esta la mayor representación de este cuenta con un 71,88% en el año 2015, para el año 2015 la cuenta de activos por impuestos corrientes entra a formar parte de estas cuentas valida que la cantidad ya pagada excede el impuesto corriente.

En los activos no corrientes no hay observación ya que guardan su proporción, a excepción en la cuenta de inversiones en asociadas y negocios conjuntos que nos muestra que en los últimos ha disminuido las alianzas de Ecopetrol para exploración y/ producción del crudo.

En los pasivos corrientes se ha incrementado pasando de 20,88% en el 2014 a 26,22% en el 2015 y en los pasivos no corrientes se ha incrementado pasando de 70,90% en el 2014 a 80,65% en el 2015, todo esto significa el alto endeudamiento de la compañía.

Tabla 11. Estado de Ganancias y Pérdidas Consolidado.

	ANALISIS VERTICAL			
	2017	2016	2015	2014
Ingresos por ventas	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Costos de Ventas	62,63%	67,64%	71,02%	65,14%
Utilidad Bruta	37,37%	32,36%	28,98%	34,86%
Gastos de administración	3,27%	3,27%	3,27%	1,56%
Gastos de operación y proyectos	7,74%	7,74%	7,74%	8,37%
Otras ganancias y perdidas operacionales	15,18%	15,18%	15,18%	3,03%
Resultado de la operación	11,19%	6,18%	2,80%	21,90%
Resultado financiero neto				
Ingresos financieros	1,19%	1,19%	1,19%	0,61%
Gastos financieros	-5,22%	-5,22%	-5,22%	-2,49%
Ganancia (perdida) por diferencia de cambio	-3,17%	-3,42%	-3,59%	-3,44%
	-7,19%	-7,45%	-7,62%	-5,32%
Participacion en las utilidades del periodo de las asociada	0,07%	0,07%	0,07%	0,27%
Resultado antes de impuesto a las ganancias	4,06%	-1,20%	-4,75%	16,85%
Impuesto de renta	-1,03%	-1,11%	-1,16%	-7,23%
Utilidad neta del periodo	3,04%	-2,31%	-5,92%	9,62%
(Perdida) Utilidad atribuible				
A los accionistas	-6,75%	-7,29%	-7,66%	8,68%
Participacion no controladora	1,53%	1,65%	1,74%	0,94%
	-5,22%	-5,64%	-5,92%	9,62%
(Perdida) Utilidad basica y diluida por accion	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

En la cuenta de costos por administración se incrementó paso de 1,56% en el 2014 al 3,27% en el 2015, la cuenta de otras ganancias y pérdidas operacionales pasó de 3,03% a 15,18% y en la

cuenta resultado de la operación paso de 21,90% a 2,80% muy seguramente atribuibles a la tendencia a la baja del barril del crudo en los últimos dos años.

Tabla 12. Estados de Resultados Integrales Consolidados.

	ANALISIS VERTICAL			
	2017	2016	2015	2014
Utilidad neta del periodo	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Elementos del resultado integral neto de impuestos que pueden reclasificarse a la cuenta de resultados:				
Diferencias de cambio en conversiones acumuladas	341,31%	-484,47%	-198,54%	57,70%
Ganancias (pérdidas) en mediciones instrumentos de patrimonio medios a valor razonable	-7,04%	10,00%	4,10%	1,20%
Coberturas flujo de efectivo para futuras exportaciones	-135,62%	192,51%	78,89%	0,00%
Coberturas flujo de efectivo instrumentos derivados	-3,35%	4,76%	1,95%	0,00%
	195,29%	-277,21%	-113,60%	58,90%
Elementos del resultado integral neto de impuestos que no serán reclasificados a la cuenta de resultados:				
Ganancias y pérdidas actuariales	78,33%	-111,18%	-45,56%	11,72%
Otros menores	3,27%	-4,64%	-1,90%	0,00%
Otros resultados integrales del periodo	276,89%	-393,02%	-161,07%	70,62%
Total resultado integral del periodo	376,89%	-293,02%	-61,07%	170,62%
Resultado integral atribuible:				
A los accionistas	44,82%	-63,62%	-26,07%	158,43%
Participación no controladora	60,16%	-85,39%	-34,99%	12,19%
	376,89%	-293,02%	-61,07%	170,62%

De forma general las diferentes cuentas tuvieron una tendencia negativa, para los años 2016 y 2017 se proyecta mejorar los ingresos mantener los costos y/o reducir los mismo para obtener mejores resultados a futuro.

