



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 2
--------	--------------	---------	---	----------	------	--------	--------

Neiva, 14 de diciembre 2018

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Hamilton Giraldo Bahamon, con C.C. No. 80.128.546

Mario Ernesto Sendoya Díaz, con C.C. No. 1.081.514.614

Jonathan Fernando Lamilla Arguello, con C.C. No. 1.075.247.431

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado Titulado Evaluación financiera de un proyecto de desarrollo de producción petrolera en un campo del Huila en el 2018 presentado y aprobado en el año 2018 como requisito para optar al título de Especialista en Gestión Financiera;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:



**DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO**

CÓDIGO

AP-BIB-FO-07

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 4

**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:** Evaluación financiera de un proyecto de desarrollo de producción petrolera en un campo del Huila en el 2018

**AUTOR O AUTORES:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Giraldo Bahamon	Hamilton
Sendoya Díaz	Mario Ernesto
Lamilla Arguello	Jonathan Fernando

**DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Manrique Medina	Alfonso

**ASESOR (ES):**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Forero Sánchez	Ferney

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE:** Especialista en Gestión Financiera

**FACULTAD:** Economía y Administración

**PROGRAMA O POSGRADO:** Especialización en Gestión Financiera

**CIUDAD:** Neiva **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2018 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 47

**TIPO DE ILUSTRACIONES** (Marcar con una X):

Diagramas  Fotografías \_\_\_ Grabaciones en discos \_\_\_ Ilustraciones en general \_\_\_ Grabados \_\_\_ Láminas \_\_\_  
Litografías \_\_\_ Mapas \_\_\_ Música impresa \_\_\_ Planos \_\_\_ Retratos \_\_\_ Sin ilustraciones \_\_\_ Tablas o Cuadros

**SOFTWARE** requerido y/o especializado para la lectura del documento:

Vigilada mieducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional [www.usco.edu.co](http://www.usco.edu.co), link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



**MATERIAL ANEXO:**

**PREMIO O DISTINCIÓN** *(En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):*

**PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:**

**Español**

**Ingles**

- |                        |                     |
|------------------------|---------------------|
| 1. Concesión           | Concession          |
| 2. campo maduro        | Mature Field        |
| 3. desarrollo primario | primary development |
| 4. factor de recobro   | recovery factor     |

**RESUMEN DEL CONTENIDO:** (Máximo 250 palabras)

La actividad petrolera en Colombia data de 1905 y con el paso del tiempo se ha venido consolidando, como es el caso en 2003 donde la agencia nacional de hidrocarburos (ANH) se convierte en el ente administrador y regulador, y Ecopetrol en una sociedad pública por acciones (S.A.) Así mismo este año el estado adopta un nuevo contrato de regalías, impuestos y derechos con una participación para el éste entre el 50 y 60%.

La presente evaluación financiera se aplica a un proyecto de inversión de desarrollo de producción de petróleo en un campo maduro del Huila. Ecopetrol opera en 21 campos gracias a las reversiones de las concesiones al estado, esto implica que son campos de que ya alcanzaron su máxima producción y por lo tanto presentan comportamiento descendente, son baja productividad y baja rentabilidad.

Las principales premisas del modelo sugieren una tasa de cambio de 3.200 COP/US\$, un límite económico hasta el año 2043 (límite técnico), una Tasa de descuento del 10%. Conforme las bases de portafolio 2019 de Ecopetrol, un Precio de valoración de \$60 USD/BBL, (precio de referencia Brent para todo el horizonte económico del proyecto). Las desviaciones se realizarán las sensibilidades con variaciones de +30% y -30% para variables Precio de venta crudo, Producción, CAPEX y OPEX. Los costos de transporte se



asumen para entrega de crudo en refinería de Barrancabermeja conforme las tarifas suministradas en las bases de portafolio 2019.

Una vez aplicado el modelo, se obtiene un Flujo de Caja para el año 2043 con saldo negativo, lo que indica es el límite económico del proyecto acorta para el año 2042 con el fin de no asumir perdidas que impacten negativamente el valor del proyecto. Si toda la producción se vendiera a un precio con un incremento del 30% el VPN respecto al valor base aumenta en un 127% Igualmente un aumento de la producción en un 30% genera un incremento en el VPN del 107%, Por el contrario, el CAPEX y el OPEX pueden aumentar un 30% respecto al valor base y continuara siendo positivo y generando valor para el activo.

Un análisis de sensibilidad indica que en el caso que este se mantenga en promedio a \$70 USD/BBL se genera valor (VPN) por \$23,5 MUSD, por el contrario, si el precio en promedio bajara a \$40 USD/BBL el proyecto presenta un VPN negativo (-6,6 MUSD), es decir se pierde valor.

**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

The oil activity in Colombia dates back since 1905 and over the years it has getting consolidated. This is the case of the Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) which in 2003, became the administrator and regulator of the oil sector in the country. On the other side there is Ecopetrol as a public company owned by shares. Moreover, the same year Colombian government applies a new scheme of royalties, taxes and rights over the oil sector which gives him a share between 50 to 60%.

The following financial evaluation applies to investment projects for the development of oil production in mature fields at Huila Department. Ecopetrol operates 21 fields thanks to reversion of state concessions, this means these fields have already reached their maximum production; therefore, they show descending production and low profitability.

The main premises of the model suggest an exchange rate of 3,200 COP/US\$; a cost-



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO

AP-BIB-FO-07

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

4 de 4

effective limit until year 2043 (technical limit); a discount rate of 10%; and an Ecopetrol forecast for 2019 year of \$60 USD/BBL (Brent reference price for the entire economic horizon of the project). Deviations will be ranging between -30% to +30% for: crude selling price, level production rates, CAPEX and OPEX. Transportation costs will be estimated, delivering the crude at Barrancabermeja refinery; according to rates provided by Ecopetrol for 2019.

Once the financial model has been applied, a negative cash flow is obtained for year 2043 which indicates, year 2042 is the cost-effective limit in order to not assume economic losses that could impact negatively the value of the project. If the whole crude production was sold with a 30% higher price, the NPV will increase 127% regarding the period base. Likewise, a 30% production increment will trigger a NPV increase of 107%. In addition, CAPEX and OPEX could increase 30% regarded the period base and will continue to be positive generating value for the asset.

A sensitivity analysis shows us at the scenario of an average selling price of \$70 USD/BBL, the NVP generated will be \$23,5 MUSD; by contrast, if the selling prices shrunk to \$40 USD/BBL the projects' NVP will be -6,6 MUSD, losing value.

**APROBACION DE LA TESIS**

Nombre Presidente Jurado: ~~Alfonso Manrique Medina~~

Firma:

Nombre Jurado: Carlos Harvey Salamanca Falla

Firma:

Nombre Jurado: Ferney Forero Sánchez

Firma:

Vigilada mieducación

**PROYECTO DE GRADO**

**EVALUACIÓN FINANCIERA DE UN PROYECTO DE DESARROLLO DE  
PRODUCCIÓN PETROLERA EN UN CAMPO DEL HUILA EN EL 2018**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
ESPECIALIZACIÓN EN GESTIÓN FINANCIERA**

**AÑO 2018**

---

## CONTENIDO

	Pág.
1. RESUMEN.....	4
2. PROBLEMA.....	6
3. OBJETIVOS.....	8
3.1. Objetivo general.....	8
3.2. Objetivos específicos.....	9
4. ANTECEDENTES.....	9
4.1. Producción petrolera en Colombia.....	9
4.2. Producción petrolera en el departamento del Huila.....	12
4.3. Impacto variaciones precio del petróleo.....	14
5. JUSTIFICACIÓN.....	17
6. MARCO LEGAL.....	19
9. MARCO TEÓRICO.....	24
10. METODOLOGÍA EVALUACIÓN FINANCIERA.....	29
11. APLICACIÓN MODELO EVALUACIÓN FINANCIERA.....	34
12. RESULTADOS Y ANÁLISIS.....	37
13. CONCLUSIONES.....	42
14. GLOSARIO.....	44
15. BIBLIOGRAFÍA.....	45

### Lista de gráficos

Gráfico No 1 Inversión directa extranjera. Fuente: Banco de la República.....	11
Gráfico No 2. producción petróleo Colombia. Fuente: MinMinas /ANH.....	12
Gráfico No 3. Histórico precios BRENT vs TRM. Fuente: Investing.com.....	14
Gráfico No 4. Ingresos petroleros sobre PIB. Fuente: Banco de la Republica.....	17
Gráfico No 5. Diagrama de flujo de fondos calculo VPN.....	27
Gráfico No 6. Cronograma de la inversión y/o proyecto.....	35
Gráfico No 7. Inversiones del proyecto.....	35
Gráfico No 8. Pronóstico de producción.....	35
Gráfico No 9. Flujo de caja acumulado.....	38
Gráfico No 10. Análisis de tornado.....	39
Gráfico No 11. Grafico de araña (Impacto VPN).....	40
Gráfico No 12. Impacto en VPN por variación precio (+30% - 30%).....	41
Gráfico No 13. Sensibilidad VPN vs Precio.....	42

## 1. RESUMEN.

La actividad petrolera en Colombia data de 1905 y con el paso del tiempo se ha venido consolidando, como es el caso en 2003 donde la agencia nacional de hidrocarburos (ANH) se convierte en el ente administrador y regulador, y Ecopetrol en una sociedad pública por acciones (S.A.) Así mismo este año el estado adopta un nuevo contrato de regalías, impuestos y derechos con una participación para el éste entre el 50 y 60%.

La presente evaluación financiera se aplica a un proyecto de inversión de desarrollo de producción de petróleo en un campo maduro del Huila. Ecopetrol opera en 21 campos gracias a las reversiones de las concesiones al estado, esto implica que son campos de que ya alcanzaron su máxima producción y por lo tanto presentan comportamiento descendente, son baja productividad y baja rentabilidad.

Las principales premisas del modelo sugieren una tasa de cambio de 3.200 COP/US\$, un límite económico hasta el año 2043 (límite técnico), una Tasa de descuento del 10%. Conforme las bases de portafolio 2019 de Ecopetrol, un Precio de valoración de \$60 USD/BBL, (precio de referencia Brent para todo el horizonte económico del proyecto). Las desviaciones se realizarán las sensibilidades con variaciones de +30% y -30% para variables Precio de venta crudo, Producción, CAPEX y OPEX. Los costos de transporte se asumen para entrega de crudo en refinería de Barrancabermeja conforme las tarifas suministradas en las bases de portafolio 2019.

Una vez aplicado el modelo, se obtiene un Flujo de Caja para el año 2043 con saldo negativo, lo que indica es el límite económico del proyecto acorta para el año 2042 con el fin de no asumir perdidas que impacten negativamente el valor del proyecto. Si toda la producción se vendiera a un precio con un incremento del 30% el VPN respecto al valor base aumenta en un 127% Igualmente un aumento de la producción en un 30% genera un incremento en el VPN del 107%,

Por el contrario, el CAPEX y el OPEX pueden aumentar un 30% respecto al valor base y continuara siendo positivo y generando valor para el activo.

Un análisis de sensibilidad indica que en el caso que este se mantenga en promedio a \$70 USD/BBL se genera valor (VPN) por \$23,5 MUSD, por el contrario, si el precio en promedio bajara a \$40 USD/BBL el proyecto presenta un VPN negativo (-6,6 MUSD), es decir se pierde valor.

## ABSTRACT

The oil activity in Colombia dates back since 1905 and over the years it has getting consolidated. This is the case of the Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) which in 2003, became the administrator and regulator of the oil sector in the country. On the other side there is Ecopetrol as a public company owned by shares. Moreover, the same year Colombian government applies a new scheme of royalties, taxes and rights over the oil sector which gives him a share between 50 to 60%.

The following financial evaluation applies to investment projects for the development of oil production in mature fields at Huila Department. Ecopetrol operates 21 fields thanks to reversion of state concessions, this means these fields have already reached their maximum production; therefore, they show descending production and low profitability.

