

**ANÁLISIS ECONÓMICO Y EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA EXTENSIÓN DE
LOS CONTRATOS DE ASOCIACIÓN DE COROCORA, ESTERO, GARCERO Y
OROCUÉ**

Christian Fernando Beltrán Niño

Daniela María Joly Serrano



Escuela de Ingeniería
de Petróleos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingeniería Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2024

**ANÁLISIS ECONÓMICO Y EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA EXTENSIÓN DE
LOS CONTRATOS DE ASOCIACIÓN DE COROCORA, ESTERO, GARCERO Y
OROCUÉ**

Christian Fernando Beltrán Niño

Daniela María Joly Serrano

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero de
Petróleos**

Director

Ing. Oscar Vanegas Angarita

Profesor Asociado



**Escuela de Ingeniería
de Petróleos**

**Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingeniería Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga**

2024

DEDICATORIA

Dedicamos este logro a Dios, quien es el que permite que todo se lleve a cabo, a nuestra familia, que con mucho esfuerzo, dedicación y amor lograron motivarnos e impulsarnos desde el inicio hasta el fin de esta meta, nuestro título profesional como Ingenieros de Petróleos. De igual manera a todas y cada una de las personas que aportaron su grano de arena, para que esto fuera posible; docentes, administrativos y amigos. ¡Gracias totales!

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	14
1. Objetivos	15
1.1. Objetivo General	15
1.2. Objetivos Específicos	15
2. CAPITULO 1: GENERALIDADES DEL CAMPO.....	16
2.1. Ubicación	16
2.2. Geología Y Geofísica	19
2.2.1. Descripción del área	19
2.2.2. Secuencia estratigráfica	19
2.2.3. Basamento	20
2.2.4. Modelo estructural.....	20
2.2.5. Roca generadora principal.....	21
2.2.6. Roca reservorio.....	21
2.2.7. Roca sello	22
2.2.8. Columna Estratigrafica	23
3. CAPITULO 2: DESCRIPCIÓN DEL CONTRATO	24
3.1. Objetos Del Contrato De Asociación	24
3.2. Términos Y Condiciones.....	25
3.3. Producción.....	25

3.4.	Distribución De La Participación	28
3.5.	Fundamentos Para La Extensión	29
4.	CAPITULO 3: EVALUACIÓN FINANCIERA.....	32
4.1.	Variables Económicas Y Contables Necesarias Para Realizar La Evaluación Financiera 33	
4.2.	Costos De Operación En Campo.....	35
4.3.	Costos De Abandono.....	35
4.4.	Transporte De Crudo	36
4.5.	Inversión Inicial.....	36
4.6.	Precio Del Petróleo.....	36
4.7.	Resultados Económicos.....	38
4.7.1.	VPN Y TIR Contratos De Asociación.....	38
4.7.1.1.	Sector Corocora	38
4.7.1.2.	Sector Estero	41
4.7.1.3.	Sector Garcero	44
4.7.1.4.	Sector Orocué	46
5.	CAPITULO 4: ANÁLISIS ECONÓMICO.....	50
6.	CONCLUSIONES	52
7.	RECOMENDACIONES	54

BIBLIOGRAFÍA	55
ANEXOS	57

LISTA DE FIGURAS

Ilustración 1. Ubicación Garcero.....	16
Ilustración 2. Ubicación Estero.	17
Ilustración 3. Ubicación Corocora.....	18
Ilustración 4. Ubicación Orocue.....	18
Ilustración 5. Columna estratigrafica	23
Ilustración 6. Distribución de la participación en los campos.....	28

LISTA DE ECUACIONES

Ecuación 1. Ecuación VPN	32
--------------------------------	----

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Variación del impuesto de renta (2008-2023).....	34
Tabla 2. Comportamiento barril de petróleo WTI.....	37
Tabla 3.VPN Y TIR Perenco (real con extensión).....	38
Tabla 4. VPN y TIR Ecopetrol (real con extensión).....	39
Tabla 5. VPN y TIR de no haber extensión.....	39
Tabla 6. VPN de los escenarios (Corocora).....	41
Tabla 7. VPN y TIR Perenco (con extensión Estero).....	41
Tabla 8. VPN y TIR Ecopetrol (con extensión Estero).....	42
Tabla 9. VPN y TIR de no haber extensión (contrato Estero).....	42
Tabla 10. VPN de los escenarios (Estero).....	43
Tabla 11. VPN y TIR Perenco (con extensión Garcero).....	44
Tabla 12. VPN y TIR Ecopetrol (con extensión Garcero).....	44
Tabla 13. VPN y TIR de no haber extensión (contrato Garcero).....	45
Tabla 14. VPN de los escenarios (Garcero).....	46
Tabla 15. VPN y TIR Perenco (con extensión Orocué).....	46
Tabla 16. VPN y TIR Ecopetrol (con extensión Orocué).....	47
Tabla 17. VPN y TIR de no haber extensión (contrato Orocué).....	47
Tabla 18. VPN de los escenarios (Orocué).....	48
Tabla 19. Diagrama VPN flujos de caja.....	49
Tabla 20. Resultados comparativos de los campos.....	52

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS ECONÓMICO Y EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA EXTENSIÓN DE LOS CONTRATOS DE ASOCIACIÓN COROCORA, ESTERO, GARCERO Y OROCUE

AUTORES: CHRISTIAN FERNANDO BELTRÁN NIÑO, DANIELA MARÍA JOLY SERRANO

PALABRAS CLAVES: Contrato, Evaluación financiera, Yacimiento, VPN, TIR, Producción.

Descripción:

El cambio constante en el mundo de los negocios ha hecho que las empresas sean más competitivas para que puedan sobrevivir y obtener retornos financieros rápidos y de manera oportuna. Su propósito principal es tomar decisiones antes de analizar los estados financieros; factor que, por desconocimiento o descuido, dañó los negocios y provocó la quiebra de muchos.

La aplicación de herramientas de análisis financiero sirve como base sólida e integral para que el gerente tome decisiones idóneas para el buen manejo y crecimiento de la empresa en términos de liquidez, solvencia, gestión y eficiencia de costos. Considerando los correctivos necesarios en estas áreas, tienen un impacto real en la estabilidad financiera de la empresa y un aumento significativo de la rentabilidad de esta.

En Colombia uno de los sectores económicos con extrema importancia es el petrolero, pues es el responsable del mayor porcentaje de ingresos por exportaciones e igualmente por ingresos de tipo fiscal, por tal razón es necesario hacer una muy buena administración de cada uno de los contratos de exploración y explotación de los hidrocarburos.

El presente trabajo de investigación se basa en donde a partir de la descripción y análisis de los contratos de asociación de Corocora, Estero, Garcero y Orocué de los cuales se extiende los otro sí de trabajo de cada uno de ellos que permitieron llevar a cabo su extensión, determinar qué tan factible fue para Colombia la firma de estos contratos extendiendo dichas asociaciones hasta llegar al límite económico de su cumplimiento y establecer cuáles deberían ser las medidas tomadas para la extensión de futuros contratos de asociación.

ABSTRACT

TITLE: ECONOMIC ANALYSIS AND FINANCIAL EVALUATION OF THE EXTENSION OF THE COROCORA, ESTERO, GARCERO AND OROCUE ASSOCIATION CONTRACTS

AUTHOR: CHRISTIAN FERNANDO BELTRÁN NIÑO, DANIELA MARÍA JOLY SERRANO

KEYWORDS: Contract, Financial evaluation, Reservoir, VPN, TIR, Production.

Description:

The constant change in the business world has made companies more competitive so that they can survive and obtain financial returns quickly and in a timely manner. Its main purpose is to make decisions before analyzing the financial statements; factor that, due to ignorance or carelessness, damaged businesses and caused the bankruptcy of many.

The application of financial analysis tools serves as a solid and comprehensive basis for the manager to make suitable decisions for the good management and growth of the company in terms of liquidity, solvency, management and cost efficiency. Considering the necessary correctives in these areas, they have a real impact on the financial stability of the company and a significant increase in its profitability.

In Colombia, one of the extremely important economic sectors is the oil sector, as it is responsible for the highest percentage of export income and also for tax income. For this reason, it is necessary to have a very good administration of each of the oil contracts. exploration and exploitation of hydrocarbons.

The present research work is based on the description and analysis of the association contracts of Corocora, Estero, Garcero and Orocué of which the other work of each of them that allowed their extension to be carried out is extended, determine how feasible it was for Colombia to sign these contracts, extending said associations until reaching the economic limit of their compliance and establish what measures should be taken to extend future association contracts.

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera sigue siendo el pilar de la economía del país, al ser el primer producto de exportación (23.2% año 2020), el mayor generador de divisas y un aportante importante en el fisco nacional, con el cual se cubren muchas de las necesidades básicas, sobre todos en salud, educación, vivienda y seguridad nacional. Los impuestos y regalías pagados por la industria petrolera supera de lejos los otros sectores de la economía. Además, los hidrocarburos son la mayor fuente en nuestra canasta energética (petróleo el 41% y gas el 17%), garantizando la autosuficiencia y la seguridad energética nacional. (Elf Aquitaine, Houston Oil, LL&E., 1983). La actividad petrolera en Colombia no siempre ha estado regida por Contratos de Concesión, pues en el periodo 1974 a 2003, se firmaron Contratos de Asociación a través de Ecopetrol. En este periodo, a raíz de la expedición del Decreto Ley 2310 de 1974, el Estado decidió ser participe directo en los procesos de exploración y explotación de los hidrocarburos, mediante la modalidad contractual del joint venture o contrato de asociación, modelo que será analizado en el cuerpo del trabajo. (ECOPETROL, 2008) Es así como para los años ochenta se firmaron los contratos de Asociación de Corocora, Estero, Garcero y Orocué, celebrados entre ECOPETROL y las compañías petroleras ZEAL LATIN AMERICAN PETROLEUM COMPANY S.A, ELF AQUITAINE COLOMBIE, HOUSTON OIL AND MINERALS OF COLOMBIA INC y LL & E COLOMBIA INC. En el presente trabajo de investigación se presentan cada uno de los cuatro (4) Contratos de Asociación anteriormente mencionados; se detallan algunas de los términos y condiciones de estos, los distintos otrosí que fueron firmados e hicieron posible llevar a cabo la extensión de dicho contratos, y finalmente se presentará el análisis económico y la respectiva evaluación financiera para determinar y concluir a grosso modo cuál fue la conveniencia que tuvo Colombia de que estos se llevaran a cabo. (Occidental de Colombia, Inc., 1983)

1. Objetivos

1.1. Objetivo General

Analizar económicamente y evaluar financieramente la conveniencia para el país de la extensión de los contratos de asociación Corocora, Estero, Garcero y Orocué.