CAPITULO 5

CONCLUSIONES

"El maestro mediocre, dice. El buen maestro, explica. El maestro superior, demuestra. El gran maestro, inspira"

William Arthur Ward

Después de una revisión objetiva y exhaustiva acerca la situación financiera de la compañía Ecopetrol y sus expectativas de ingresos para los próximos dos años se puede inferir, en primer lugar, que, a pesar del plan de ahorros implementado por el presidente de Ecopetrol, el doctor Juan Carlos Echeverry, se requiere de manera esencial sostener este plan y buscar mejorar los ingresos de la compañía. Además, como se puede observar se realizó una proyección de un 5% para el 2016 y 8% para el 2017 y solo es posible mejorar los resultados si este el plan de ahorros se mantiene de lo contrario la compañía entraría en una situación insostenible.

Ahora bien, en segundo lugar, algo que ayudaría a suplir el déficit generado por esta compleja situación, es que el barril del crudo siga subiendo su cotización en el mercado como lo viene haciendo, esto gracias a la recuperación de la economía norte americana, y las negociaciones de precios llevadas a cabo por la OPEP, que pretenden mejorar la estabilidad de los países productores, aun así, no hay que confiarse ya que su evolución es lenta y puede tardar en llegar a precios como los del 2013.

Se denota el alto endeudamiento a largo plazo de la compañía como un factor ampliamente negativo que podría afectar no solamente el consolidado financiero sino su liquidez a futuro de manera inmediata.

Cabe resaltar en tercer lugar, que a pesar de que las reservas de petróleo se están agotando se ha gestionado iniciar nuevas exploraciones, pero esto no ha sido posible tener gran continuidad con las mismas ya que la comunidad de las zonas no ha permitido iniciar las mismas. Por lo anterior

Ecopetrol entro a operar Campo Rubiales y que en octubre de este año iniciaría la perforación de 72 pozos para buscar mantener una producción de 125.000 barriles día, este método es viable con taladros de perforación de alta tecnología que le permitirá aumentar su eficiencia, y así disminuir tiempo y recursos, esto ayudaría a mejorar la situación financiera de la compañía.

Debido a la importancia tanto en la generación de empleos en las zonas donde opera y por su importancia en el sector económico del país es de vital importancia encontrar alternativas que le permita a esta compañía retomar el rumbo, adicionalmente es uno de los países con gran potencial en este sector.

Por lo cual se hace necesario incrementar los ingresos de la compañía y optimizar sus procesos con metodologías de ahorro tanto en lo técnico como en lo administrativo y financiero.

Por último se denotan las siguientes recomendaciones, u opciones que tiene la empresa al momento de reaccionar frente a esta compleja situación financiera, en primera instancia de manera coyuntural se puede atacar el déficit mediante la explotación de los sectores adyacentes que pueden ser intercedidos por Ecopetrol, tal como son los mercados de derivados del petróleo, desde los mercados de plásticos, hasta el gas , entre otros.

De esta manera se puede generar un aprovechamiento de los residuos de la actividad de la explotación petrolífera y además se pueden generar varios encadenamientos productivos hacia adelante.

Continuando con este planteamiento también se pueden analizar las cuotas de producción, esto para realizar ajustes en cuanto al tiempo y entrega del crudo a los compradores del mismo. Renegociando los términos de intercambio se puede llegar a reordenar la producción en función de generar menos gastos y poder optimizar el ahorro.