The main premises of the model suggest an exchange rate of 3,200 COP/US\$; a cost-effective limit until year 2043 (technical limit); a discount rate of 10%; and an Ecopetrol forecast for 2019 year of \$60 USD/BBL (Brent reference price for the entire economic horizon of the project). Deviations will be ranging between -30% to +30% for: crude selling price, level production

rates, CAPEX and OPEX. Transportation costs will be estimated, delivering the crude at Barrancabermeja refinery; according to rates provided by Ecopetrol for 2019.

Once the financial model has been applied, a negative cash flow is obtained for year 2043 which indicates, year 2042 is the cost-effective limit in order to not assume economic losses that could impact negatively the value of the project. If the whole crude production was sold with a 30% higher price, the NPV will increase 127% regarding the period base. Likewise, a 30% production increment will trigger a NPV increase of 107%. In addition, CAPEX and OPEX could increase 30% regarded the period base and will continue to be positive generating value for the asset.

A sensitivity analysis shows us at the scenario of an average selling price of \$70 USD/BBL, the NVP generated will be \$23,5 MUSD; by contrast, if the selling prices shrunk to \$40 USD/BBL the projects' NVP will be -6,6 MUSD, losing value.

## **2. PROBLEMA**

Ecopetrol (ECP) a través de la Gerencia de operaciones de desarrollo y producción Huila – Tolima opera en veinte y un (21) campos ubicados en el departamento del Huila con una producción promedio de 22 KOPD. Sin embargo, la operación de estos campos por parte de ECP se ha dado gracias a las reversiones de las concesiones de explotación de operadores privados al Estado Colombiano, como la concesión Neiva-540 la cual fue revertida el 18 de noviembre de 1994<sup>1</sup> y a partir de la cual Ecopetrol inicio su operación en el Huila. Es decir, que ECP ha asumido la operación de campos con mas de veinte años de explotación que ya alcanzaron los picos más altos de producción, han completado su fase de desarrollo primario y su producción

---

<sup>1</sup> Henry Rubiano Daza La industria petrolera en el Huila en la década del 90, Bogotá-2010. Pág. 97

actual registra un comportamiento descendente, y dadas estas condiciones, se consideran estos campos como campos maduros.

Desde el punto de vista técnico los campos maduros representan un desafío debido a que presentan altos pozos de baja producción, pérdida de presión del yacimiento, condiciones cambiantes de pozos, mayores índices de falla por problemas de integridad en infraestructura de subsuelo y superficie, que se traducen en mayores costos de mantenimiento y finalmente son campos que desde el punto de vista financiero presentan rentabilidades más bajas.

Uno de los campos maduros objeto del caso de estudio es el Campo Santa Clara ubicado en el municipio de Palermo, el cual Ecopetrol desde su equipo técnico de Yacimientos e Ingeniería, ha planteado un proyecto de desarrollo de producción que permite el aumento del factor de recobro del yacimiento y cuyo objetivo es optimizar y aumentar la producción a través de actividades de desarrollo secundario como lo son la inyección de agua, técnica universalmente aceptada y aplicada para aumentar la producción en campos maduros.

Dado que los proyectos de desarrollo de producción en campos maduros asociados a desarrollo secundarios de los yacimientos, requieren grandes inversiones asociadas a altos grados de riesgos técnicos, financieros, ambientales, sociales y políticos que pueden incidir positiva o negativamente en el desempeño del proyecto y los beneficios esperados, se hace necesario aplicar una evaluación financiera al proyecto que permita determinar la viabilidad financiera del mismo y proveer el análisis a los diferentes escenarios que se pueden presentar por desviaciones o variaciones en las diferentes variables del proyecto como lo son el CAPEX (Capital Expenditure) , OPEX (Operating Expenditure), precio del petróleo, producción etc. de tal forma

que le permitan a los gerentes y junta directiva contar con las herramientas que para un mejor análisis del caso de negocio y una mejor toma de decisión de inversión. Aunque Ecopetrol a través del software “Merak Planning, Risk, and Reserves Software” ha realizado la evaluación económica del proyecto que corresponde a una fase anterior del proyecto que incluye premisas y supuestos económicos del portafolio corporativo 2018 que representan escenarios con factores de seguridad más amplio y por lo tanto no se ajustan al nivel de definición del proyecto y grado de incertidumbre, como tampoco se ajustan a la realidad y expectativa futura del comportamiento macroeconómico del reflejar el impacto en el VPN del proyecto por las desviaciones en ingresos o egresos.

### **3. OBJETIVOS**

En los objetivos que promueve el título, se puede precisar en los siguientes:

#### **3.1. Objetivo general**

Aplicar una evaluación financiera a un proyecto de desarrollo de producción de petróleo en un campo maduro del Huila en el 2018, determinando su generación de valor y rentabilidad respecto a los indicadores financieros utilizados en la industria para la toma de decisión de inversión.

#### **3.2. Objetivos específicos**

- Establecer los antecedentes en la explotación petrolera en Colombia, especialmente en el departamento del Huila y el impacto de estas inversiones en la economía.
- Establecer un caso de estudio de proyecto de inversión en desarrollo de producción de petróleo y definir criterios y metodología de evaluación financiera, como también los

indicadores financieros establecidos en la industria para la toma de decisión en las inversiones.

- Evaluar financieramente el caso de estudio respecto a la metodología establecida y calcular los indicadores financieros, con los respectivos análisis de sensibilidad.

#### **4. ANTECEDENTES**

##### **4.1. Producción petrolera en Colombia**

La historia del petróleo en Colombia inicia oficialmente con la firma del contrato de la Concesión de Mares el 28 de noviembre de 1905 y posteriormente un segundo impulso con la firma de la Concesión Barco en 1910, sin embargo, la explotación inicia solo hasta el año 1918 con la perforación del pozo productor Infantas No 1. Estas dos concesiones sufrieron procesos de caducidad, debido a que los concesionarios no contaban con los recursos necesarios para su adecuada explotación, fue así como en 1919 la Concesión de Mares fue traspasada a la compañía norteamericana Tropical Oil Co y en 1928 se aprobó la transferencia de la Concesión Barco a la compañía Colombian Petroleum Co; con el inicio de las operaciones de las compañías extranjeras que inyectaron grandes capitales, se adelantaron descubrimientos de nuevos campos en el Magdalena medio, Catatumbo y Valle Inferior del Magdalena, y con ello, se inicia el desarrollo de la industria petrolera en Colombia. El año 1926 marcó el inicio de Colombia como país exportador de petróleo cuando en el mes de julio el buque cisterna T.J. Williams transportó por

primera vez 88,172 barriles de crudo, provenientes de la concesión De Mares, desde Mamonal hasta los Estados Unidos<sup>2</sup>.

En el año 1951 con la reversión al Estado Colombiano de la Concesión de Mares se constituye la Empresa Colombiana de Petróleos – Ecopetrol, con la que el estado colombiano comienza a ejercer autoridad, administración y regulación sobre el petróleo, y adicionalmente se incorpora en cada una de las partes de la cadena del negocio (Producción, Transporte, Refinación y Distribución).

En 1970 ocurre el cambio de los esquemas de contratación del sistema de Concesiones al de Contratos de Asociación con Ecopetrol, y como resultado de esta política se recupera la posición exportadora del país. En 1985 se descubren los campos más importantes de Colombia, dentro de ellos se encuentran los de los Llanos Orientales, La Guajira y algunos pozos más en el Valle del Magdalena.

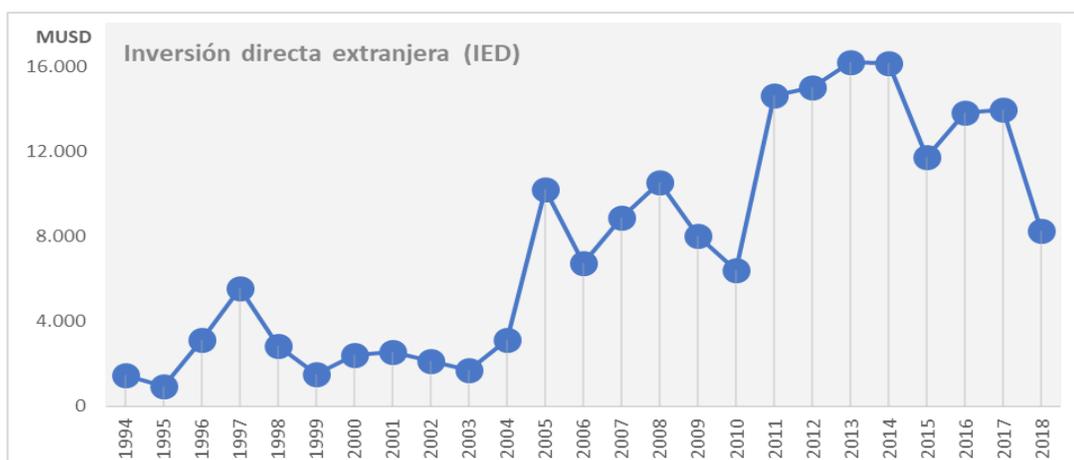
En el 2003 se consolidó la reestructuración del sector hidrocarburífero Colombiano con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos- ANH como respuesta a la situación crítica que atravesaba Colombia debido a la disminución de las reservas de petróleo<sup>3</sup>, esta reestructuración trae dos cambios principalmente; el primer cambio implica que la ANH se convierte en el ente administrador y regulador, y Ecopetrol en una sociedad pública por acciones (S.A.) permitiéndole autonomía y desempeño con visión empresarial y comercial para competir en el mercado; el segundo cambio y más importante es la adopción del nuevo contrato de

---

<sup>2</sup> La Tropical Oil Company y La Concesión de Mares (1917-1951). <https://www.combustiblescolombia.com/tropical-oil-company-en-colombia>

<sup>3</sup> ANH, Historia. <http://www.anh.gov.co/la-anh/Paginas/historia.aspx>

regalías, impuestos y derechos, que reemplazó el contrato de asociación; este modelo contempla tres (3) etapas diferentes y separadas: exploración, evaluación y explotación, cuya duración está alineada con los estándares internacionales y genera una participación para el Estado entre el 50 y 60%<sup>4</sup>.



**Gráfico No 1 Inversión directa extranjera. Fuente: Banco de la República.**

A partir del año 2004 con el nuevo esquema contractual y los ascendentes precios del petróleo que para el año 2012 alcanzan su mayor valor histórico (\$109,45 USD/BBL) se dan las condiciones para que la inversión directa extranjera (IED) alcanzaran los 10.500 MUSD anuales a través de contratos de exploración, evaluación y explotación, adicionalmente con un aumento en las áreas explotadas, la infraestructura y la producción, se logra alcanzar una producción histórica de un millón de barriles por día (bpd) en el año 2015. Actualmente la ANH registra un total de 253 contratos vigentes de exploración y producción y de evaluación técnica y un total de 243 áreas y la producción actual es de 878.854 barriles por día (bpd) y se proyecta cerrar el año con 886.000 BOPD.

<sup>4</sup> ANH, Historia. <http://www.anh.gov.co/la-anh/Paginas/historia.aspx>

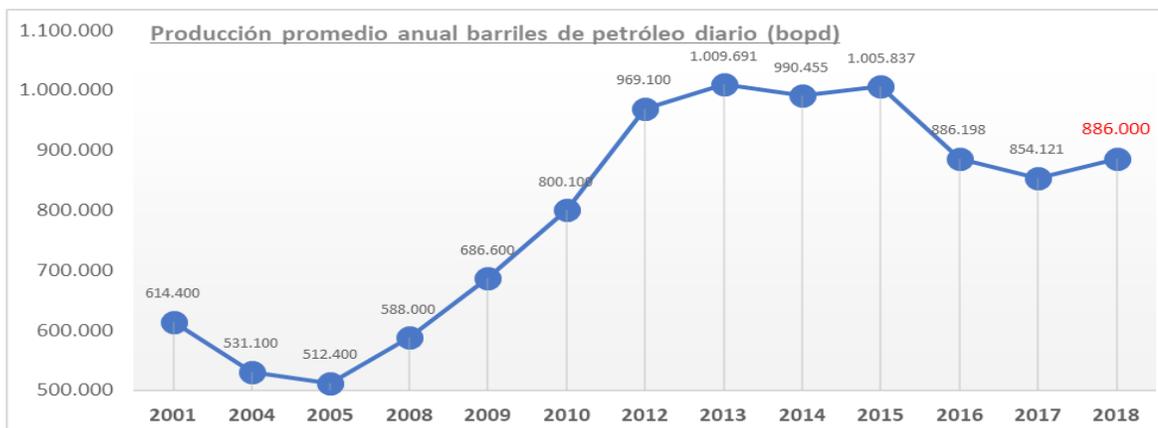


Gráfico No 2. producción petróleo Colombia. Fuente: MinMinas /ANH.