1.2. Objetivos Específicos

- Cuantificar la participación para el país en la renta petrolera, tanto de los contratos originales, como de los otrosís de extensión, de los contratos de asociación Corocora, Estero, Garcero y Orocué.
- Identificar y cuantificar las variables económicas y contables necesarias para realizar la evaluación financiera en los escenarios de extensión y terminación de los contratos.
- Evaluar económica y financieramente los escenarios de extensión y no extensión de los contratos de asociación Corocora, Estero, Garcero y Orocué.

2. CAPITULO 1: GENERALIDADES DEL CAMPO

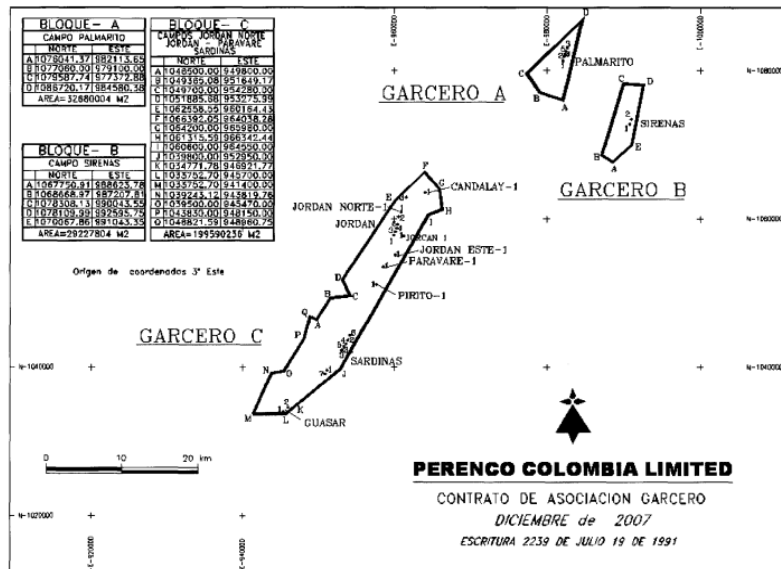
2.1.Ubicación

Corocora, Estero, Garcero y Orocué son municipios ubicados en el departamento de Casanare, y la explotación de petróleo en esta región ha sido una actividad significativa para la economía de Colombia. Casanare se encuentra en el centro-este de Colombia, el cual limita al norte con los departamentos de Arauca y Boyacá, al este con Venezuela, al sur con los departamentos de Vichada y Meta, y al oeste con los departamentos de Boyacá y Arauca. Su posición estratégica en la región de la Orinoquía le confiere una diversidad de recursos naturales y ecosistemas. (Zeal Latin American Petroleum Company S.A., 1983)

- **Ubicación específica Garcero**

La extensión del área contratada es de 173.8 12 hectáreas y 8.907 metros cuadrados ubicada en los Municipios de Orocué y Trinidad.

Ilustración 1. Ubicación Garcero

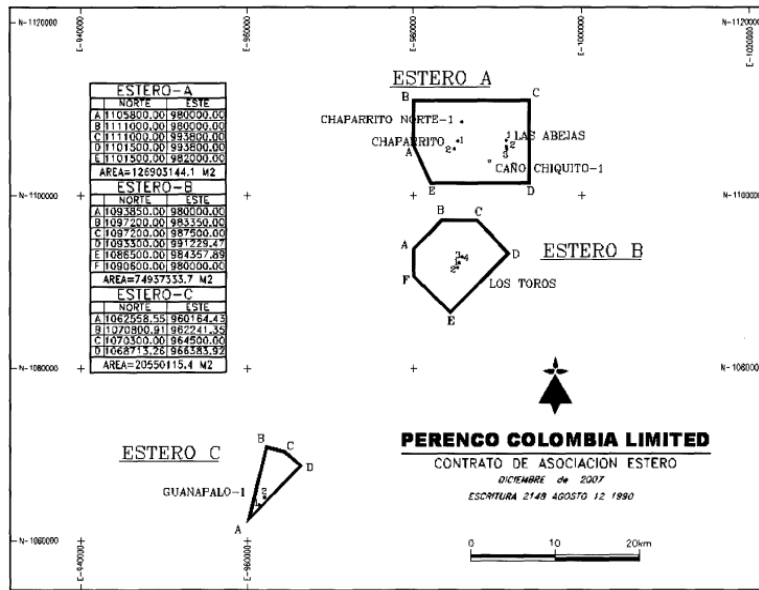


Fuente: Ecopetrol. (2008)

- **Ubicación específica Estero**

La extensión del área contratada es aproximada de 413.060 hectáreas y 6.140 metros cuadrados ubicada en los Municipios de Paz de Ariporo, Trinidad, San Luis de Palenque, Nunchia y Orocué en la intendencia de Casanare. (Zeal Latin American Petroleum Company S.A., 1983)

Ilustración 2. Ubicación Estero.

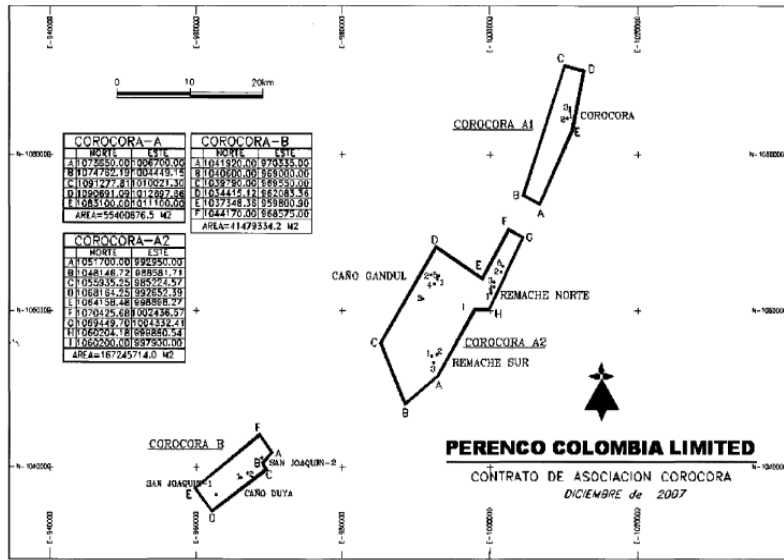


Fuente: Ecopetrol. (2008)

- **Ubicación específica Corocora**

La extensión del área contratada es de 233.548 hectáreas 732 metros cuadrados y está ubicada en los Municipios de Paz de Ariporo, Trinidad y San Luis de Palenque en la Intendencia de Casanare. (ECOPETROL, 2008)

Ilustración 3. Ubicación Corocora.

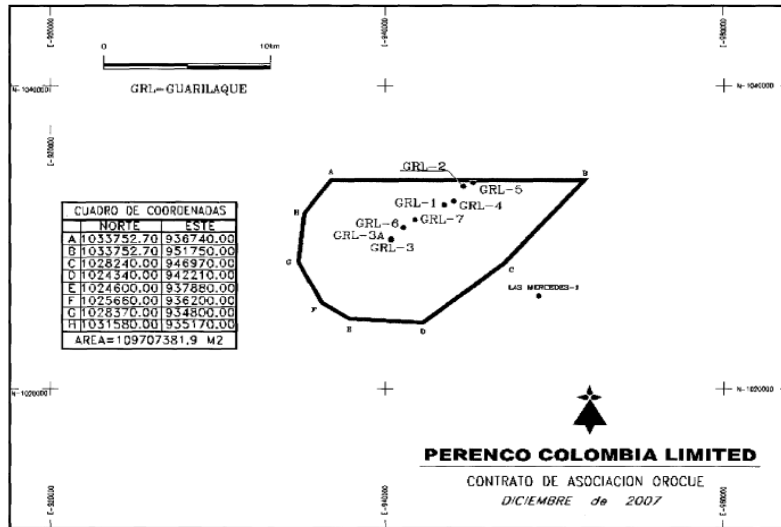


Fuente: Empresa Colombiana de Petróleos, Occidental de Colombia, Inc. (1983)

- **Ubicación específica Orocué**

La extensión del área contratada es de 64.501 Hectáreas 2.927 metros cuadrados y está ubicada en el Municipio de Orocué en el Departamento de Casanare.

Ilustración 4. Ubicación Orocué.



Fuente: Empresa Colombiana de Petróleos, Zeal Latin American Petroleum Company S.A.

(1983)

2.2.Geología Y Geofísica

2.2.1. Descripción del área

La Cuenca de los Llanos ocupa una parte importante de la Orinoquía Colombiana. La mayor parte del Área Especial de la ANH se encuentra localizada dentro de esta Cuenca, como se muestra en la Figura, con un área aproximada de 154.000 Km². (ANH/EPIS., 2012).

En la región, desde el siglo XIX se consolidaron formas distintas de poblamiento en el Piedemonte Llanero de Arauca, Casanare y Meta, en las colonizaciones del Ariari, el Sarare y Guaviare, la Sierra de la Macarena, así como en Guainía, Vaupés y Vichada. Entre las actividades de la población se cuentan la agricultura, la ganadería tecnificada y ecoturismo. De otro lado, la exploración y explotación petrolífera se han incrementado en los últimos años. (Elf Aquitaine, Houston Oil, LL&E., 1983).

2.2.2. Secuencia estratigráfica

La secuencia estratigráfica sedimentaria de los Llanos Orientales contiene rocas con edades desde el Paleozoico Inferior hasta el Reciente, predominantemente silicoclásticas que descansan sobre rocas del escudo de la Guayana. Alcanza su mayor espesor – 15,000 a 20,000 pies – en el borde occidental de la cuenca, cerca al frente Piedemonte plegado y deformado de la Cordillera Oriental, figura. (Occidental de Colombia, Inc., 1983).

Los sedimentos que han probado contener hidrocarburos de importancia económica hasta el presente han sido aquellos de edad Cretácica y Terciaria. Estos forman cuñas, separadas por superficies de erosión, aumentan de espesor hacia el occidente y se depositaron sobre superficies del Paleozoico o directamente sobre el basamento ígneo metamórfico. (ECOPETROL, 2008)

2.2.3. Basamento

Dataciones radiométricas indican que el basamento ígneo-metamórfico de los Llanos Orientales es Precámbrico – edad ~1,500 millones de años en Mitú, ~1,400 millones en Puerto Carreño y ~1,205 millones en Mapiripán (Dueñas, 2001). Supra yaciendo las rocas ígneas y metamórficas de alto grado se encuentran esquistos, filitas y pizarras correlacionables con el grupo Quetame. El Basamento aflora bordeando el extremo oriental y sur de la cuenca de los Llanos, a lo largo de los ríos Orinoco, Guaviare y la Serranía de La Macarena. Igualmente, se encuentra en los macizos de Garzón, Quetame y Santander en la Cordillera Oriental.