Por último, se recomienda la inclusión de un estudio que indique la viabilidad de la transformación del bien a un segundo nivel, no restringiéndose únicamente a la extracción del crudo como actividad principal de la empresa, los países productores de petróleo tales como Venezuela o Brasil cuentan con plantas de refinamiento generando así un plus valor en la producción, de esta manera se generan más empleos, se tiene más control sobre el global del proceso productivo y en último lugar optimiza por medio de la economías de escala la producción y distribución del mismo, encargándose así del total del proceso, ejemplo de esto es PETROBRAS, en Brasil, lo cual genera que la economía sea más dinámica brindando precios del crudo accesibles a la población en general, potenciando por esta vía la economía de la nación, ejemplo que debe ser tomado en cuenta en un país como Colombia, donde Ecopetrol necesita evolucionar de ser una empresa administradora de la explotación del sector minero energético, a la empresa emblema de la producción, tratamiento, distribución y venta de crudo en el país.

BIBLIOGRAFÍA

- Alvarez, G. (10 de febrero de 2010). *UNperiodico*. Obtenido de <http://www.unperiodico.unal.edu.co/dper/article/la-aparente-bonanza-petrolera-en-colombia.html>
- Ambientales, L. A. (2015). *ANLA*. Recuperado el 18 de 09 de 2016, de <http://www.anla.gov.co/grupo-hidrocarburos>
- Ballén, J. D. (17 de 04 de 2013). *Ecopetrol, ¿Qué va a pasar con la acción?* *La Republica*.
- Campetrol. (2016). *Campetrol*. Obtenido de <http://campetrol.org/publicacion-de-patentes-del-sector-petrolero-colombiano-bajo-24-en-2015/>
- Documento Petroleo Energetico. (08 de 2011). *Ecopetrol 60 años*. Recuperado el 21 de 08 de 2016, de Documento Petroleo Energetico: http://www.documentopetroleoenergetico.com.co/___pdf/sep_ecopetrol2.pdf
- Documento Petroleo Energetico. (08 de 2011). *Ecopetrol 60 años*. Recuperado el 21 de 08 de 2016, de Documento Petroleo Energetico: http://www.documentopetroleoenergetico.com.co/___pdf/sep_ecopetrol2.pdf
- Ecopetrol. (2014). *Ecopetrol*. Recuperado el 21 de 08 de 2016, de <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/acerca-de-ecopetrol/nuestra-historia>
- Ecopetrol. (2014). *Ecopetrol*. Recuperado el 21 de 08 de 2016, de <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/acerca-de-ecopetrol/nuestra-historia>
- Ecopetrol. (1 de 09 de 2016). *Ecopetrol*. Obtenido de <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/acerca-de-ecopetrol/nuestra-historia>
- Ecopetrol S.A. (2015). *REPORTE INTEGRADO DE GESTIÓN SOSTENIBLE 2015*. Bogotá: Panamericana Formas e Impresos, S.A.
- Energetico, P. (2011). *Ecopetrol 60 Años, Nuevo eje de Poder y Riqueza. Petroleo Energetico*.
- Fedesarrollo. (2015). *Informe coyuntura petrolera 2015*. Bogotá: La imprenta editores S.A.
- Lopez, E., Montes, E., Garavito, A., & Collazos, M. (2010). *Banco de la Republica*. Recuperado el 18 de 09 de 2016, de <http://www.banrep.gov.co/docum/ftp/borra692.pdf>
- Martínez Ortiz, A., & Aguilar Londoño, T. (01 de 09 de 2013). *ESTUDIO SOBRE LOS IMPACTOS SOCIO-ECONÓMICOS DEL SECTOR MINERO EN COLOMBIA: ENCADENAMIENTOS SECTORIALES*. Obtenido de FEDESARROLLO: <http://www.fedesarrollo.org.co/wp-content/uploads/2011/08/Estudio-sobre-los-impactos-socio-econ%C3%B3micos-del-sector-minero-en-Colombia-CUADERNO-No.-47-FINAL.pdf>
- Mesa, R. (2013). *Aspectos macroeconómicos del auge – minero energético en Colombia*”. *Universidad de Antioquia*. Obtenido de Universidad de Antioquia. : http://www.academia.edu/5231564/Aspectos_macroeconomicos_del_auge_minero-energetico_en_Colombia.
- Yahoo Finance*. (2016).