#### 4.2. Producción petrolera en el departamento del Huila

El departamento del Huila inicia su producción petrolera en los años 1957, en esa fecha se hacen los primeros trabajos de exploración y su etapa de producción inicia 7 años después, en el momento que comienza la denominada Concesión Neiva, sin embargo el departamento recibe sus primeras regalías en el año 1965, un año después de dar inicio a la etapa de producción petrolera, esas primeras regalías sumaron el valor de 2.160 pesos colombianos, lo cual correspondía al 13% de la producción diaria promedio de 317 barriles. Entre julio del año 1970 y diciembre de 1972 inician las concesiones de Carnicerías y Tello lo cual incrementa la producción de crudo a 3.700 barriles diarios, esto hace que las regalías del siguiente año asciendan a 3.564.310 pesos colombianos. Entre los años 1975 y 1981 la producción petrolera del departamento del Huila creció de manera acelerada con un ritmo promedio del 43%, pasando a producir 26.785 barriles promedio día y a su vez las regalías subieron a 442.000.000 de pesos colombianos, entre 1981 y 1985 dan apertura operacional a los asociaciones Andalucía y Palermo lo cual incrementaba la producción a 39.385 barriles promedio día llegando a representar el 22% de la producción total diaria de todo el país que en ese momento era de 176.000 barriles promedio día.

En la década de los 90 fue considerada como La Década Dorada del Petróleo, se incrementó la explotación petrolera de manera muy acelerada, llegando a duplicar la producción nacional, pasando de 439.000 a 815.000 barriles promedio día, para este mismo periodo inicia la Asociación Hobo – Yaguará, campos petroleros del Departamento del Huila.

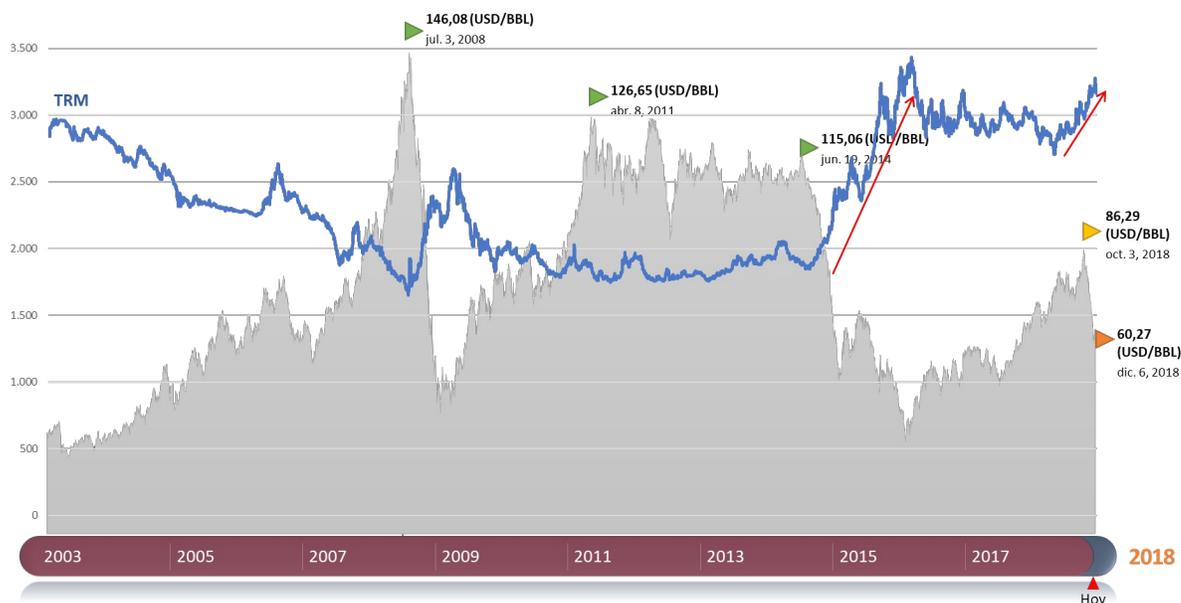
Durante el año 2017 la producción del departamento fue de 25.852 barriles equivalentes diarios. El Grupo Empresarial Ecopetrol, contando a Hocol y Ecopetrol SA, es el operador del 99% de los campos de producción en el Huila.

Actualmente Ecopetrol opera el 90 por ciento de esa producción a través de la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Huila – Tolima, en 21 campos con una producción de 22.465 barriles de producción equivalente promedio día. En la actualidad la producción de hidrocarburos en la tierra opita corresponde al 3 por ciento del consolidado nacional, moviendo el 10 % de la economía de la región. Debido a que los campos del Huila llevan más de 50 años de explotación y la declinación de la producción actual, sumado a los desarrollos de campos en el Meta y Casanare, hacen que el Huila haya perdido participación en la producción nacional convirtiéndolo en un departamento con producción marginal que impacta a la hora de priorización de inversiones por parte Ecopetrol, adicional en la última década no se han encontrado yacimientos petroleros importantes que puedan generar una expectativa positiva para la región.

A pesar de reto de operar campos maduros y operarlos eficientemente, Ecopetrol invertirá en el Huila 455 Millones de dólares entre los años 2018 - 2021, de los cuales 132 millones de dólares se están ejecutando este año 2018, las inversiones proyectadas para el 2019-2021 corresponden a

proyectos de desarrollo ubicados en los Campos Arrayán, Santa Clara, San Francisco, Yaguará y Río Ceibas, con los cuales se estima incrementar la producción por encima de los 30.000 BOPD.

### 4.3. Impacto variaciones precio del petróleo



**Gráfico No 3. Histórico precios BRENT vs TRM. Fuente: Investing.com.**

La crisis más reciente por la caída de los precios del petróleo se registra en el segundo semestre del año 2014 donde luego de tres años de sostener precios por encima de cien dólares por barril (USD/BBL), en seis meses el precio logra caer -76% pasando de \$115.06 usd/bbl el 19-Jun-2014 a \$27.88 USD/BBL el 20-Ene-2015. Esta caída de precios desde el punto de vista económico corresponde a un desbalance entre la oferta y demanda. El World Bank (Global Economic Prospects January 2015) identifica cuatro razones para la caída de 2014-2015<sup>5</sup>:

- El exceso de oferta en un momento de debilitamiento de la demanda,
- Un cambio en los objetivos de la OPEP

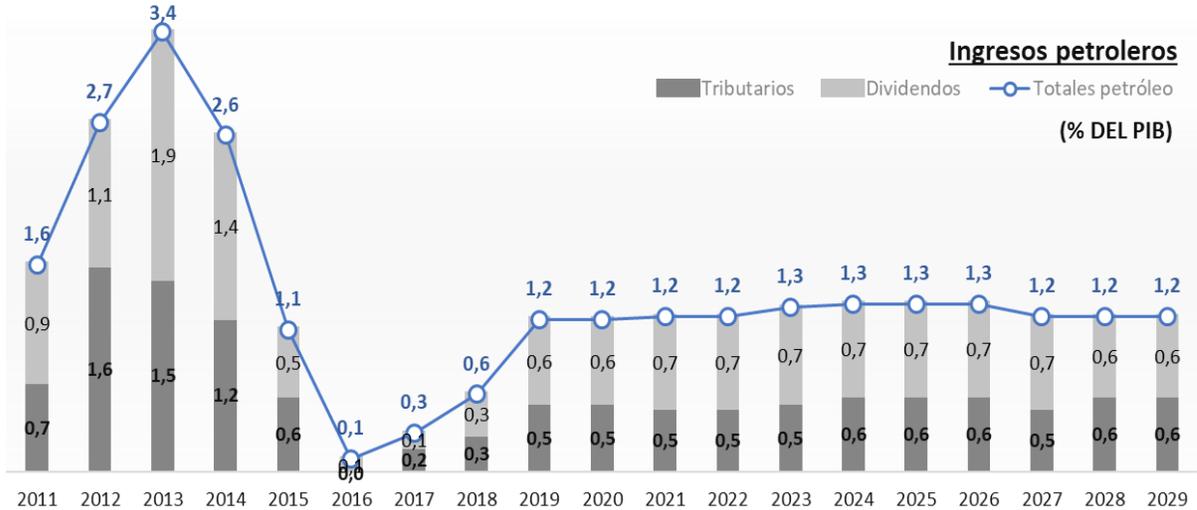
<sup>5</sup> El desplome 2014-2015 de los precios del crudo: causas y previsiones a corto plazo.

- La disminución de la preocupación en torno a las interrupciones de suministro por causas geopolíticas, y
- La apreciación del dólar estadounidense.

Los países productores se vieron afectados directamente, quienes vieron disminuidas sus ingresos fiscales afectados por menores rentas de regalías e impuestos, adicionalmente, esto ocasionó la suspensión de proyectos que ya no eran tan atractivos y/o eran marginales, algunos campos debieron parar generando suspensión de miles de contratos laborales como también de bienes y servicios. Considerando que los países petroleros dependen en gran medida del precio del barril y del precio del dólar y su participación en la producción nacional como en el caso de Colombia, el impacto del petróleo puede llegar hasta en un 25% del PIB, particularmente en Colombia se registró el efecto en:

- TRM: Revaluación del Dólar. Había menos dólares en el mercado por lo tanto sube su precio.
- Regalías: Disminución en 6.5 billones de pesos para el año 2017 para desarrollo rural.
- Empleo: Despido de 110.000 trabajadores (directos e indirectos)
- Reservas: Disminución de reservas a 5,1 años, al suspenderse los proyectos de exploración y producción.
- Balanza Comercial: Aumento en el déficit de la balanza comercial, reducción de exportaciones.
- Inversión extranjera: La inversión extranjera disminuyó en un 27% del 2014 al 2015

En lo referente a los ingresos petroleros por conceptos tributarios y dividendos respecto al total del Producto Interno Bruto, del periodo del 2013 al 2016 pasaron de tener una participación del 3,4% del total del PIB a un 0,1%, es decir una reducción del 97%, como se puede ver en el grafico No 4. Del mismo modo podemos observar en el gráfico que las proyecciones de los ingresos fiscales para la próxima década (2019-2029) de estas rentas del petróleo, las cuales se realizaron con un ingreso esperado entre el 1,2 – 1,3% del PIB proyectado y en efecto la actividad petrolera ha hecho parte de la agenda económica de los últimos cuatro gobiernos presidenciales como uno de los impulsores de la economía. Dado lo anterior, se evidencia que el precio del petróleo incide directamente sobre ingreso fiscal, el crecimiento de un país, la balanza de pagos, a grandes oscilaciones en los ciclos económicos, y a cambios en los precios internos de un país productor.



**Gráfico No 4. Ingresos petroleros sobre PIB. Fuente: Banco de la Republica.**

En cuanto al PIB de un país, cada 5 dólares de cambio en el precio del petróleo afectan al PIB mundial en un 0,5% (efecto expansivo o depresivo). Por tanto, el crecimiento económico del PIB depende de las perturbaciones del precio del petróleo. La correlación entre estos es negativa

debido a que aumentos en el precio del petróleo hacen decrecer a la economía del país, llevándonos a fuertes recesiones económicas.