2.2.4. Modelo estructural

De acuerdo con el marco tectónico de la cuenca Llanos Orientales, su configuración estructural está dada por los diversos episodios tectónicos desde el Paleozoico hasta el Reciente. El tope del Paleozoico es una discordancia que representa un hiato de 200 millones de años y es una superficie regular con pendiente hacia el noroeste y subparalela a la estratificación subyacente. En las áreas de AltoMelón-Vorágine, Upía y Castilla-Apiay el Paleozoico tiene un relieve pronunciado debido a una mayor deformación estructural. (ECOPETROL, 2008)

Sobre la discordancia continuó el relleno sedimentario desde el Cenomaniano hasta el Mioceno medio, con un hiato en el área de crudos pesados de cerca de 30 millones de años entre la Formación Guadalupe y la Formación Mirador. (Elf Aquitaine, Houston Oil, LL&E, 1983)

Los elementos tectónicos de mayor envergadura relacionados con la cuenca son los sistemas de fallas del Piedemonte llanero que siendo originalmente estructuras extensionales sufrieron inversión durante la fase principal de deformación que comenzó en el Mioceno medio con el levantamiento de la cordillera Oriental (Cooper, M.A. et al, 1995). En la información sísmica no se identifica ningún cambio irregular en la geometría de las Formaciones Une hasta León que

pueda indicar algún control por deformación tectónica a excepción del basculamiento paulatino de la cuenca hacia el noroeste donde se localiza su eje, revelado por el adelgazamiento regular de todas las unidades estratigráficas hacia el borde sureste de la cuenca y sus acuñamientos contra la superficie de discordancia, ya sea sobre rocas del Paleozoico o sobre rocas del Basamento.

2.2.5. Roca generadora principal

Formación Gachetá Lutitas contenidas en la documentada Formación Gachetá del Cretácico Superior, es considerada como la roca generadora principal, fue depositada bajo condiciones anóxicas durante una trasgresión marina sobre una amplia plataforma abierta durante el Cretácico tardío; en su mayoría contiene calizas de grano fino intercaladas con margas con una variable aporte de material terrestre, generalmente asociado con un espesor, de un rango promedio de 230 metros y un máximo espesor de 640 metros (Pérez Téllez, 1995). La litología (principalmente shale) en la zona axial y en la porción oriental del prisma generativo está asociada con un excelente Kerógeno tipo II, rico en hidrógeno. El contenido de carbono orgánico (TOC) generalmente varía entre 1.5 y 3.0 WT%, con un promedio de 2.2 WT%; la materia orgánica contenida en la roca generadora es principalmente no estructurada del tipo amorfo con partículas menores de vitrinita. El índice de hidrógeno (HI) de las muestras inmaduras tiene un máximo de 200 mg HC/g TOC, el cual se aumenta con el incremento de la madurez térmica a valores cercanos de 400 mg HC / g T0C, lo que evidencia que estas rocas son generadoras de aceite.

2.2.6. Roca reservorio

Las rocas reservorios presentan un rango desde el Cretáceo Medio hasta el Mioceno tardío asociadas al sistema petrolero de Gachetá–Cretácico-Terciario (!); las unidades de arenas que incluyen las formaciones Une, Gachetá, Guadalupe, Mirador y los miembros C7, C5, C3, C1 de la Formación Carbonera (figuras 5.2 y 5.13) son las rocas reservorios del área. (ANH/EPIS., 2012)

Las principales rocas reservorios que contienen el mayor porcentaje de hidrocarburos pesados en el área de los Llanos son la Formación Une (Cretáceo) y el miembro C7 de la Formación Carbonera (Terciario) con un 57% y 24.5% respectivamente de las reservas de petróleo conocidas. Las Formaciones Mirador, Gachetá y Guadalupe contienen el 11%, el 4% y el 3% respectivamente. (ANH/EPIS, 2012).

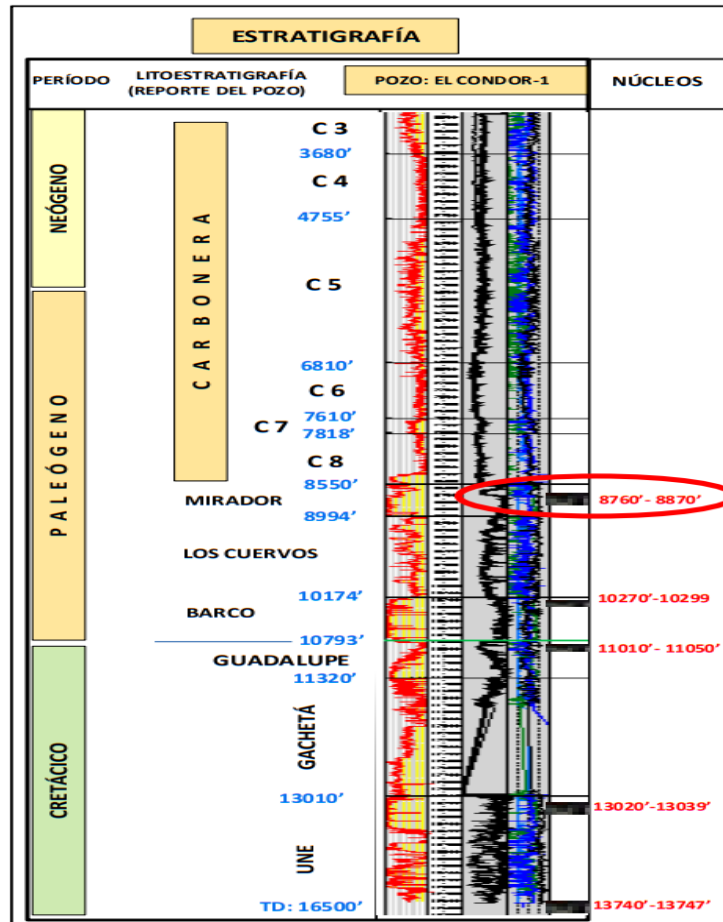
2.2.7. Roca sello

Para la totalidad de la Cuenca, la sección de arcillolitas de la Formación León se considera el sello regional para el sistema petrolífero Gachetá, figuras 5.13. En la sección cretácica, la unidad de shale de la Formación Gachetá es un sello efectivo para el sistema petrolero Gachetá-Une, que incluye el 57% de las reservas de hidrocarburos pesados (395 MMBO P-10). Puesto que la Formación Gachetá es la roca generadora de este hidrocarburo, su litología ejerce una doble función como roca generadora y como roca sello. (ECOPETROL, 2008).

El segundo sello regional lo constituye la secuencia de arcillositas intraformacionales de los miembros C-8 y C-6 de la Formación Carbonera que contiene el 35% del volumen de hidrocarburos pesados almacenados en los yacimientos de las formaciones Mirador y C-7. (Elf Aquitaine, Houston Oil, LL&E., 1983)

2.2.8. Columna Estratigrafica

Ilustración 5. Columna estratigrafica



Fuente: ANH

3. CAPITULO 2: DESCRIPCIÓN DEL CONTRATO

3.1.Objetos Del Contrato De Asociación

- El objeto de este contrato es la exploración del Área Contratada y la explotación del petróleo de propiedad Nacional que pueda encontrarse en dicha área, descrita en la Cláusula Tercera. (ECOPETROL, 2008)
- De conformidad con el Artículo. De Decreto No.2310 de 1974 la exploración y explotación de hidrocarburos de propiedades nacional está a cargo de ECOPETROL, quien podrá llevar a cabo dichas actividades directamente o por medio de contratos con particulares. Con base en la mencionada disposición ECOPETROL ha acordado con LAS COMPAÑIAS explorar el área contratada y explotar el petróleo que pueda encontrarse en ella en los términos y condiciones previstas en el presente documento. (ECOPETROL, 2008)
- Sin perjuicio de lo estipulado en este Contrato, se entiende que LAS COMPAÑIAS tendrán en el petróleo que se produzca en el Área Contratada y en la parte que les corresponda los mismos derechos y obligaciones que tengan ante la Ley Colombiana quienes exploten petróleo de propiedad nacional dentro del país. (ECOPETROL, 2008)
- ECOPETROL y LAS COMPAÑIAS acuerdan que llevarán a cabo trabajos de exploración y explotación en los terrenos del Área Contratada, que repartirán entre sí los costos y riesgos de estos en la proporción y términos previstos en este contrato y que, las propiedades que adquieran y el petróleo producido y almacenado pertenecerán a cada parte en las proporciones estipuladas. (ECOPETROL, 2008)

3.2. Términos Y Condiciones

- LAS COMPAÑIAS se comprometen a realizar un programa sísmico que consta de una longitud de perfil de doscientos (200) kilómetros aproximadamente, durante el primer año contado a partir de la fecha efectiva de este contrato. Igualmente, LAS COMPAÑIAS se comprometen reprocesar mil (1000) kilómetros aproximadamente de sísmica que ya existe. Dentro del segundo año perforarán un pozo exploratorio hasta penetrar las formaciones que puedan producir petróleo en el área. Al término de dichos trabajos sísmicos o de los de perforación LAS COMPAÑIAS tendrán la opción de renunciar el contrato, siempre que hayan dado cumplimiento a las obligaciones antes mencionadas. (Elf Aquitaine, Houston Oil, LL&E., 1983).

- Durante el tercer año, LAS COMPAÑIAS se comprometen a perforar un segundo pozo exploratorio hasta la profundidad requerida para alcanzar los objetivos de producción y al término de dicha perforación podrán renunciar al contrato siempre que hayan dado cumplimiento a la mencionada obligación. (Elf Aquitaine, Houston Oil, LL&E., 1983).

3.3. Producción

- El Operador determinará con la aprobación del Comité Ejecutivo semestralmente, o con la frecuencia que sea necesaria, el Máximo Grado de Eficiencia Productiva (MER) para cada campo comercial. Este Máximo Grado de Eficiencia Productiva (MER) será la suma del Máximo Grado de Eficiencia Productiva (MER) de cada pozo productor basado en razones técnicas determinativas de los yacimientos. La producción estimada deberá disminuirse en la forma que fuere necesario para compensar las condiciones reales o anticipadas de la operación, tales como pozos en reparación que no estén produciendo, limitaciones de capacidad en las Líneas colectoras,

en las bombas, en los separadores, en los tanques, en los oleoductos y en otras instalaciones. (ECOPETROL, 2008)

- El Operador determinará periódicamente con la aprobación del Comité Ejecutivo, al menos una vez al año el área considerada capaz de producir petróleo en cantidad comercial en cada campo y propondrá un espaciamiento y programa para la perforación de pozos de explotación bajo bases de economía y eficiencia. (Zeal Latin American Petroleum Company S.A., 1983).

- El Operador preparará y entregará a cada una de las partes, a intervalos regulares. De tres (3) meses, un programa que indique la participación en la producción y otro que indique la distribución de la Producción de cada parte para los siguientes seis (6) meses. El pronóstico de producción se hará basándose en el máximo grado de eficiencia productiva (MER) y ajustado a los derechos de cada parte, de acuerdo con este contrato. (ECOPETROL, 2008)

En cuanto a las regalías se estipula que durante la explotación del área contratada el operador debía entregar a Ecopetrol como regalías o participación un porcentaje de 20% de la producción de gas de dicha área, donde Ecopetrol de acuerdo con la forma y términos que determina la ley pagaría a la Nación, Departamento y Municipio las regalías correspondientes al total de la producción del campo comercial. (ECOPETROL, 2008)

Donde después de deducidos los porcentajes estipulados, el resto de gas producido y proveniente del campo es de propiedad de las partes en la siguiente proporción Ecopetrol (50%) y el asociado (50%). (ECOPETROL, 2008)

También se estipula sobre la cuenta conjunta donde manifiesta que, sin perjuicio de lo estipulado en otras cláusulas de este contrato, los gastos por concepto de trabajo de exploración serán por cuenta y riesgo de, en cuanto las partes hayan aceptado la existencia de un campo comercial, los derechos e interés en la operación del área contratada quedara dividida así: Ecopetrol (50%) y el asociado (50%). (Zeal Latin American Petroleum Company S.A., 1983).

De allí en adelante todos los costos, gastos, inversiones, pagos y obligaciones que se lleven a cabo o se efectúen para el desarrollo de las operaciones será cargada a la cuenta conjunta.

Estipula la duración máxima del contrato donde el contrato empezaría a regir desde la fecha efectiva y tendría una duración no mayor a 31 años distribuidos así:

- Hasta seis (6) años como periodo de exploración.
- Veinticinco (25) años como periodo de explotación contados a partir de la fecha de terminación del periodo de exploración.

Estipula la terminación del contrato, donde dicho contrato terminaría en cualquiera de los siguientes casos:

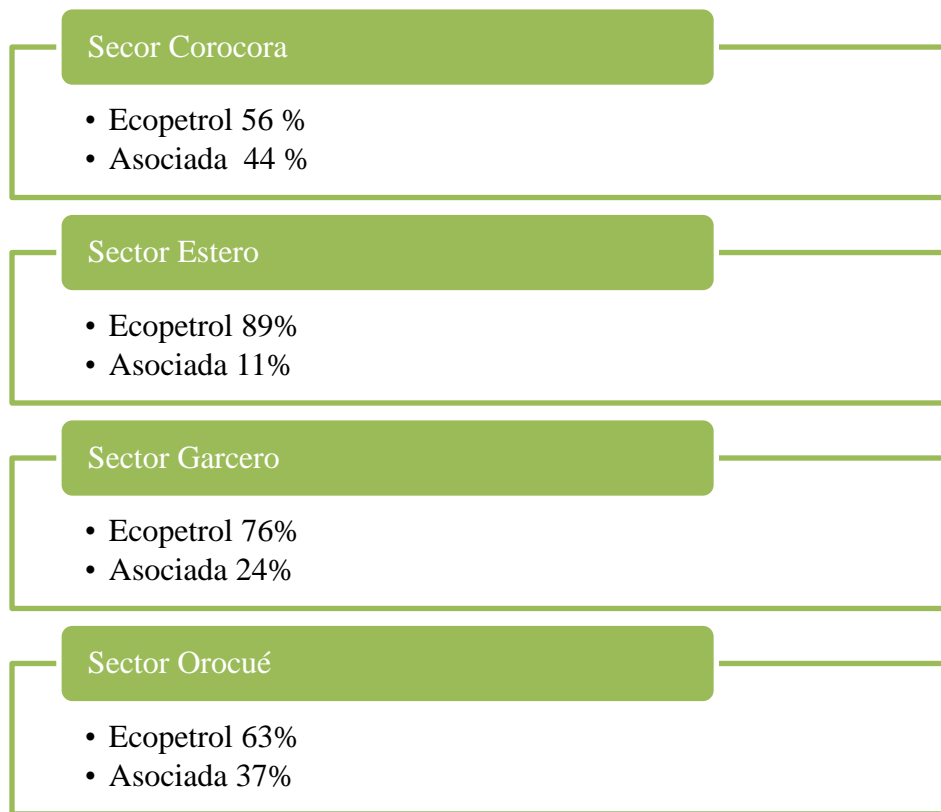
- Por vencimiento del periodo de exploración.
- Cuando haya transcurrido el tiempo de duración del contrato.
- En cualquier fecha por voluntad del asociado, previo cumplimiento de sus obligaciones.

Y por último la cláusula 26 estipula las obligaciones en caso de terminación, donde terminado el contrato de acuerdo con las cláusula 24 en su periodo de exploración o explotación, el asociado dejará en producción los pozos que en tal fecha sean productores y entregará las construcciones y demás propiedades inmuebles de la cuenta conjunta ubicadas en el área contratada todo lo cual pasaría gratuitamente a poder de Ecopetrol. (Elf Aquitaine, Houston Oil, LL&E., 1983).

3.4. Distribución De La Participación

A partir de la fecha de suscripción de los Otrosí y hasta la terminación del Contrato, la participación en la producción de Hidrocarburos de los campos fue distribuida después de descontado el porcentaje correspondiente a regalías de la siguiente manera:

Ilustración 6. Distribución de la participación en los campos



Fuente: Elaboración propia

3.5.Fundamentos Para La Extensión

El gobierno de Álvaro Uribe Vélez contempla la opción de extender los contratos de Asociación que estaban a punto de terminar, para lo cual solicita concepto al Consejo de Estado, quien, mediante la Sala de Consulta y Servicio Civil, el 31 de julio de 2003 conceptúa que es clara la facultad de ECOPETROL de extender los contratos de asociación. Sobre el particular señaló el Consejo de Estado en este concepto: "Desde luego es posible y así está contemplado en la legislación vigente, extender un contrato de asociación. En efecto, cuando la ley faculta a la Junta Directiva de ECOPETROL a celebrar cualquier clase de contrato (...), lo está facultando también para que lo haga a través de la prórroga de los contratos celebrados, a condición naturalmente, que con buen juicio se adecúe el retorno de las inversiones que sea necesario hacer, a los riesgos actuales del campo en cuestión" En este mismo concepto señala el Consejo de Estado más adelante: "Aún más, podría encontrar conveniente y útil la celebración o extensión del contrato inicial en los mismos términos contractuales en cuanto a la participación y las regalías, en la medida en que el asociado adopte compromisos que previamente no tenía o ceda derechos que previamente tenía, que implicaran un menor riesgo para la Nación, y que compensen el menor riesgo asociado a la producción en el período de extensión". (ECOPETROL, 2008)

A partir del anterior concepto del Consejo de Estado, el gobierno de Uribe Vélez expide el documento CONPES 3245 del 15 de septiembre de 2003, estableciendo que la extensión de los contratos de asociación es una alternativa del Gobierno Nacional para garantizar el abastecimiento de hidrocarburos; y es así como se procede a extender 14 contratos de asociación, como los contratos de Asociación Corocora, Estero, Garcero y Orocué, y 10 contratos más, con el fin de incentivar la reinversión de los campos maduros, buscando su reactivación y evitar la caída drástica de la producción, e igualmente incentivar el posible aumento en la producción mediante la

implementación de métodos de recobro mejorado y exploraciones adicionales en dichas áreas. (Elf Aquitaine, Houston Oil, LL&E., 1983).

Dentro de las consideraciones más importantes tenidas en cuenta para darle fundamento a la extensión de dicho contrato se encuentran:

Que a la fecha de suscripción de dichos Otrosís, Perenco Colombia Limited es el Operador de todos los campos descubiertos en el Contrato. Las obligaciones, derechos y funciones del Operador, se encuentran contenidas en el clausulado del Contrato y en las decisiones adoptadas a la fecha por el Comité Ejecutivo. (ECOPETROL, 2008)

Que, de acuerdo con la política del Gobierno Nacional para incentivar el sector de hidrocarburos, precisada en el Plan Nacional de Desarrollo 2002-2006 y en documento CONPES 3245 del 15 de septiembre de 2003, la extensión de los contratos de asociación es una alternativa del Gobierno Nacional para garantizar el abastecimiento de Hidrocarburos.

Sobre esta particular señala el documento CONPES: "... con el objetivo de mantener y/o disminuir las tasas de declinación de la producción de Hidrocarburos en los campos en operación bajo la modalidad de contratos de asociación, el CONPES recomienda a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ya ECOPETROL S.A. adoptar y aplicar la estrategia de extender en el tiempo los contratos de asociación vigentes hasta su límite económico y definir los términos y condiciones para ello ... ". Más adelante, y también en el acápite de recomendaciones, indica el documento CONPES 3245: "Esta estrategia implicará la modificación de la Cláusula de terminación de los contratos de asociación vigentes, a efecto de que la finalización de los mismos esté determinada no por el acaecimiento de una fecha sino por el límite económico de los campos, ... " Así mismo, la segunda recomendación del documento CONPES explícitamente prevé "...ECOPETROL S.A.

En el marco de su autonomía jurídica acordará con las compañías asociadas los términos y condiciones de extensión en el tiempo de los contratos de asociación. En este sentido, se deberán

adoptar unos compromisos o cesiones por parte de los Asociados, de tal forma que de la evaluación de estos se tenga un mayor beneficio al que tendría la Nación si optara por el mecanismo de la finalización u operación directa ... ". (ECOPETROL, 2008)

4. CAPITULO 3: EVALUACIÓN FINANCIERA

Al momento de evaluar financieramente un proyecto con el fin de tomar decisiones relacionadas con la inversión o no inversión de este, para este caso de la extensión o no extensión de los contratos de Asociación Corocora, Estero, Garcero, y Orocué es importante tomar en cuenta aspectos como la liquidez, la rentabilidad y el riesgo de un proyecto, por lo cual es apropiado tener en cuenta indicadores financieros como el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), pues son uno de los más usados en finanzas para la toma de decisiones.