## **5. JUSTIFICACIÓN**

La empresa representa el medio para hacer negocios y su fin debe ser la generación de valor para los accionistas, el estado y la sociedad; los resultados de las empresas dependen de buenas decisiones; generalmente las decisiones de inversión en las empresas están asociadas a la ejecución de un plan estratégico a mediano y largo plazo que convierte los objetivos estratégicos en proyectos concretos. Cada proyecto requiere ser evaluado desde el punto de vista técnico, económico y de riesgos, para ello los inversionistas actualmente cuentan con metodologías para las evaluaciones económicas, las cuales son básicamente modelos matemáticos que permiten representar un caso de negocio y su comportamiento incluye las variables que intervienen en el proceso del negocio y que se resumen en ingresos, costos y gastos, cada una ellas detallada y soportada con la mejor información disponible, enmarcada en las condiciones contractuales, fiscales, económicas, sociales y de riesgos inherentes al tipo de actividad y la región donde se ejecuta la inversión.

Las evaluaciones económicas permiten cuantificar las ventajas y desventajas de realizar un proyecto, es decir permite comparar los beneficios y costos del proyecto respecto la inversión a realizar, y que adicionalmente la hace comparables frente a otras oportunidades de inversión. A pesar de que las evaluaciones económicas es un método de análisis útil para adoptar decisiones racionales ante diferentes alternativas, es la evaluación financiera propiamente dicha la

herramienta utilizada por los gerentes para la toma de decisiones porque esta considera las variables del proyecto expresadas en términos monetarios (masa monetaria) con el objetivo de validar su rentabilidad en términos de flujo de dinero, facilitando el análisis del flujo de fondos (entradas- salidas) estableciendo como y en que momento ocurren las inversiones, los gastos, los ingresos dentro del horizonte económico del proyecto y adicionalmente permitiendo determinar el periodo de recuperación de la inversión, dato que es tenido en cuenta a la hora de tomar una decisión de inversión y dentro de los objetivos del inversor es tener rápido flujo de caja y reembolso de los recursos.

En lo que respecta al caso de estudio, debemos considerar que tenemos a una empresa estatal encargada de operar campos maduros de manera rentable, y que estos representan retos técnicos y financieros debido al comportamiento de la producción del mismo y los costos de operarlo, que adicionalmente tiene la responsabilidad empresarial de ser una empresa competitiva de talla mundial en el sector de los hidrocarburos que la obliga a tener los mejores resultados y desde el punto de vista de la responsabilidad social tiene la obligación de generar bienestar a las regiones donde opera permitiendo mejorar la calidad de vida y nivel socio económico de la comunidades, las cuales siempre están a la expectativas de las inversiones que generen empleo local, compra de bienes y servicios y proyectos de inversión social para la mejora de la infraestructura. Dada todas las consideraciones anteriores, la evaluación financiera nos permite validar la rentabilidad del proyecto determinando el flujo de fondos, calculando el Valor presente Neto (VPN) , y el análisis de sensibilidad sobre el VPN dadas las posibles desviaciones que puede presentar el proyecto durante su ejecución en cada una de las variables (OPEX, CAPEX, Precio, Producción), de tal forma que nos da información suficiente para determinar la robustez financiera del mismo, la robustez entendida como la flexibilidad del proyecto expresadas en rangos de desviación

respecto a lo planeado de las variables que componen el flujo de fondos (ingresos – egresos ) y que permiten que este siga siendo rentable.

## **6. MARCO LEGAL**

La reglamentación de la actividad petrolera como tal, data desde el año 1953 con el decreto 1056 donde se expide el Código de Petróleos compuesto de 231 artículos, XII capítulos de disposiciones legales y XII capítulos de disposiciones reglamentarias sobre la explotación y producción petrolera en el territorio nacional y empezó a regir a partir del 20 de abril del mismo año.

Con la Constitución de 1991 se cambió la orientación de la actividad petrolera y se define 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 de leyes preexistentes”*. Adicionalmente, el artículo 360. Reconoce como beneficiarias directas de las regalías a las entidades territoriales en las cuales se explota y a los puertos marítimos y fluviales por donde se transportan los recursos naturales no renovables. El Artículo 361. Crea el Fondo Nacional de Regalías (FNR) y determina los sectores de inversión, promoción de la minería}, preservación del medio ambiente y proyectos regionales de inversión. Posteriormente se aprobaron dos leyes para la regulación de las regalías:

- La ley 141 de 1994 estableció oficialmente un régimen de regalías de 20%. Se dio origen al FNR y se estableció reglas para la liquidación, distribución y utilización del recurso explotado.

- La ley 756 de 2002, modificó la ley 141 de 1994 y estableció los criterios de distribución y cálculo de regalías.

### 6.1. Marco institucional colombiano del sector petrolero

El marco institucional está compuesto por el Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos y ECOPETROL, cada una de ellas desde su ámbito contribuye a la consolidación de la institucionalidad del sector de los hidrocarburos.

- **Ministerio de Minas y Energía:** Fundado en 1940, es un ente público de nivel superior ejecutivo central que actúa a nivel nacional y tiene por objeto la administración de los recursos naturales no renovables de Colombia. Tiene como propósito formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes generales, programas y proyectos del Sector de Minas y Energía. En relación con el sector de los hidrocarburos, se encarga de dirigir y coordinar la política nacional bajo la que se rige toda la cadena productiva, es decir la exploración, explotación, transporte, refinación, procesamiento, beneficio, transformación y distribución de minerales, hidrocarburos y biocombustibles<sup>6</sup>.
- **Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH):** Creada en 2003, la ANH es una entidad con autonomía administrativa, técnica y financiera, adscrita al Ministerio de Minas y Energía, encargada de la administración integral de la producción y reservas de hidrocarburos de Colombia. Su misión es promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos del país, administrándolos integralmente y armonizando los intereses de la

---

<sup>6</sup> Los Roles Institucionales. ANH. <http://www.anh.gov.co/portalseguridad/Paginas/LOS-ROLES-INSTITUCIONALES.aspx>

sociedad, el Estado y las empresas del sector. Mediante la identificación y evaluación del potencial hidrocarburífero del país debe garantizar la provisión abundante de energía derivada de estos recursos, en condiciones de sostenibilidad ambiental, económica y social. Por su capacidad técnica, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, funciona como elemento de apoyo al Ministerio de Minas y Energía para la formulación y aplicación de la política gubernamental en materia de hidrocarburos.

- **Ecopetrol:** Fundada en 1951 y transformada en 2003 como una Sociedad de Economía Mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, Ecopetrol S.A. tiene por objeto social enfocarse en el desarrollo, dentro y fuera de Colombia, de las actividades comerciales o industriales correspondientes o relacionadas con la exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos, sus derivados y productos.

## 6.2. Los contratos

En la actualidad hay dos tipos de contrato, el contrato de Evaluación Técnica (TEA) y el contrato de exploración y producción (E&P).

- **Contrato de Exploración y Producción E&P:** Mediante el contrato de E&P se otorga al Contratista el derecho a explorar el Área contratada, y a producir los Hidrocarburos convencionales de propiedad del Estado que se descubran dentro de dicha área. El contratista

desarrolla el programa de trabajo, que hace parte de los compromisos del contrato, con autonomía y responsabilidad exclusiva. El contratista define el programa de trabajo, construye y es dueño de las facilidades, y opera con autonomía y responsabilidad, a su propio riesgo y costo. El contratista es dueño de todos los derechos de producción —después de regalías — y eventualmente tendrá que hacer pagos a la ANH por los ingresos adicionales cuando el precio internacional del crudo de referencia exceda un nivel de activación. El contratista paga impuestos por ingresos, de acuerdo con la ley. Este nuevo modelo de contrato colombiano es un sistema de regalías/ impuestos

- **Contrato de Evaluación Técnica (TEA):** Su objetivo principal es evaluar el potencial hidrocarburífero de un área e identificar prospectos para celebrar un eventual contrato de E&P sobre una porción ó la totalidad del área contratada. El evaluador puede hacer actividades de exploración superficial de geología, pozos estratigráficos, aerofísica, etc., entre otras, con una duración máxima de 36 meses en áreas continentales y de 36 meses en áreas costa afuera, según el programa de trabajo. El evaluador debe desarrollar el programa con autonomía bajo su responsabilidad operacional exclusiva, con un derecho de prelación para suscribir un Contrato de E&P. No le aplican regalías.

### 6.3. Regalías

Contraprestación económica que recibe el Estado por la explotación de un recurso natural no renovable cuya producción se extingue por el transcurso del tiempo. Las regalías constituyen una participación del Estado en la renta generada por la explotación de los recursos del subsuelo. En términos contractuales, el Estado se asocia con la empresa extractiva, aportando el capital natural

como parte de la inversión (los recursos del subsuelo); y, como resultado, participa en los rendimientos de dicha inversión (las regalías)<sup>7</sup>. Las regalías son de dos tipos:

7. **Directas:** Son aquellas asignadas a las entidades territoriales en cuya jurisdicción se explotan recursos naturales no renovables, así como los puertos marítimos y fluviales por donde se transportan los recursos explotado o sus productos derivados.
8. **Indirectas:** Son aquellas no asignadas directamente a los departamentos y municipios productores, así como a los municipios portuarios, marítimos o fluviales por donde se transportan los recursos explotados o sus productos derivados, cuya administración corresponde al Fondo Nacional de Regalías. Sus recursos se destinan a la promoción de la minería, medio ambiente, y a financiar proyectos regionales de inversión definidos como prioritarios en los planes de desarrollo.

El hecho generador de las regalías es la “*producción*” de los recursos naturales no renovables (hidrocarburos y minerales). Las etapas de exploración y perforación no generan regalías. El porcentaje de regalía varía entre el 8% y el 25% s según el volumen de producción:

- Hasta 5.000 barriles por día: 8%
- Entre 5.000 y 125.000 barriles por día:  $8\% + (\text{producción} - 5.000) * 0,10$
- Entre 125.000 y 400.000 barriles por día: 20%
- Entre 400.000 y 600.000 barriles por día:  $20\% + (\text{producción} - 400.000) * 0,025$
- Más de 600.000 barriles por día: 25%

---

<sup>7</sup> Pag. 12. Actualización de la cartilla: “Las Regalías en Colombia”, DNP, Bogotá D.C. noviembre de 2007

## 9. MARCO TEÓRICO

*“Todo inversionista racional basa sus decisiones intuitivamente o no, en dos aspectos financieros básicos: el valor del dinero en el tiempo y el riesgo, y variables íntimamente relacionadas entre si que finalmente generaran una expectativa de ganancias”<sup>8</sup>.*

Desde el punto de vista teórico la evaluación financiera de proyectos se traduce al correcto análisis del flujo de fondos y los riesgos, con el fin de determinar el rendimiento de la inversión. La predictibilidad y objetividad de la evaluación financiera dependerán de la apropiado modelamiento del comportamiento de los ingresos y egresos del proyecto, por lo tanto es necesario conocer el tipo de proyecto sobre el cual se van a invertir los recursos, para establecer las correctas estimaciones de los montos y el tiempo en el que se realizan las inversiones, gastos, costos y los ingresos percibidos; el conocimiento del proyecto es importante para identificar los riesgos e incluirlos dentro de las estimaciones y los análisis de sensibilidad.

La representación en el horizonte económico del proyecto de los ingresos y egresos esperados es lo que conocemos como flujo de caja, y es la que nos va a permitir describir el desempeño financiero del proyecto permitiéndonos calcular los indicadores financieros y los factores que pueden impactar positiva o negativamente los mismos, así como determinar su rentabilidad. Los principales indicadores de la evaluación financiera de proyectos de desarrollo de producción de petróleo que son los aceptados en la industria son el Valor presente Neto, La tasa interna de retorno, La eficiencia de la inversión, el costo de desarrollo, el periodo de recuperación de la

---

<sup>8</sup> Pág. 18, Evaluación económica de proyectos petroleros. Rigoberto Moix Munto. Pacific Rubiales Energy, Editorial HPERGRAPH 2014.

inversión, el precio de equilibrio y el costo promedio ponderado de capital. Es importante antes de entrar a detallar los indicadores financieros considerar el concepto básico financiero del dinero en el tiempo asociado a los conceptos de valor futuro.