El Valor Presente Neto (VPN) calcula valga la redundancia el valor presente del flujo de efectivo de un proyecto, en donde por lo contrario la Tasa Interna de Retorno (TIR) alude a la tasa de descuento que hace que el valor presente neto (VPN) de cualquier inversión sea igual a cero, siendo que la comparación del VPN con TIR proporciona al equipo evaluador del proyecto una guía sobre la viabilidad o no de la inversión.

La fórmula base utilizada para el cálculo del Valor Presente Neto (VPN) para el caso de extensión y no extensión de los contratos de asociación es la que se presenta a continuación.

Ecuación 1. Ecuación VPN

$$VPN = \frac{FCN}{(1 + i)^n}$$

En donde:

FCN: (ingresos netos - costos de producción - depreciación) - (impuesto + depreciación)

i: tasa de descuento

n: números de periodos expresados en años.

Para llevar a cabo la evaluación de los criterios financieros de valor presente neto (VPN), y tasa interna de retorno (TIR), tomamos como base los datos suministrados por parte de Ecopetrol de la producción promedio día mensual (Bopd) de los campos Corocora, Estero, Garcero y Orocué.

Para efectuar la evaluación del valor presente neto real se tienen en cuenta los datos de la producción desde el primero (1) de febrero del año 2008 hasta el treinta (30) de abril del año 2023 con el fin de obtener un valor del costo en dinero dejado de recibir por concepto de impuestos, regalías, y comercialización del petróleo. También se hallará la tasa interna de retorno (TIR) con base en los flujos de caja ocurridos tras la firma de la extensión del contrato.

Gracias a estos indicadores financieros anteriormente mencionados se podrá evaluar si estas extensiones, a través de otrosís, y en particular los contratos de Asociación Corocora, Estero, Garcero y Orocué, fue la mejor opción para el país y para Ecopetrol desde el punto de vista económico y financiero; o si, por el contrario, fue un mal negocio y hubiese sido más favorable la terminación del contrato y que Ecopetrol hubiese asumido la operación directa de los campos descubiertos en el área de dicho contrato de asociación.

4.1. Variables Económicas Y Contables Necesarias Para Realizar La Evaluación Financiera

Para estimar el Valor presente neto (VPN) del proyecto, para el país, entre Ecopetrol y Perenco Colombia Limited se tomó en consideración los siguientes supuestos para la valoración de las alternativas de negociar el contrato de asociación:

a) Precio del petróleo crudo en puerto: Escenario CERA (Cambridge Energy Research Associates) medio para el WTI - Ajuste por calidad (crudo) (Fuente Proyección corporativa Portafolio). El

ajuste por calidad está definido como el 85.7% del precio del WTI. (Elf Aquitaine, Houston Oil, LL&E., 1983).

b) Regalías: Valor promedio actual de 20%, el cual se mantendría al negociarse la extensión del Contrato de Asociación. Si por el contrario éste termina porque no hay extensión, los valores a aplicar serían después de mediados del 2008 de 32% para el escenario de producción base y 32% o % variable para el escenario de producción adicional. (Elf Aquitaine, Houston Oil, LL&E., 1983).

c) Impuestos: Renta:

Tabla 1. Variación del impuesto de renta (2008-2023)

AÑO	Impuesto de renta
2008	0,34
2009	0,33
2010	0,33
2011	0,33
2012	0,33
2013	0,33
2014	0,39
2015	0,4
2016	0,42
2017	0,43
2018	0,35
2019	0,35
2020	0,35
2021	0,33
2022	0,33
2023	0,33

Fuente: Elaboración propia

d) Tasas de Descuento: Los proyectos se evaluaron con una tasa de descuento base del 12.28% en dólares reales.

e.) Pago por usufructo de facilidades: en el caso de realizarse la extensión del Contrato de Asociación y como reconocimiento de que el Estado tiene un derecho ganado por las reservas y la propiedad de los activos después de la fecha terminación la cual se estima mediados de 2008, Occidental aportaría a ECOPETROL 0,15 dólares por barril sobre la producción del socio antes deducir regalías.

4.2. Costos De Operación En Campo

Los campos en el sector de Casanare tienen altos niveles de producción de agua que contrastan con la declinación natural del campo en términos de producción de crudo. Por lo tanto, los costos de operación están altamente relacionados por el elevado manejo de los fluidos de crudo y agua. Para el inicio de las operaciones, es decir para el año 2008 se estimó un valor de 86.4 millones de dólares con un costo unitario de US\$ 2.79 por barril.

4.3. Costos De Abandono

Para la estimación de los costos de abandono se tomó un valor referencia ya que en el contenido de los contratos de Asociación no se especificaba este, por esta razón se decidió tomar el costo estipulado en el Contrato de Asociación Cravo Norte, ya que este campo es bastante cercano a los campos Corocora, Estero, Garcero y Orocué, y serviría de base promedio, valor el cual incluye el desmantelamiento total de las facilidades de producción, de la estación de bombeo, taponamiento y abandono de los pozos (según normas de los Ministerios de Minas y Energía y del Medio Ambiente), levantamiento de líneas superficie, el saneamiento ambiental de las localizaciones, el retiro de líneas eléctricas y estructuras asociadas, el relleno sanitario y sitios de extracción de arena, y el desmantelamiento de campamentos. (ANH/EPIS., 2012).

Valor estimado de los costos de abandono: 42.600.000 \$USD

4.4. Transporte De Crudo

El crudo de los campos pertenecientes a los contratos de asociación Corocora, Estero, Garcero, y Orocué es transportado por un oleoducto construido en tubería API-5LX42 con punto de entrega en la Estación Chigüiro, el cual luego es transportado hasta el terminal marítimo de Coveñas (estación de medición ACN e instalaciones costa afuera).

Para fijar un precio por barril de crudo transportado tomamos como referencia el valor promedio estipulado de ECOPETROL el cual es 8.5 USD\$ por barril.

4.5. Inversión Inicial

Los costos de inversión, esenciales para la presente evaluación, fueron extraídos de los otrosíes correspondientes a la extensión de los campos petroleros Corocora, Estero, Garcero y Orocué.

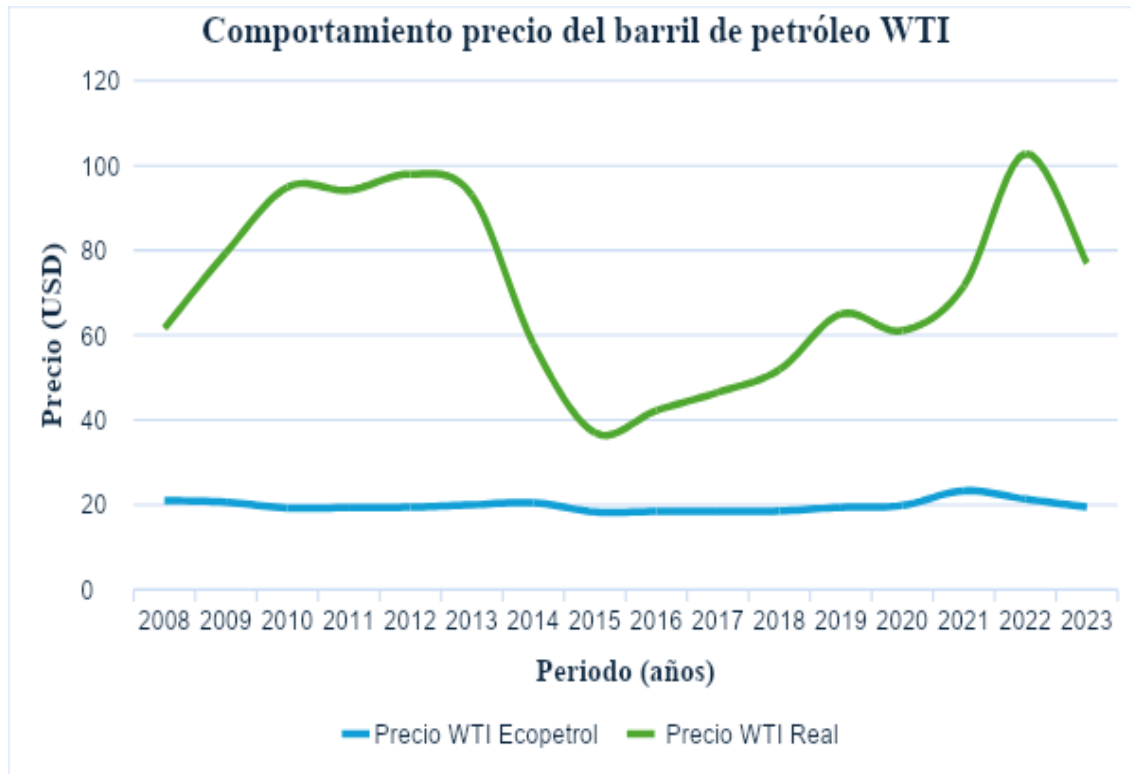
Dichos costos se encuentran detalladamente estipulados en los documentos contractuales asociados con las extensiones mencionadas. La consideración de estos costos específicos proporciona una base sólida y detallada para el análisis financiero, permitiendo una evaluación precisa de las implicaciones económicas asociadas con la extensión de dichos campos petroleros. Este enfoque garantiza la incorporación de datos detallados y contractuales para una toma de decisiones más informada en el contexto de la gestión de activos en la industria petrolera.

4.6. Precio Del Petróleo

Para conocer la diferencia del comportamiento del barril del petróleo West Texas Intermediate tomamos en cuenta el precio proyectado por Ecopetrol y el valor real que tuvo para cada uno de los años.

Se puede evidenciar la diferencia entre las dos líneas del comportamiento del precio del barril petróleo WTI para estos campos. En promedio el precio del barril proyectado por ECOPETROL S.A. fue de 20 USD\$ y el precio promedio del barril de petróleo WTI real fue de 70,43 USD\$.

Tabla 2. Comportamiento barril de petróleo WTI



Fuente: Elaboración propia

Ecopetrol fundamentó su decisión en la proyección tomada del precio del petróleo (WTI) para concretar que no resultaba rentable ser el único productor del campo. En cambio, era más lucrativo extender el contrato de los campos Corocora, Estero, Garcero y Orocué. La información proporcionada fue inexacta y no guardó concordancia con la realidad; esto evidencia una gestión deficiente por parte de Ecopetrol en relación con estos contratos, los cuales tienen un significativo impacto en su condición de empresa del estado.

4.7.Resultados Económicos

El Valor presente neto (VPN) se calculó teniendo en cuenta las consideraciones mencionadas anteriormente con la novedad de la utilización de los datos reales ocurridos durante el tiempo transcurrido desde el inicio de la extensión del contrato y algunas variaciones en el porcentaje del impuesto de renta. (ECOPETROL, 2008)

A continuación, se presentan los cálculos llevados a cabo en las tablas de Excel, en donde se evidencian los valores arrojados para el valor presente neto (VPN) y Tasa interna de retorno (TIR) de los contratos de asociación de Corocora, Estero, Garcero y Orocué, principalmente en los escenarios reales ocurridos en la extensión del contrato y también en el escenario de no haber ocurrido extensión del mismo y que este hubiera sido operado 100% por ECOPETROL.

4.7.1. VPN Y TIR Contratos De Asociación

4.7.1.1.Sector Corocora

Tabla 3.VPN Y TIR Perenco (real con extensión)

VPN con extensión (44% Perenco)							
AÑO	Precio Corocora	Ingresos Neto perenco	Gastos	Ingreso Bruto	Impuesto Renta (\$)	FCA (flujo de caja)	VPN
Inicio						-117.776.174	-117.776.174
2008	52,8	556.734.409	63.017.981	493.716.428	167.863.586	325.852.842	290.214.502
2009	68,1	663.094.283	60.004.706	603.089.577	199.019.560	404.070.017	320.517.552
2010	81,3	706.376.207	56.976.064	649.400.143	214.302.047	435.098.096	307.383.089
2011	80,7	625.046.218	52.541.124	572.505.093	188.926.681	383.578.413	241.348.465
2012	84,0	456.744.277	38.707.744	418.036.532	137.952.056	280.084.477	156.955.674
2013	79,7	362.207.706	33.386.148	328.821.558	108.511.114	220.310.444	109.956.438
2014	49,7	191.491.716	30.198.628	161.293.088	62.904.304	98.388.784	43.734.963
2015	31,7	94.955.369	24.336.412	70.618.957	28.247.583	42.371.374	16.774.644
2016	36,2	220.660.275	50.783.841	169.876.435	71.348.103	98.528.332	34.740.774
2017	39,9	253.681.398	56.299.376	197.382.022	84.874.269	112.507.752	35.331.202
2018	44,4	321.817.918	68.831.473	252.986.445	88.545.256	164.441.189	45.992.198
2019	55,7	341.557.964	59.569.230	281.988.734	98.696.057	183.292.677	45.657.935
2020	52,3	268.855.035	51.129.561	217.725.473	76.203.916	141.521.558	31.397.231
2021	61,3	277.347.181	46.129.958	231.217.223	76.301.684	154.915.539	30.609.859
2022	88,1	322.784.367	38.291.021	284.493.346	93.882.804	190.610.542	33.543.692
2023	66,0	73.697.333	11.971.032	61.726.302	20.369.680	41.356.622	6.481.964
Total						3.276.928.657	1.632.864.008

TIR	294,06%
------------	----------------

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4. VPN y TIR Ecopetrol (real con extensión)

VPN total del contrato							
AÑO	Precio	Ingreso Contrato	Gastos	Ingreso Bruto	Impuesto Renta (\$)	FCA (flujo de caja)	VPN
Inicio						-239.812.347	-239.812.347
2008	52,8	1.265.305.475	321.913.318	943.392.157	320.753.333	622.638.824	554.541.168
2009	68,1	1.507.032.461	306.620.860	1.200.411.602	396.135.829	804.275.773	637.969.885
2010	81,3	1.605.400.471	291.337.108	1.314.063.363	433.640.910	880.422.453	621.990.710
2011	80,7	1.420.559.585	268.750.123	1.151.809.462	380.097.123	771.712.340	485.563.272
2012	84,0	1.038.055.175	198.081.996	839.973.178	277.191.149	562.782.029	315.375.681
2013	79,7	823.199.332	170.900.169	652.299.163	215.258.724	437.040.439	218.125.882
2014	49,7	435.208.446	154.670.174	280.538.273	109.409.926	171.128.346	76.068.548
2015	31,7	215.807.657	124.683.726	91.123.931	36.449.572	54.674.358	21.645.343
2016	36,2	501.500.626	260.234.675	241.265.951	101.331.699	139.934.251	49.340.369
2017	39,9	576.548.632	288.632.394	287.916.238	123.803.982	164.112.256	51.536.744
2018	44,4	731.404.359	353.065.481	378.338.879	132.418.608	245.920.271	68.780.905
2019	55,7	776.268.100	305.602.000	470.666.099	164.733.135	305.932.965	76.207.450
2020	52,3	611.034.170	262.347.438	348.686.732	122.040.356	226.646.376	50.282.577
2021	61,3	630.334.502	236.732.405	393.602.097	129.888.692	263.713.405	52.107.298
2022	88,1	733.600.833	196.535.400	537.065.433	177.231.593	359.833.840	63.323.651
2023	66,0	167.493.940	61.453.111	106.040.829	34.993.473	71.047.355	11.135.493
Total						6.081.815.282	3.114.182.627

TIR 318,10%

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5. VPN y TIR de no haber extensión

VPN con extensión (56% Ecopetrol)							
AÑO	Precio Corocora	Ingresos Neto perenco	Gastos	Ingreso Bruto	Impuesto Renta (\$)	FCA (flujo de caja)	VPN
Inicio						-133.868.914	-133.868.914
2008	52,8	708.571.066	100.952.017	607.619.050	206.590.477	401.028.573	357.168.305
2009	68,1	843.938.178	96.156.302	747.781.877	246.768.019	501.013.857	397.415.618
2010	81,3	899.024.264	91.363.317	807.660.947	266.528.112	541.132.834	382.293.289
2011	80,7	795.513.368	84.280.039	711.233.329	234.706.999	476.526.331	299.831.520
2012	84,0	581.310.898	62.118.514	519.192.384	171.333.487	347.858.897	194.935.572
2013	79,7	460.991.626	53.594.293	407.397.333	134.441.120	272.956.213	136.231.820
2014	49,7	243.716.730	48.504.566	195.212.164	76.132.744	119.079.420	52.932.192
2015	31,7	120.852.288	39.100.816	81.751.471	32.700.588	49.050.883	19.419.033
2016	36,2	280.840.350	81.609.594	199.230.756	83.676.918	115.553.839	40.743.914
2017	39,9	322.867.234	90.515.119	232.352.115	99.911.409	132.440.706	41.590.816
2018	44,4	409.586.441	110.721.335	298.865.107	104.602.787	194.262.319	54.332.805
2019	55,7	434.710.136	95.836.787	338.873.349	118.605.672	220.267.677	54.868.353
2020	52,3	342.179.135	82.272.156	259.906.979	90.967.443	168.939.536	37.480.040
2021	61,3	352.987.321	74.239.282	278.748.039	91.986.853	186.761.186	36.902.260
2022	88,1	410.816.467	61.633.502	349.182.965	115.230.378	233.952.587	41.171.036
2023	66,0	93.796.606	19.271.696	74.524.911	24.593.220	49.931.690	7.825.963
Total						4.010.756.547	2.021.273.622

TIR 280,40%

Fuente: Elaboración propia.

La mayor parte de las importaciones del país son impulsadas por los hidrocarburos, representando más del 50% del total. Alrededor del 20% de la inversión extranjera se dirige hacia el sector petrolero, y la venta de crudo constituye aproximadamente el 30% de los ingresos fiscales de la nación. Ante este panorama, era previsible que los bajos precios del petróleo tuvieran un impacto adverso en la economía colombiana durante el año 2015.

La crisis petrolera, derivada de la caída en el precio del barril de crudo, resultó en una pérdida cercana a los \$10 billones de pesos para el país en el mismo año. Esto conllevó a una reducción drástica en las inversiones de Ecopetrol para proyectos de hidrocarburos no convencionales, disminuyendo a tan solo \$40 millones de dólares. La inversión en el sector se redujo en un 30%, la perforación de pozos exploratorios se desplomó en un 82%, y la actividad sísmica disminuyó en un 20%.

Además, fue necesario implementar un recorte presupuestario de \$16 billones de pesos, afectando principalmente la inversión y los gastos operativos.

En la Tabla 5 se muestra que el valor presente neto del contrato de extensión Corocora para el año 2015 experimentó una disminución significativa en comparación con los años anteriores y posteriores a este, lo que indica una caída drástica en su desempeño en este contexto global.

Como podemos evidenciar en los cálculos expuestos anteriormente, y con el fin de demostrar cuánto dinero dejó de ganar ECOPETROL S.A de no haber existido el otrosí de extensión del contrato de Asociación de Corocora, tenemos los siguientes datos arrojados:

Tabla 6. VPN de los escenarios (Corocora)

Escenario del contrato	VPN (USD\$)
Extendido (Perenco)	1.632.864.008
Extendido (Ecopetrol)	2.021.273.622
Sin Extensión	3.114.182.627

Capital dejada de recibir por Ecopetrol	1.092.909.005
---	---------------

Fuente: Elaboración propia

4.7.1.2.Sector Estero

Tabla 7. VPN y TIR Perenco (con extensión Estero)

VPN con extension (11% Estero)							
AÑO	Precio Estero	Ingresos Neto perenco	Gastos	Ingreso Bruto	Impuesto Renta (\$)	FCA (flujo de caja)	VPN
Inicio						-22.639.700	-22.639.700
2008	52,8	27.928.470	790.321	27.138.149	9.226.971	17.911.178	15.952.243
2009	68,1	34.748.013	786.104	33.961.909	11.207.430	22.754.479	18.049.372
2010	81,3	30.230.428	609.594	29.620.834	9.774.875	19.845.959	14.020.544
2011	80,7	29.882.516	627.978	29.254.538	9.653.997	19.600.540	12.332.707
2012	84,0	28.340.732	600.449	27.740.284	9.154.294	18.585.990	10.415.345
2013	79,7	24.239.154	558.555	23.680.599	7.814.598	15.866.001	7.918.685
2014	49,7	10.823.600	426.726	10.396.874	4.054.781	6.342.093	2.819.135
2015	31,7	6.975.848	446.966	6.528.883	2.611.553	3.917.330	1.550.854
2016	36,2	4.230.502	243.407	3.987.095	1.674.580	2.312.515	815.385
2017	39,9	9.909.257	549.789	9.359.468	4.024.571	5.334.897	1.675.336
2018	44,4	13.397.277	716.363	12.680.914	4.438.320	8.242.594	2.305.353
2019	55,7	18.146.977	791.228	17.355.749	6.074.512	11.281.237	2.810.139
2020	52,3	24.368.581	1.158.575	23.210.006	8.123.502	15.086.504	3.347.013
2021	61,3	32.114.611	1.335.371	30.779.240	10.157.149	20.622.091	4.074.732
2022	88,1	53.397.472	1.583.599	51.813.873	17.098.578	34.715.295	6.109.206
2023	66,0	29.332.153	1.191.143	28.141.011	9.286.534	18.854.477	2.955.126
Total						241.273.180	84.511.476