### 9.1. El Valor Futuro (VF)

Indica el valor que tendrá una inversión en algún momento del futuro de acuerdo a la tasa de interés a la cual esté colocada:  $VF=C*(1+r)^t$ , donde  $r$  es la tasa de interés y  $C$  el capital invertido, si adicionalmente se reinvierte el capital más los intereses generados por más de un período estamos hablando de interés compuesto, es decir interés sobre interés.

$VF=C*(1+r)^t$  siendo  $t$  la cantidad de periodos

La tasa de descuento es una variable clave de incidencia en esta ecuación pues representa el rendimiento mínimo que se espera del proyecto. En empresas en funcionamiento con una estructura óptima de endeudamiento la relación deuda/activos y patrimonio/activos es estable a través del tiempo. En este caso, se usa la tasa corporativa estimada por el Costo Promedio Ponderado del Capital (CPPC), también conocida como WACC. La fórmula para el cálculo de la tasa de costo promedio ponderado es:

$$CPPC \text{ ó } WACC = K_i * \frac{PN}{A} + K_d * \frac{P}{A} * (1 - t)$$

$K_i$ = tasa de retorno

$A$  = Activo

$P$  = Pasivo

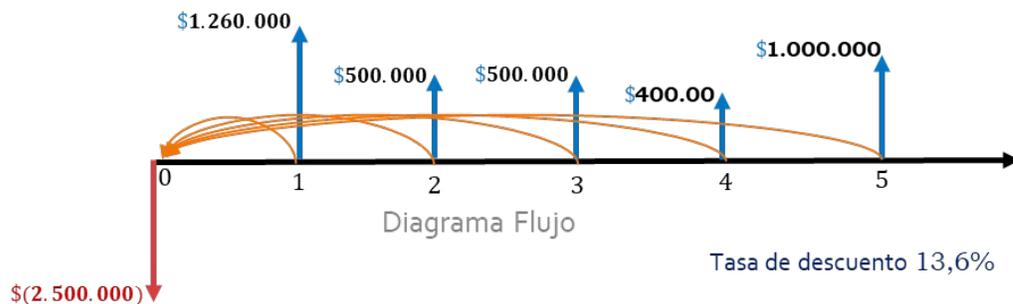
$PN$  = Patrimonio Neto

$K_d$ = tasa de costo de la deuda

$T$  = tasa impuesto a las ganancias

### 9.2. Valor Presente Neto (VPN)

Es el valor monetario que resulta de restar la suma de los flujos descontados a la inversión inicial. El método del Valor Presente Neto (VPN), es una de las técnicas de evaluación financiera más utilizadas en la evaluación de un proyecto de inversión, lo anterior, se debe a dos razones fundamentales: la primera es su sencilla aplicación y la segunda, se relaciona con el cálculo de los ingresos y egresos futuros, traídos a valores presentes, esto significa, que se puede visualizar claramente si los ingresos son mayores que los egresos. Es importante porque considera el valor del dinero en el tiempo y una tasa de descuento que incluye la expectativa de ganancia esperada por el inversionista. Gráficamente se representa de la siguiente forma:



**Gráfico No 5. Diagrama de flujo de fondos calculo VPN.**

Para su cálculo se usa la siguiente formula:

En donde:

$I_0$  = Inversión Inicial

$FC$  = Flujo de caja anual

$i$  = Tasa de corte/ rendimiento requerido/ costo de capital

$t = 1,2... n$ : número de periodos de vida útil del proyecto

### 9.3. Tasa Interna de retorno (TIR)

Constituye la tasa de interés a la cual se debe descontar los flujos de efectivos generados por el proyecto a través de su vida económica para que estos se igualen con la inversión. Representa la rentabilidad generada por un proyecto, Algebraicamente es la tasa de descuento a la cual un proyecto genera un valor presente neto igual a cero  $VPN(TIR) = 0$ .

Criterio de decisión:

1. Si la TIR es mayor a la tasa de corte, aceptar el proyecto.
2. Si la TIR es menor a la tasa de corte, rechazar el proyecto.
3. Si la TIR es igual a tasa de corte, aceptar el proyecto.

Se puede calcular con la siguiente formula:

#### **9.4. Eficiencia de la Inversión (EFI)**

Indicador financiero que permite medir la generación de valor por cada unidad monetaria invertida, es una herramienta de decisión de gran utilidad pues permite comparar la generación de valor de un proyecto frente a los recursos invertidos. Su calculo esta determinado por el cociente entre el Valor presente Neto (VPN) y el Valor presente de la inversión (VPI).

### **9.5. Periodo de recuperación de la inversión – PRI (Payout)**

El PRI es el método financiero que mide el plazo de tiempo que se necesita para que los flujos netos de efectivos de una inversión recuperen su costo o inversión inicial. Este método se calcula tomando los pronósticos de la inversión inicial y del estado de resultados del proyecto. Para su cálculo se utiliza el flujo de caja acumulado durante el horizonte económico del proyecto y esta determinado por el periodo en donde el flujo de caja se iguala a cero o es positivo, es decir corresponde al año donde el flujo caja neto deja de ser negativo.

### **9.6. Precio de equilibrio (Breakeven)**

Es un método esencial en la estrategia del proyecto e cual es fundamental para observar el grado de solvencia del proyecto y su potencial de rentabilidad. Para este caso, es el precio del petróleo sobre el cual los flujos de caja descontados se igualan a cero, es decir es el precio de venta en el cual el VPN es igual a cero.

### **9.7. Costo de desarrollo**

Básicamente expresa la relación del costo en dólares para producir un barril de petróleo. Es otra herramienta de decisión utilizada por los inversores en la industria petrolera debido a que le permite comparar proyectos de producción. Generalmente se prefieren costo de desarrollo menores a 15 dolares por barril, y en la mayoría de los casos a menor costo de desarrollo el proyecto presenta mejor VPN.

## **10. METODOLOGÍA EVALUACIÓN FINANCIERA**

En el sector de hidrocarburos se aplican generalmente se aplican otras cuatro metodologías de evaluación financiera:

- Evaluación financiera con VPN de flujos de caja libre descontados
- Evaluación financiera con Factor J
- Evaluación financiera con Tarifa
- Evaluación financiera por sistema de transporte

Para la evaluación de proyectos de producción se usa usualmente en la industria de los hidrocarburos la evaluación financiera con VPN de flujos de caja libre descontados porque ellos generan flujos de caja adicionales. Generalmente en la industria para el calculo de la tasa de descuento se utiliza el

El flujo de caja libre representa la liquidez que genera un proyecto a lo largo de su horizonte económico y asocia elementos exclusivos de la operación del proyecto, por esta razón no tiene en cuenta ningún rubro relacionado con fuentes de financiación del proyecto. Financieramente, el flujo de caja libre es la liquidez disponible para servir la deuda y las exigencias de los accionistas. Para la estructuración del flujo de caja libre en proyectos de producción y para efectos de valoración de proyectos no se requieren estados financieros para su construcción, la estructura convencional de flujo de caja libre es la siguiente:

$$FCL = \text{Ingresos} - \text{Egresos}$$

$$FCL = \text{Ingresos} - \text{Costos operaciones (OPEX)} - \text{Impuestos (TAX)} - \text{Inversiones (CAPEX)}$$

## 10.1. Ingresos

Los ingresos están determinados por la producción neta y el precio de venta de barril de crudo con referencia BRENT, el cual es el precio de referencia utilizado por Ecopetrol para venta de crudo. La producción neta corresponde a la producción bruta menos regalías, recordar que conforme la normativa de explotación y producción se establecen un porcentaje de regalías variables las cuales serán descontadas directamente de la producción bruta, normalmente las regalías se establecen como un porcentaje del hidrocarburo producido, en este caso como la producción del campo está en un rango menor de cinco mil barriles diarios en su pico máximo, le aplica regalías del 8%. para efectos de la evaluación financiera se descontarán el 8% de la producción para el cálculo de los ingresos.

La producción bruta estará determinada por el cálculo y/o las estimaciones del plan de producción y/o pronósticos entregados por el equipo técnico de Yacimientos conforme a la información geológica y de ingeniería, la cual no hace parte de este ejercicio.

$$\textit{Producción Neta} = \textit{Producción Bruta} - \textit{Regalías (8\% * Producción bruta)}$$

## 10.2. Costos Operacionales (OPEX)

Los costos operativos son los desembolsos relacionados a la operación del proyecto, no pueden ser capitalizados y generalmente en proyectos de producción de hidrocarburos están asociados a costos de energía eléctrica para operar los equipos y plantas, costos de químicos para los tratamientos de fluidos y demás como costos de mantenimientos, de personal directo e indirecto

asociado a la operación etc. En la industria de hidrocarburos se cuenta con amplia información detallada y clasificada y se establecen costos constantes por barril producido expresados en dólares, para este caso de estudio los datos fueron suministrados de los costos operativos del campo objeto de estudio.

$$OPEX = \text{Costos fijos} + \text{Costos variables} + \text{Costo de transporte} + \text{Costo Calidad}$$

En este caso, los costos operacionales están agrupados en cuatro ítems, costos fijos, costos variables, costos de transporte y costos de calidad. Los dos primeros (costos fijos y costos variables) están asociados a los costos que asumen la empresa por operar y producir petróleo en especificación de venta con las facilidades o infraestructura que tiene en el campo, esto incluye Pozos más Planta de tratamiento (Batería). Santa clara. Los costos de transporte corresponden a la tarifa por barril que se paga por utilizar los oleoductos desde la planta hasta la refinería y/o puertos; y el costo de calidad es un descuento que se aplica por pérdida o desviaciones en a la especificación del crudo por contenidos de metales y/ otros elementos.

También se incluye el costo de abandono que es una provisión para cubrir los trabajos que se deben realizar cuando termina la vida útil del pozo para clausurar el pozo a nivel de subsuelo y entregar las áreas explotadas en las condiciones inicialmente recibidas conforme lo estipulado en el contrato de explotación y producción.

### **10.3. Impuestos (TAX)**

El modelo de evaluación financiera debe incluir el pago de impuesto a la renta, cuya base para el cálculo es el resultado de aplicar la tasa de impuesto que en este caso es del 33% a la ganancia gravable que le indicaremos como EBITDA, la cual está determinada por:

$$\text{Ganancia Gravable (EBITDA)} = \text{Ingresos} - \text{Opex}$$

#### **10.4. Inversiones de capital (CAPEX)**

Corresponden a todos los desembolsos capitalizables que pasan a formar parte de los activos y están asociadas a todas las inversiones requeridas para ejecutar el proyecto. Normalmente las inversiones están agrupadas en inversiones directas e inversiones indirectas.

- **Inversiones directas:** Están clasificados en inversiones de subsuelo e inversiones de superficie; las inversiones de subsuelo corresponden a los costos de las actividades de pozos entre las cuales tenemos la perforación y completamiento de nuevos pozos y los workover. Las inversiones de superficie corresponden a las inversiones de infraestructura que permiten recolectar, transportar y procesar los fluidos producidos en los pozos (petróleo, agua, gas). En el se incluyen los costos de los estudios e ingenierías requeridos para el diseño de la nueva infraestructura, como también todos los costos de personal asociados directamente a la actividad de construcción y puesta en operación de la infraestructura.
- **Inversiones Indirectas:** Estas corresponden a gastos de personal administrativo y de gestión asociado al proyecto, como también las inversiones asociadas a los cumplimientos de las obligaciones ambientales y sociales derivadas de la actividad de explotación y producción conforme la normatividad vigente. En las inversiones indirectas también se incluye las

reservas de contingencias del proyecto que desde el punto de vista financiero corresponden al capital destinado para cubrir los desembolsos por riesgos materializados (Capital a riesgos).