TIR	84,67%
------------	---------------

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8. VPN y TIR Ecopetrol (con extensión Estero)

VPN con extensión (89% Ecopetrol)							
AÑO	Precio Estero	Ingresos Neto perenco	Gastos	Ingreso Bruto	Impuesto Renta (\$)	FCA (flujo de caja)	VPN
Inicio						-44.248.199	-44.248.199
2008	52,8	225.966.709	51.165.594	174.801.115	59.432.379	115.368.736	102.750.922
2009	68,1	281.143.012	50.909.214	230.233.798	75.977.153	154.256.645	122.359.888
2010	81,3	244.591.648	39.504.271	205.087.377	67.678.835	137.408.543	97.074.804
2011	80,7	241.776.719	40.709.306	201.067.412	66.352.246	134.715.166	84.763.109
2012	84,0	229.302.287	38.942.422	190.359.865	62.818.755	127.541.110	71.472.368
2013	79,7	196.116.795	36.236.169	159.880.626	52.760.607	107.120.019	53.463.356
2014	49,7	87.572.765	27.699.270	59.873.495	23.350.663	36.522.832	16.234.825
2015	31,7	56.440.955	29.021.996	27.418.958	10.967.583	16.451.375	6.513.028
2016	36,2	34.228.604	15.807.853	18.420.752	7.736.716	10.684.036	3.767.157
2017	39,9	80.174.897	35.722.146	44.452.751	19.114.683	25.338.068	7.957.002
2018	44,4	108.396.151	46.569.501	61.826.650	21.639.328	40.187.323	11.239.905
2019	55,7	146.825.541	51.444.159	95.381.383	33.383.484	61.997.899	15.443.585
2020	52,3	197.163.973	75.340.569	121.823.404	42.638.191	79.185.213	17.567.616
2021	61,3	259.836.400	86.851.361	172.985.039	57.085.063	115.899.976	22.900.749
2022	88,1	432.034.089	103.012.279	329.021.810	108.577.197	220.444.613	38.793.899
2023	66,0	237.323.787	77.495.423	159.828.364	52.743.360	107.085.004	16.783.796
Total						1.490.206.556	644.837.811

TIR 280,88%

Fuente: Elaboración propia

Tabla 9. VPN y TIR de no haber extensión (contrato Estero)

VPN total del contrato							
AÑO	Precio	Ingreso Contrato	Gastos	Ingreso Bruto	Impuesto Renta (\$)	FCA (flujo de caja)	VPN
Inicio						-65.731.332	-65.731.332
2008	52,8	253.895.179	64.594.867	189.300.311	64.362.106	124.938.205	111.273.785
2009	68,1	315.891.024	64.271.195	251.619.829	83.034.544	168.585.285	133.725.693
2010	81,3	274.822.076	49.872.833	224.949.244	74.233.250	150.715.993	106.476.098
2011	80,7	271.659.234	51.394.150	220.265.084	72.687.478	147.577.606	92.856.187
2012	84,0	257.643.019	49.163.517	208.479.502	68.798.236	139.681.266	78.275.553
2013	79,7	220.355.950	45.746.963	174.608.987	57.620.966	116.988.021	58.388.453
2014	49,7	98.396.365	34.969.411	63.426.955	24.736.512	38.690.442	17.198.353
2015	31,7	63.416.803	36.639.308	26.777.495	10.710.998	16.066.497	6.360.657
2016	36,2	38.459.106	19.956.890	18.502.216	7.770.931	10.731.285	3.783.817
2017	39,9	90.084.154	45.098.026	44.986.129	19.344.035	25.642.093	8.052.476
2018	44,4	121.793.428	58.792.451	63.000.977	22.050.342	40.950.635	11.453.394
2019	55,7	164.972.519	64.946.546	100.025.973	35.009.090	65.016.882	16.195.609
2020	52,3	221.532.554	95.114.972	126.417.582	44.246.154	82.171.429	18.230.122
2021	61,3	291.951.011	109.646.965	182.304.046	60.160.335	122.143.711	24.134.453
2022	88,1	485.431.561	130.049.588	355.381.973	117.276.051	238.105.922	41.901.941
2023	66,0	266.655.940	97.835.403	168.820.537	55.710.777	113.109.760	17.728.076
Total						1.601.115.034	680.303.336

TIR 208,19%

Fuente: Elaboración propia

El análisis de la Tabla 9 pone de manifiesto una disminución significativa en la producción del campo Estero durante el año 2016 en comparación con el año anterior. Esta disminución se traduce en una reducción de 937,295 barriles, lo que representa una pérdida de ganancias estimada en 2,576,840 dólares en relación al año precedente.

Es importante señalar que esta disminución en la producción no solo afecta los resultados financieros, sino que también impacta a la comunidad local. La reducción en la producción conllevó a recortes de personal y una disminución en el presupuesto destinado al manejo de los campos, lo que potencialmente afecta el empleo y las condiciones socioeconómicas de la región involucrada.

Como podemos evidenciar en los cálculos expuestos anteriormente, y con el fin de demostrar cuánto dinero dejó de ganar ECOPETROL S.A de no haber existido el otrosí de extensión del contrato de Asociación de Corocora, tenemos los siguientes datos arrojados:

Tabla 10. VPN de los escenarios (Estero)

Escenario del contrato	VPN (USD\$)
Extendido (Perenco)	84.511.476
Extendido (Ecopetrol)	640.837.811
Sin Extensión	680.303.336
Capital dejada de recibir por Ecopetrol	35.465.524

Fuente: Elaboración propia

4.7.1.3.Sector Garcero

Tabla 11. VPN y TIR Perenco (con extensión Garcero)

VPN con extensión (24% Perenco)							
AÑO	Precio Garcero	Ingresos Neto perenco	Gastos	Ingreso Bruto	Impuesto Renta (\$)	FCA (flujo de caja)	VPN
Inicio						-88.997.381	-88.997.381
2008	52,8	416.729.360	25.729.366	390.999.994	132.939.998	258.059.996	229.836.120
2009	68,1	482.817.230	23.831.499	458.985.731	151.465.291	307.520.440	243.932.226
2010	81,3	416.037.370	18.304.054	397.733.316	131.251.994	266.481.321	188.260.653
2011	80,7	316.048.971	14.491.061	301.557.911	99.514.111	202.043.800	127.126.448
2012	84,0	315.079.597	14.564.769	300.514.828	99.169.893	201.344.935	112.831.065
2013	79,7	268.239.324	13.486.201	254.753.123	84.068.530	170.684.592	85.188.289
2014	49,7	128.404.183	11.045.235	117.358.948	45.769.990	71.588.958	31.822.128
2015	31,7	76.804.339	10.736.960	66.067.379	26.426.951	39.640.427	15.693.474
2016	36,2	89.160.465	11.192.633	77.967.831	32.746.489	45.221.342	15.944.900
2017	39,9	97.106.290	11.754.953	85.351.337	36.701.075	48.650.262	15.277.811
2018	44,4	110.525.440	12.894.297	97.631.143	34.170.900	63.460.243	17.749.057
2019	55,7	122.310.397	11.635.352	110.675.046	38.736.266	71.938.780	17.919.844
2020	52,3	88.192.550	9.148.383	79.044.166	27.665.458	51.378.708	11.398.611
2021	61,3	90.707.876	8.229.299	82.478.577	27.217.930	55.260.647	10.918.986
2022	88,1	143.403.069	9.279.006	134.124.063	44.260.941	89.863.122	15.814.135
2023	66,0	38.730.264	3.431.538	35.298.726	11.648.579	23.650.146	3.706.768
Total						1.966.787.720	1.054.423.136

TIR 299,78%

Fuente: Elaboración propia

Tabla 12. VPN y TIR Ecopetrol (con extensión Garcero)

VPN con extensión (76% Ecopetrol)							
AÑO	Precio Garcero	Ingresos Neto perenco	Gastos	Ingreso Bruto	Impuesto Renta (\$)	FCA (flujo de caja)	VPN
Inicio						-246.877.618	-246.877.618
2008	52,8	1.319.642.972	255.160.591	1.064.482.381	361.924.010	702.558.372	625.719.961
2009	68,1	1.528.921.227	236.416.505	1.292.504.722	426.526.558	865.978.164	686.913.629
2010	81,3	1.317.451.671	181.702.417	1.135.749.254	374.797.254	760.952.000	537.588.600
2011	80,7	1.000.821.743	143.899.585	856.922.158	282.784.312	574.137.846	361.248.922
2012	84,0	997.752.058	144.697.421	853.054.637	281.508.030	571.546.607	320.287.235
2013	79,7	849.424.526	134.021.931	715.402.595	236.082.856	479.319.739	239.227.383
2014	49,7	406.613.247	109.825.800	296.787.448	115.747.105	181.040.343	80.474.546
2015	31,7	243.213.740	106.793.451	136.420.289	54.568.116	81.852.173	32.404.922
2016	36,2	282.341.471	111.347.879	170.993.592	71.817.309	99.176.283	34.969.240
2017	39,9	307.503.252	116.996.382	190.506.870	81.917.954	108.588.916	34.100.556
2018	44,4	349.997.228	128.403.219	221.594.009	77.557.903	144.036.106	40.285.145
2019	55,7	387.316.258	115.884.079	271.432.179	95.001.263	176.430.916	43.948.681
2020	52,3	279.276.407	91.129.538	188.146.869	65.851.404	122.295.465	27.131.831
2021	61,3	287.241.609	81.987.487	205.254.122	67.733.860	137.520.262	27.172.715
2022	88,1	454.109.720	92.460.313	361.649.406	119.344.304	242.305.102	42.640.913
2023	66,0	122.645.836	34.198.824	88.447.011	29.187.514	59.259.498	9.287.942
Total						5.306.997.791	2.896.524.604

TIR 297,26%

Fuente: Elaboración propia

Tabla 13. VPN y TIR de no haber extensión (contrato Garcero)