## **11. APLICACIÓN MODELO EVALUACIÓN FINANCIERA**

### **11.1. Caso de estudio**

El caso de estudio que actualmente se desarrolla en el campo Santa Clara, donde actualmente hay un proyecto en curso de desarrollo secundario del yacimiento que permite aumentar la producción del campo. En calidad informativa y de forma general se relacionan aspectos del proyecto como Objetivo, alcance, costo y tiempo, con el fin de poder contextualizar el proyecto sobre el cual se realizará la evaluación financiera.

- **Objetivo del proyecto:** Desarrollar reservas por 3,6 MBls, de petróleo al límite técnico a través de actividades de recobro secundario en el campo Santa Clara- Palermo durante las vigencias 2018-2022.
  
- **Alcance:** A continuación, se describen ls actividades del alcance del proyecto.
  - Perforación, Completamiento y puesta en operación de 3 pozos inyectoros.
  - Conversión de 1 pozo productor a Inyector.
  - Reactivación de 3 pozos productores.
  - Up grade sistema de levantamiento pozos productores artificial

- Adecuación de locaciones y construcción de facilidades de Pozos.
- Construcción de líneas de inyección
- Ampliación de la Batería Santa Clara a 20KBFPD, incluye instalación de STAP y PIA
- Repotenciación Sistema eléctrico en pozos

• **Cronograma:**

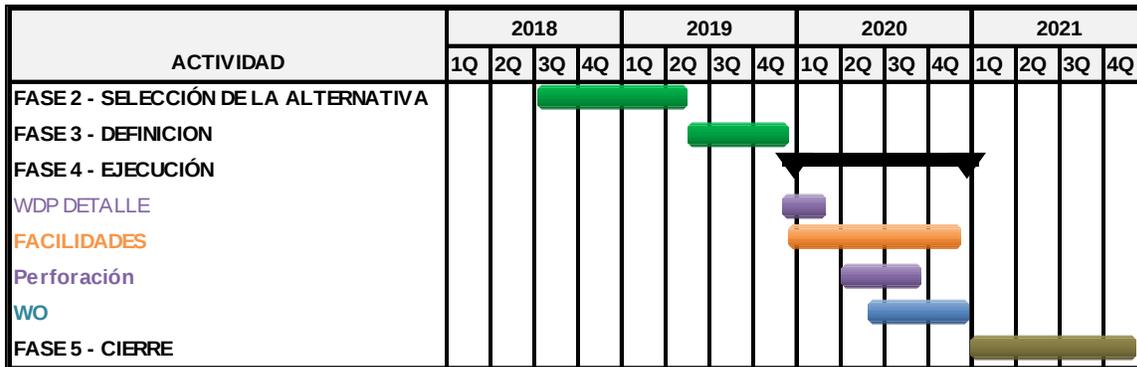


Gráfico No 6. Cronograma de la inversión y/o proyecto

• **Inversiones**

Actiivdad	MUSD
Perforación	\$ 8,12
WO	\$ 5,28
Facilidades	\$ 10,30
Otros	\$ 10,71
<b>Total</b>	<b>\$ 34,40</b>

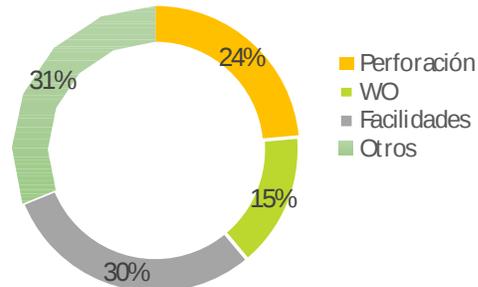
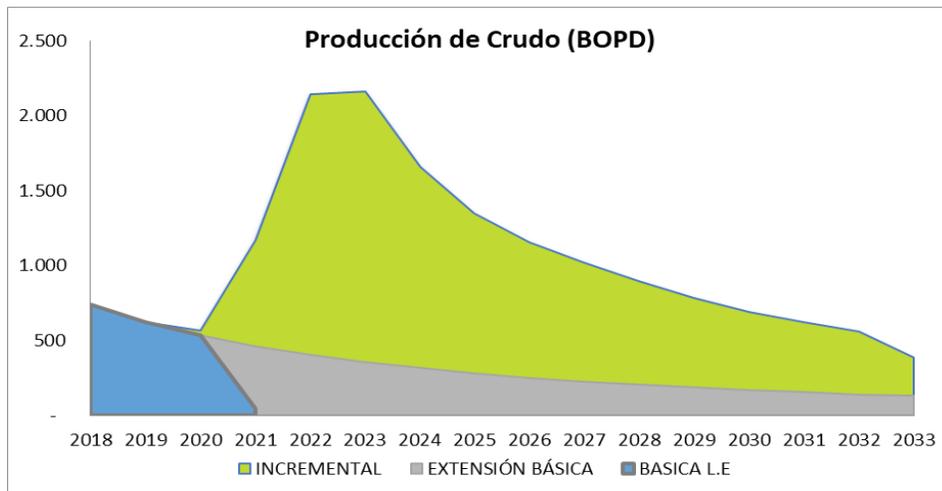


Gráfico No 7. Inversiones del proyecto

• **Pronósticos de producción**



**Gráfico No 8. Pronóstico de producción.**

## 11.2 Aplicación modelo

La aplicación del modelo de evaluación financiera se detalla en el anexo 1 del presente documento. A continuación, se relacionan las premisas/supuestos macroeconómicos y financieros establecidos para la evaluación financiera:

- Tasa de cambio: 3.200 COP/US\$
- Limite económico: año 2043. Considerando que el objetivo del proyecto es el desarrollo de reservas al límite técnico, el horizonte y/o limite económico corresponde al mismo limite técnico.
- Tasa de descuento: 10%. Conforme las bases de portafolio 2019 de Ecopetrol.
- Precio de valoración: \$60 USD/BBL, el precio de referencia Brent para todo el horizonte económico del proyecto.
- Desviaciones: Se realizarán las sensibilidades con variaciones de +30% y -30% para variables Precio de venta crudo, Producción, CAPEX y OPEX.

- Los costos operativos (fijos y variables) y los costos de calidad, corresponden a las tarifas y costos establecidos para el portafolio corporativo de inversiones para el 2019.
- Los costos de transporte se asumen para entrega de crudo en refinería de Barrancabermeja conforme las tarifas suministradas en las bases de portafolio 2019.

## 12. RESULTADOS Y ANÁLISIS

### 12.1. Indicadores financieros

<b>Reservas (Mbls)</b>	3,55
<b>Tasa de Descuento</b>	10%
<b>TIR</b>	20%
<b>VPN (MUSD)</b>	\$ 13,5
<b>VPI (MUSD)</b>	\$ 28,00
<b>EFI</b>	\$ 0,5
<b>Costo Desarrollo (USD/BBL)</b>	\$ 3,8
<b>CAPEX (MUSD)</b>	\$ 34,2
<b>Precio OIL (USD/BBL)</b>	\$ 60
<b>Break even (USD/BBL)</b>	\$ 45,85
<b>Payout (años)</b>	\$ 6,79

Tabla 1. Indicadores financieros caso de estudio

- **VPN:** El proyecto presenta un VPN positivo, generando valor por \$13,5 MUSD.

- **EFI:** El indicador de Eficiencia de inversión nos indica que por cada dólar invertido se genera valor y/o ganancia por \$0,5 USD.
- **VPI:** El valor presente de la inversión a una tasa de descuento del 10% es de \$28.8 MUSD.
- **Costo de desarrollo:** La inversión presenta un costo de desarrollo bajo (\$3.8 USD/BBL), lo cual lo hace competitivo frente a otros proyectos similares.
- **Precio de equilibrio:** Es de \$45,85 USD/BBL, esto significa que, si el precio de venta cae por debajo de ese valor, el proyecto se convierte marginal y pierde valor.
- **Periodo de recuperación de la inversión:** Es un periodo de 6,79 años, lo cual es corto si se considera que el horizonte económico es de 25 años, adicional el periodo se impactado positivamente porque la producción es alta en los años 5-6-7.

## 12.2. Flujo de caja acumulado

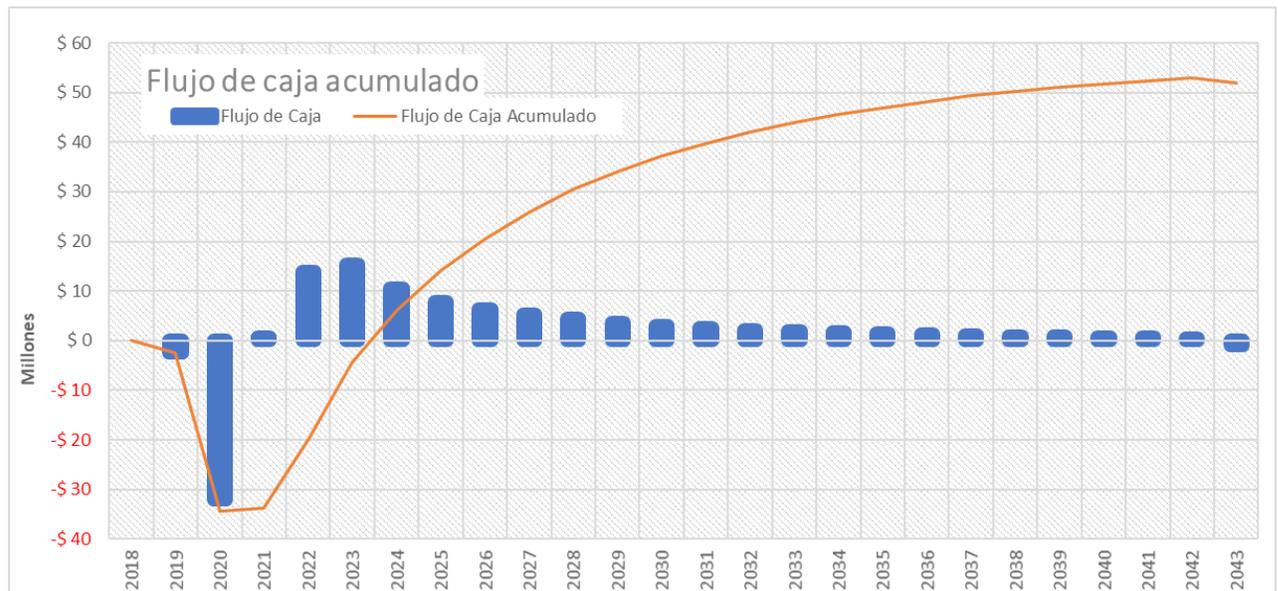


Gráfico No 9. Flujo de caja acumulado

Periodo	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Flujo de Caja	\$ -	-\$ 2,4	-\$ 32,0	\$ 0,6	\$ 14,0	\$ 15,4	\$ 10,6	\$ 7,9	\$ 6,4
Flujo de Caja Acumulado	\$ -	-\$ 2,4	-\$ 34,4	-\$ 33,8	-\$ 19,8	-\$ 4,4	\$ 6,2	\$ 14,1	\$ 20,5

Periodo	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Flujo de Caja	\$ 5,4	\$ 4,5	\$ 3,7	\$ 3,1	\$ 2,6	\$ 2,2	\$ 1,9	\$ 1,7
Flujo de Caja Acumulado	\$ 25,9	\$ 30,4	\$ 34,1	\$ 37,2	\$ 39,8	\$ 42,0	\$ 43,9	\$ 45,5

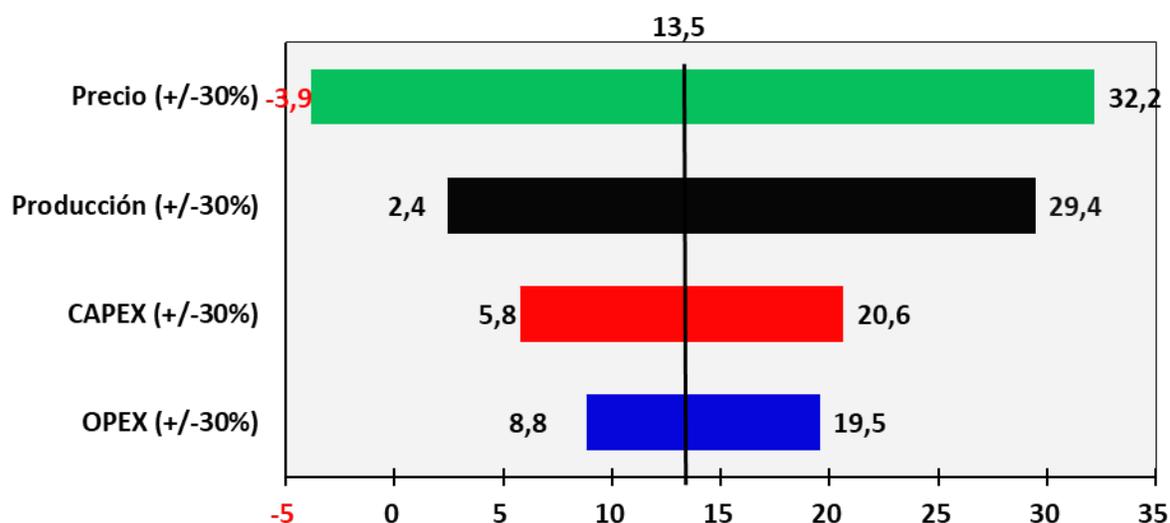
  

Periodo	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043
Flujo de Caja	\$ 1,4	\$ 1,3	\$ 1,1	\$ 1,0	\$ 0,8	\$ 0,7	\$ 0,6	\$ 0,5	-\$ 1,0
Flujo de Caja Acumulado	\$ 47,0	\$ 48,2	\$ 49,3	\$ 50,3	\$ 51,1	\$ 51,8	\$ 52,4	\$ 52,9	\$ 52,0

Tabla 2. Flujo de caja libre y acumulado por año

El flujo de caja muestra que para el año 2043 el saldo es negativo, lo que indica es el límite económico del proyecto acorta para el año 2042 con el fin de no asumir pérdidas que impacten negativamente el valor del proyecto.

### 12.3. Análisis de tornado

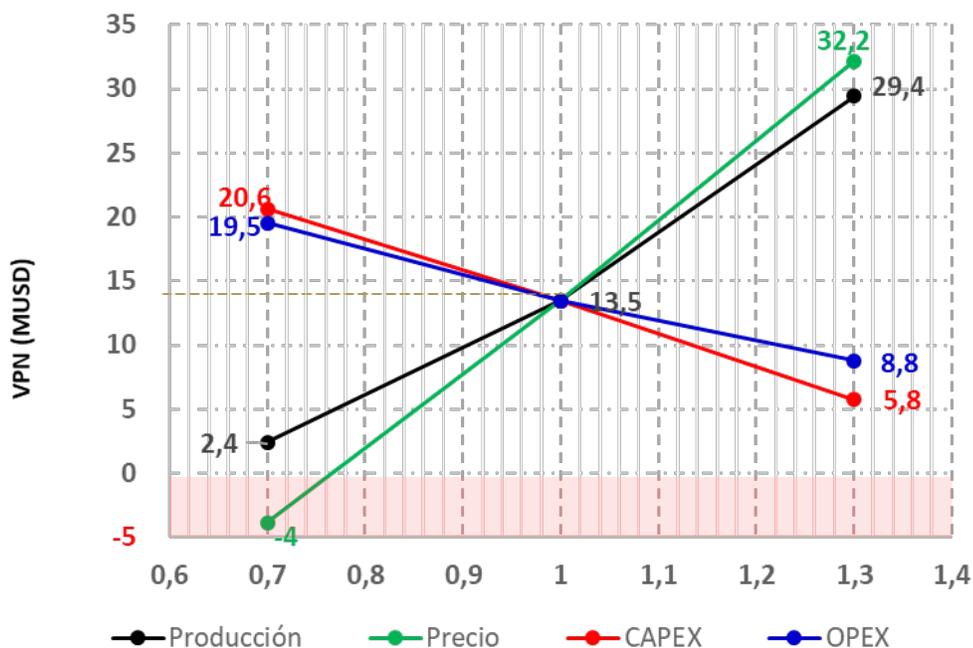


### **Gráfico No 10. Análisis de tornado**

El análisis de tornado muestra que las variables que mas impactan el VPN del proyecto son el Precio del petróleo y la producción; específicamente una reducción del 30% en el precio de petróleo genera un VPN negativo y el proyecto es marginal. Si toda la producción se vendiera a un precio con un incremento del 30% el VPN respecto al valor base aumenta en un 127% Igualmente un aumento de la producción en un 30% genera un incremento en el VPN del 107%,

Por el contrario, el CAPEX y el OPEX pueden aumentar un 30% respecto al valor base y continuara siendo positivo y generando valor para el activo.

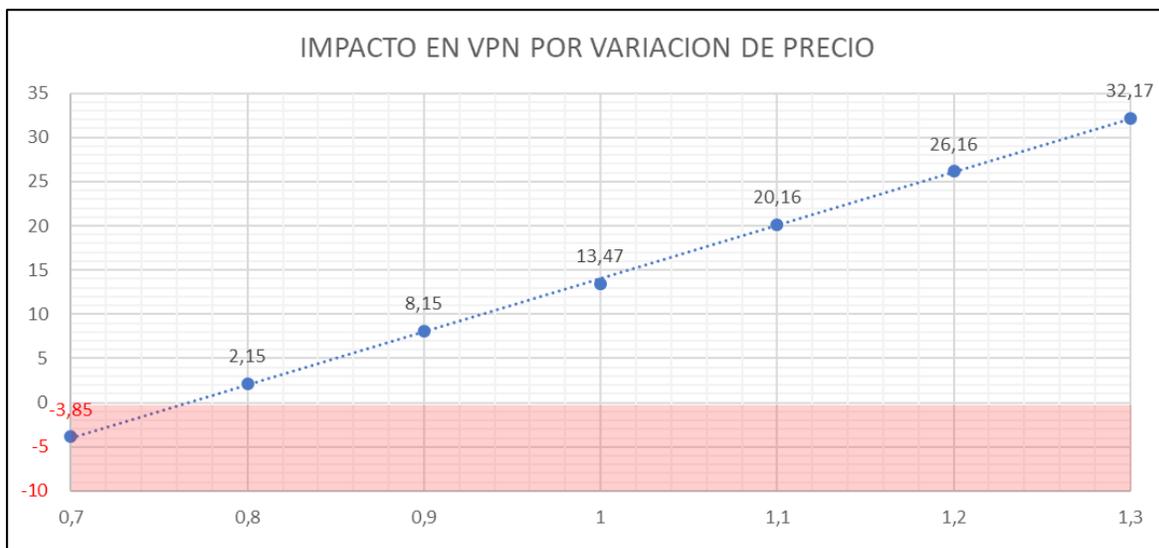
#### **12.4. Gráfico de araña**



**Gráfico No 11. Grafico de araña (Impacto VPN)**

El grafico de araña permite visualizar las desviaciones en todas las variables analizadas de forma conjunta, adicionalmente el objetivo es identificar la zona marginal, que en el grafico corresponde a la franja sombreada sobre la cual es la zona donde el proyecto presenta VPN negativa y/o es marginal. En términos generales, el grafico de araña indica que el proyecto presenta una buena situación financiera porque todas las desviaciones máximas establecidas en la sensibilidad para cada una de las variables se encuentran en un 90% por fuera de la zona marginal, eso le permite al tomador de decisión una mayor certeza de que el proyecto si va a generar valor.

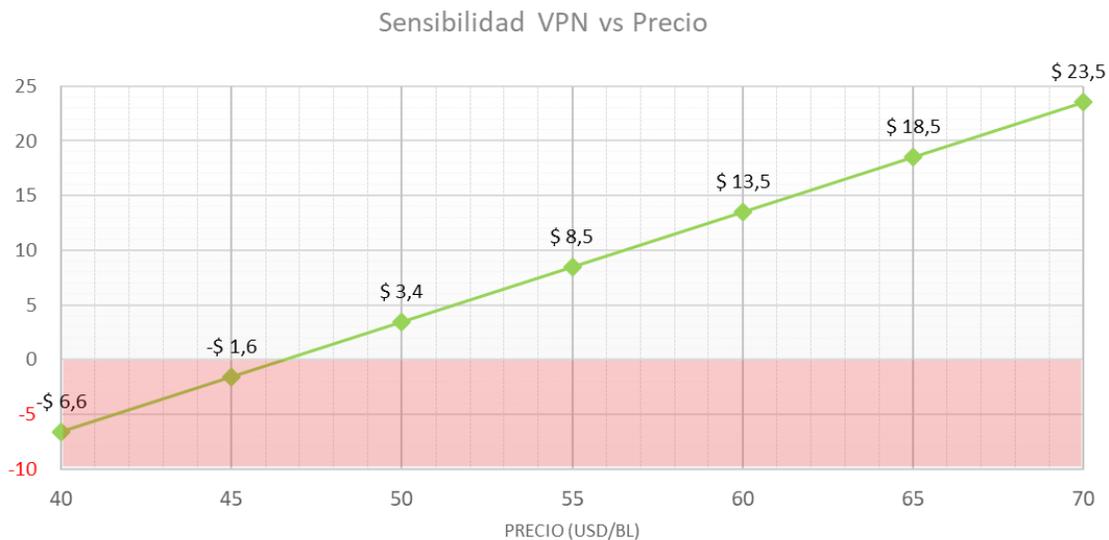
## 12.5. Sensibilidad del VPN vs Precio



**Gráfico No 12. Impacto en VPN por variación precio (+30% - 30%)**

Otro de los elementos que le permiten al tomador de decisión analizar y evaluar la economía del proyecto, es el análisis de sensibilidad del VPN respecto a las variaciones del precio de petróleo, actualmente este es uno de los análisis que mas relevancia tiene debido al comportamiento macroeconómico de los mercados y de precios del petróleo que se ve influenciado por coyunturas geopolíticas que constantemente están generando variaciones significativas y cambios en las tendencias, generando un panorama de incertidumbre sobre los precios.

Para este caso de estudio, se establecieron dos gráficos de sensibilidad del VPN respecto al precio del petróleo, el grafico No 12 representa el comportamiento del VPN respecto a variaciones porcentuales del precio y el grafico No 13 es la sensibilidad del VPN respecto a una escala de precios en rango de 40 a 70 USD/BBL, en ambos casos el punto donde la línea se intercepta o cruz sobre el eje donde el VPN es igual a cero , corresponde al precio de equilibrio, el cual debe coincidir con el valor de la tabla No 1 de los indicadores financieros.



**Gráfico No 13. Sensibilidad VPN vs Precio**

El grafico No 13 muestra las variaciones del VPN respecto a los precios de petróleo, en el caso que este se mantenga en promedio a \$70 USD/BBL se genera valor (VPN) por \$23,5 MUSD, por el contrario, si el precio en promedio bajara a \$40 USD/BBL el proyecto presenta un VPN negativo (-6,6 MUSD), es decir se pierde valor.

### 13. CONCLUSIONES

- La actividad petrolera en Colombia data de 1905 y con el paso del tiempo se ha venido consolidando, como es el caso en 2003 donde la agencia nacional de hidrocarburos (ANH) se convierte en el ente administrador y regulador, y Ecopetrol en una sociedad pública por acciones (S.A.) permitiéndole autonomía y desempeño con visión empresarial. Así mismo la adopción del nuevo contrato de regalías, impuestos y derechos; este modelo contempla tres etapas diferentes: exploración, evaluación y explotación, con una participación para el Estado entre el 50 y 60%.

- En lo corrido de 2018 ANH registra un total de 253 contratos vigentes de exploración y producción y de evaluación técnica y un total de 243 áreas y la producción actual es de 878.854 barriles por día (bpd) y se proyectó cerrar el año con 886.000 BOPD. Durante el año 2017 la producción del departamento fue de 25.852 barriles equivalentes diarios. El Grupo Empresarial Ecopetrol, contando a Hocol y Ecopetrol SA, es el operador del 99% de los campos de producción en el Huila.
- Con efectos globales, la crisis más reciente por la caída de los precios del petróleo para Colombia se registra en el segundo semestre del año 2014, donde luego de tres años de sostener precios por encima de cien dólares por barril (USD/BBL), en seis meses el precio logra caer -76% pasando de \$115.06 usd/bbl el 19-Jun-2014 a \$27.88 USD/BBL el 20-Ene-2015. Lo anterior en razón a exceso de oferta, un cambio de los objetivos de la OPEP, causas geopolíticas y apreciación del dólar estadounidense.
- Por lo anterior se hace necesario la aplicación de un modelo de evaluación financiera cuyas principales premisas sugieren una tasa de cambio de 3.200 COP/US\$, un límite económico hasta el año 2043 (límite técnico), una Tasa de descuento del 10%. Conforme las bases de portafolio 2019 de Ecopetrol, un Precio de valoración de \$60 USD/BBL, (precio de referencia Brent para todo el horizonte económico del proyecto). Las desviaciones se realizarán las sensibilidades con variaciones de +30% y -30% para variables Precio de venta crudo, Producción, CAPEX y OPEX. Los costos de transporte se asumen para entrega de crudo en refinería de Barrancabermeja conforme las tarifas suministradas en las bases de portafolio 2019.

- Una vez aplicado el modelo, se obtiene un Flujo de Caja para el año 2043 con saldo negativo, lo que indica es el límite económico del proyecto acorta para el año 2042 con el fin de no asumir pérdidas que impacten negativamente el valor del proyecto. Si toda la producción se vendiera a un precio con un incremento del 30% el VPN respecto al valor base aumenta en un 127% Igualmente un aumento de la producción en un 30% genera un incremento en el VPN del 107%, Por el contrario, el CAPEX y el OPEX pueden aumentar un 30% respecto al valor base y continuara siendo positivo y generando valor para el activo.
- Un análisis de sensibilidad indica que en el caso que este se mantenga en promedio a \$70 USD/BBL se genera valor (VPN) por \$23,5 MUSD, por el contrario, si el precio en promedio bajara a \$40 USD/BBL el proyecto presenta un VPN negativo (-6,6 MUSD), es decir se pierde valor.

#### 14. GLOSARIO

- **Campo Maduro:** Es aquel campo y/o yacimiento donde la producción ha alcanzado su punto máximo y ha comenzado a disminuir.
- **Desarrollo primario:** Primera etapa de la producción de hidrocarburos, en la cual la energía del yacimiento natural, tales como la de drenaje por gas, el drenaje por agua o el drenaje gravitacional, desplaza los hidrocarburos del yacimiento hacia el pozo y hacia la superficie.

- **Desarrollo secundario:** Segunda etapa de la producción de hidrocarburos, asociadas a procesos de inyección de agua al yacimiento para aumentar la presión y energía del yacimiento y desplazamiento de los hidrocarburos no drenados en la primera etapa.
- **Factor de recobro:** Es el porcentaje de petróleo o gas en sitio en un yacimiento que en última instancia puede ser retirado mediante técnicas primarias o secundarias.
- **Concesión:** Otorgamiento de derecho de explotación por un periodo determinado, de bienes y servicios por parte del Estado a otra empresa o persona jurídica privada o pública.

## **BIBLIOGRAFÍA**

- **EVALUACIÓN ECONOMICA DE PROYECTOS**, Rigoberto Moix Muntó, Pacific Rubiales Energy. Editorial HPERGRAPH 2014. Bogotá -2014.
- **PPY-G-002 GUIA PARA LA EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS** Versión-1, Dirección Corporativa de Proyectos – DPY, Ecopetrol, 16-Ago-2012 .
- **ECONOMIC EVALUATION OF PETROLEUM PROJECTS (BASIC ASPECTS)**, Dr. Hisham Yas,
- **PETRÓLEO HUILENSE: ¿EL FIN DE UNA ERA?**, Carlos Andrés Cante Puentes, agosto de 2007.
- **IMPACTO DE LA CRISIS PETROLERA EN EL HUILA**, Publicación Cámara de Comercio de Neiva, 2015.
- **EVALUACIÓN ECONÓMICA DE PROYECTOS EN MARCHA EN UNA EMPRESA PETROLERA**, Analía Santander, Universidad Empresarial Siglo 21, Año 2016.

- **CRITERIOS PARA LA TOMA DE DECISIÓN DE INVERSIONES**, Ricardo José Canales Salinas, Revista Electrónica de Investigación en Ciencias Económicas, Departamento de Economía UNAN-Managua, abril 15 del 2015
- **¿QUÉ ES UN CAMPO MADURO?** Halliburton blog. <https://halliburtonblog.com/what-is-a-mature-field/>.

## ANEXO 1. FLUJO DE CAJA LIBRE

Periodo	Producción Bruta	Producción Neta	Ingresos	Costos Fijos	Costos Variables	Costos de Transporte	Costos de Calidad	OPEX	EBITDA	TAX	CAPEX	Flujo de Caja
2019	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 1.437.337	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 1.437.337	-\$ 1.437.337	\$ 0	\$ 996.029	-\$ 2.433.366
2020	\$ 12.732	\$ 11.713	\$ 702.806	\$ 1.437.337	\$ 60.859	\$ 20.753	\$ 25.337	\$ 1.544.286	-\$ 841.479	\$ 0	\$ 31.119.109	\$ 31.960.588
2021	\$ 104.046	\$ 95.722	\$ 5.743.339	\$ 1.437.337	\$ 497.340	\$ 169.595	\$ 207.052	\$ 2.311.323	\$ 3.432.016	\$ 1.132.565	\$ 1.692.062	\$ 607.389
2022	\$ 480.015	\$ 441.614	\$ 26.496.828	\$ 1.437.337	\$ 2.294.472	\$ 782.424	\$ 955.230	\$ 5.469.463	\$ 21.027.365	\$ 6.939.030	\$ 118.672	\$ 13.969.662
2023	\$ 522.336	\$ 480.549	\$ 28.832.947	\$ 1.437.337	\$ 2.496.766	\$ 851.408	\$ 1.039.449	\$ 5.824.959	\$ 23.007.988	\$ 7.592.636	\$ 0	\$ 15.415.352
2024	\$ 367.863	\$ 338.434	\$ 20.306.038	\$ 1.437.337	\$ 1.758.385	\$ 599.617	\$ 732.047	\$ 4.527.386	\$ 15.778.651	\$ 5.206.955	\$ 0	\$ 10.571.696
2025	\$ 283.512	\$ 260.831	\$ 15.649.862	\$ 1.437.337	\$ 1.355.187	\$ 462.125	\$ 564.189	\$ 3.818.838	\$ 11.831.025	\$ 3.904.238	\$ 0	\$ 7.926.786
2026	\$ 235.179	\$ 216.365	\$ 12.981.881	\$ 1.437.337	\$ 1.124.156	\$ 383.342	\$ 468.006	\$ 3.412.841	\$ 9.569.040	\$ 3.157.783	\$ 0	\$ 6.411.257
2027	\$ 203.328	\$ 187.062	\$ 11.223.706	\$ 1.437.337	\$ 971.908	\$ 331.425	\$ 404.623	\$ 3.145.292	\$ 8.078.413	\$ 2.665.876	\$ 0	\$ 5.412.537
2028	\$ 174.066	\$ 160.141	\$ 9.608.443	\$ 1.437.337	\$ 832.035	\$ 283.728	\$ 346.391	\$ 2.899.491	\$ 6.708.952	\$ 2.213.954	\$ 0	\$ 4.494.998
2029	\$ 148.086	\$ 136.239	\$ 8.174.347	\$ 1.437.337	\$ 707.851	\$ 241.380	\$ 294.691	\$ 2.681.259	\$ 5.493.088	\$ 1.812.719	\$ 0	\$ 3.680.369
2030	\$ 128.481	\$ 118.203	\$ 7.092.151	\$ 1.437.337	\$ 614.139	\$ 209.424	\$ 255.677	\$ 2.516.577	\$ 4.575.574	\$ 1.509.939	\$ 0	\$ 3.065.634
2031	\$ 113.355	\$ 104.287	\$ 6.257.196	\$ 1.437.337	\$ 541.837	\$ 184.769	\$ 225.576	\$ 2.389.519	\$ 3.867.677	\$ 1.276.333	\$ 0	\$ 2.591.344
2032	\$ 101.340	\$ 93.233	\$ 5.593.968	\$ 1.437.337	\$ 484.405	\$ 165.184	\$ 201.667	\$ 2.288.593	\$ 3.305.375	\$ 1.090.774	\$ 0	\$ 2.214.601
2033	\$ 91.542	\$ 84.219	\$ 5.053.118	\$ 1.437.337	\$ 437.571	\$ 149.213	\$ 182.169	\$ 2.206.290	\$ 2.846.829	\$ 939.453	\$ 0	\$ 1.907.375
2034	\$ 83.403	\$ 76.731	\$ 4.603.846	\$ 1.437.337	\$ 398.666	\$ 135.947	\$ 165.972	\$ 2.137.922	\$ 2.465.923	\$ 813.755	\$ 0	\$ 1.652.169
2035	\$ 76.542	\$ 70.419	\$ 4.225.118	\$ 1.437.337	\$ 365.871	\$ 124.763	\$ 152.319	\$ 2.080.290	\$ 2.144.829	\$ 707.793	\$ 0	\$ 1.437.035
2036	\$ 70.689	\$ 65.034	\$ 3.902.033	\$ 1.437.337	\$ 337.893	\$ 115.223	\$ 140.671	\$ 1.870.908	\$ 1.870.908	\$ 617.400	\$ 0	\$ 1.253.508

				1.437.337				2.031.125				
				\$				\$				
<b>2037</b>	\$ 65.592	\$ 60.345	\$ 3.620.678	1.437.337	\$ 313.530	\$ 106.915	\$ 130.528	1.988.310	\$ 1.632.369	\$ 538.682	\$ 0	\$ 1.093.687
				\$				\$				
<b>2038</b>	\$ 61.029	\$ 56.147	\$ 3.368.801	1.437.337	\$ 291.719	\$ 99.477	\$ 121.448	1.949.981	\$ 1.418.820	\$ 468.211	\$ 0	\$ 950.610
				\$				\$				
<b>2039</b>	\$ 57.006	\$ 52.446	\$ 3.146.731	1.437.337	\$ 272.489	\$ 92.920	\$ 113.442	1.916.187	\$ 1.230.544	\$ 406.079	\$ 0	\$ 824.464
				\$				\$				
<b>2040</b>	\$ 53.460	\$ 49.183	\$ 2.950.992	1.437.337	\$ 255.539	\$ 87.140	\$ 106.385	1.886.401	\$ 1.064.591	\$ 351.315	\$ 0	\$ 713.276
				\$				\$				
<b>2041</b>	\$ 50.295	\$ 46.271	\$ 2.776.284	1.437.337	\$ 240.410	\$ 81.981	\$ 100.087	1.859.815	\$ 916.469	\$ 302.435	\$ 0	\$ 614.034
				\$				\$				
<b>2042</b>	\$ 47.430	\$ 43.636	\$ 2.618.136	1.437.337	\$ 226.715	\$ 77.311	\$ 94.386	1.835.749	\$ 782.387	\$ 258.188	\$ 0	\$ 524.199
				\$				\$				
<b>2043</b>	\$ 15.204	\$ 13.988	\$ 839.261	1.437.337	\$ 72.675	\$ 24.783	\$ 30.256	1.565.051	-\$ 725.790	\$ 0	\$ 260.466	-\$ 986.256