VPN total contrato							
AÑO	Precio a	Ingreso Contrato	Gastos	Ingreso Bruto	Impuesto Renta (\$)	FCA (flujo de caja)	VPN
Inicio						-321.909.522	-321.909.522
2008	52,8	1.736.372.332	441.760.025	1.294.612.306	440.168.184	854.444.122	760.994.053
2009	68,1	2.011.738.457	409.308.353	1.602.430.103	528.801.934	1.073.628.169	851.626.349
2010	81,3	1.733.489.040	314.581.746	1.418.907.294	468.239.407	950.667.887	671.616.894
2011	80,7	1.316.870.714	249.133.630	1.067.737.084	352.353.238	715.383.846	450.121.247
2012	84,0	1.312.831.655	250.514.926	1.062.316.729	350.564.521	711.752.208	398.856.619
2013	79,7	1.117.663.850	232.032.429	885.631.421	292.258.369	593.373.052	296.151.131
2014	49,7	535.017.431	190.141.620	344.875.811	134.501.566	210.374.245	93.513.808
2015	31,7	320.018.079	184.891.709	135.126.370	54.050.548	81.075.822	32.097.568
2016	36,2	371.501.935	192.776.799	178.725.136	75.064.557	103.660.579	36.550.388
2017	39,9	404.609.542	202.556.062	202.053.480	86.882.996	115.170.483	36.167.388
2018	44,4	460.522.668	222.304.741	238.217.926	83.376.274	154.841.652	43.307.324
2019	55,7	509.626.655	200.630.330	308.996.325	108.148.714	200.847.611	50.030.843
2020	52,3	367.468.956	157.772.746	209.696.210	73.393.674	136.302.537	30.239.366
2021	61,3	377.949.485	141.945.094	236.004.391	77.881.449	158.122.942	31.243.612
2022	88,1	597.512.789	160.076.720	437.436.069	144.353.903	293.082.166	51.576.674
2023	66,0	161.376.100	59.208.491	102.167.609	33.715.311	68.452.298	10.728.761
Total						6.421.179.619	3.522.912.504

TIR 279,29%

Fuente: Elaboración propia

El análisis detallado del rendimiento del campo Garcero revela que su desempeño se destaca positivamente en comparación con los otros tres campos (Corocora, Estero, y Orocué). A pesar de las fluctuaciones en los precios del crudo durante el período comprendido entre 2015 y 2018, este sector logró mantener su producción de petróleo de manera constante. Este logro obtenido mediante una eficiente gestión y ejecución de estrategias operativas y técnicas, así como una capacidad efectiva para mitigar los impactos adversos del entorno económico en el proceso de extracción de petróleo, el cual es el objetivo principal de estos contratos de Asociación.

Como podemos evidenciar en los cálculos expuestos anteriormente, y con el fin de demostrar cuánto dinero dejó de ganar ECOPETROL S.A de no haber existido el otrosí de extensión del contrato de Asociación de Corocora, tenemos los siguientes datos arrojados:

Tabla 14. VPN de los escenarios (Garcero)

Escenario del contrato	VPN (USD\$)
Extendido (Perenco)	1.054.423.136
Extendido (Ecopetrol)	2.896.524.604
Sin Extensión	3.522.912.504

Capital dejada de recibir por Ecopetrol	626.387.900
---	-------------

Fuente: Elaboración propia

4.7.1.4.Sector Orocué

Tabla 15. VPN y TIR Perenco (con extensión Orocué)

VPN con extension (37% Perenco)							
AÑO	Precio Orocué	Ingresos Neto perenco	Gastos	Ingreso Bruto	Impuesto Renta (\$)	FCA (flujo de caja)	VPN
Inicio						-31.919.582	-31.919.582
2008	52,8	293.710.021	27.956.592	265.753.429	90.356.166	175.397.263	156.214.164
2009	68,1	480.624.962	36.573.405	444.051.557	146.537.014	297.514.543	235.995.321
2010	81,3	411.947.749	27.941.361	384.006.388	126.722.108	257.284.280	181.763.233
2011	80,7	285.457.875	20.178.009	265.279.866	87.542.356	177.737.510	111.832.872
2012	84,0	280.977.024	20.023.713	260.953.312	86.114.593	174.838.719	97.977.329
2013	79,7	233.725.541	18.116.064	215.609.477	71.151.127	144.458.349	72.098.831
2014	49,7	131.027.773	17.375.993	113.651.780	44.324.194	69.327.586	30.816.921
2015	31,7	60.325.023	13.001.204	47.323.819	18.929.528	28.394.291	11.241.177
2016	36,2	53.136.733	10.283.602	42.853.130	17.998.315	24.854.815	8.763.728
2017	39,9	91.070.462	16.995.797	74.074.665	31.852.106	42.222.559	13.259.297
2018	44,4	85.527.132	15.382.602	70.144.530	24.550.586	45.593.945	12.752.071
2019	55,7	85.596.597	12.553.451	73.043.147	25.565.101	47.478.045	11.826.711
2020	52,3	68.355.316	10.931.386	57.423.930	20.098.375	37.325.554	8.280.852
2021	61,3	78.014.823	10.911.526	67.103.297	22.144.088	44.959.209	8.883.518
2022	88,1	108.316.261	10.805.059	97.511.201	32.178.696	65.332.505	11.497.231
2023	66,0	27.386.006	3.740.740	23.645.266	7.802.938	15.842.328	2.483.022
Total						1.648.561.502	943.766.697

TIR	600,79%
------------	----------------

Fuente: Elaboración propia

Tabla 16. VPN y TIR Ecopetrol (con extensión Orocué)

VPN con extensión (63% Ecopetrol)							
AÑO	Precio Orocué	Ingresos Neto perenco	Gastos	Ingreso Bruto	Impuesto Renta (\$)	FCA (flujo de caja)	VPN
Inicio						-44.148.071	-44.148.071
2008	52,8	500.100.847	80.157.045	419.943.802	142.780.893	277.162.909	246.849.759
2009	68,1	818.361.422	104.897.415	713.464.007	235.443.122	478.020.885	379.177.067
2010	81,3	701.424.546	80.192.532	621.232.014	205.006.565	416.225.449	294.050.159
2011	80,7	486.049.895	57.930.946	428.118.949	141.279.253	286.839.696	180.480.231
2012	84,0	478.420.339	57.514.156	420.906.183	138.899.040	282.007.143	158.033.111
2013	79,7	397.965.111	52.050.275	345.914.835	114.151.896	231.762.940	115.672.352
2014	49,7	223.101.342	49.951.898	173.149.445	67.528.283	105.621.161	46.949.839
2015	31,7	102.715.579	37.386.929	65.328.650	26.131.460	39.197.190	15.517.998
2016	36,2	90.476.058	29.577.939	60.898.119	25.577.210	35.320.909	12.454.040
2017	39,9	155.065.922	48.906.439	106.159.483	45.648.578	60.510.905	19.002.451
2018	44,4	145.627.279	44.287.483	101.339.796	35.468.929	65.870.867	18.423.279
2019	55,7	145.745.557	36.147.672	109.597.886	38.359.260	71.238.626	17.745.436
2020	52,3	116.388.781	31.482.050	84.906.732	29.717.356	55.189.376	12.244.026
2021	61,3	132.836.049	31.429.910	101.406.140	33.464.026	67.942.114	13.424.725
2022	88,1	184.430.390	31.128.200	153.302.190	50.589.723	102.712.467	18.075.366
2023	66,0	46.630.226	10.778.364	35.851.862	11.831.114	24.020.748	3.764.853
Total						2.599.643.385	1.507.716.622

TIR **683,01%**

Fuente: Elaboración propia

Tabla 17. VPN y TIR de no haber extensión (contrato Orocué)

VPN total del contrato							
AÑO	Precio Corocora	Ingreso Contrato	Gastos	Ingreso Bruto	Impuesto Renta (\$)	FCA (flujo de caja)	VPN
Inicio						-74.473.955	-74.473.955
2008	52,8	793.810.868	201.957.784	591.853.083	201.230.048	390.623.035	347.900.815
2009	68,1	1.298.986.385	264.291.800	1.034.694.585	341.449.213	693.245.372	549.898.039
2010	81,3	1.113.372.295	202.047.197	911.325.099	300.737.283	610.587.816	431.361.044
2011	80,7	771.507.770	145.958.544	625.549.226	206.431.245	419.117.982	263.710.048
2012	84,0	759.397.363	144.908.430	614.488.933	202.781.348	411.707.585	230.715.541
2013	79,7	631.690.652	131.142.039	500.548.612	165.181.042	335.367.570	167.381.186
2014	49,7	354.129.115	125.855.121	228.273.994	89.026.858	139.247.136	61.896.978
2015	31,7	163.040.602	94.197.352	68.843.250	27.537.300	41.305.950	16.352.847
2016	36,2	143.612.791	74.522.396	69.090.395	29.017.966	40.072.429	14.129.410
2017	39,9	246.136.384	123.221.060	122.915.324	52.853.589	70.061.735	22.001.731
2018	44,4	231.154.411	111.583.479	119.570.932	41.849.826	77.721.106	21.737.647
2019	55,7	231.342.155	91.075.010	140.267.144	49.093.500	91.173.644	22.711.220
2020	52,3	184.744.097	79.319.853	105.424.244	36.898.486	68.525.759	15.202.766
2021	61,3	210.850.872	79.188.485	131.662.388	43.448.588	88.213.800	17.430.220
2022	88,1	292.746.650	78.428.319	214.318.331	70.725.049	143.593.282	25.269.582
2023	66,0	74.016.232	27.156.372	46.859.860	15.463.754	31.396.106	4.920.818
Total						3.651.960.306	2.138.145.937

TIR **580,96%**

Fuente: Elaboración propia

Durante el período de la crisis mundial, se observó una tendencia generalizada de pérdida en la producción en la mayoría de los campos petroleros de Colombia, en donde los Campos Corocora, Estero, Garcero y Orocué también se vieron afectados. Este fenómeno estuvo influenciado por diversos factores, entre los cuales se destacan la reducción en la demanda global de energía, ocasionada por la desaceleración económica a nivel mundial, así como la pronunciada caída en los precios del petróleo en los mercados internacionales. Además, las restricciones impuestas a la movilidad y actividad económica debido a la pandemia de COVID-19 (2020 – 2022) contribuyeron a esta disminución en la producción petrolera. Estas condiciones adversas impactaron negativamente en la rentabilidad y el desempeño operativo de los campos petroleros colombianos, generando una disminución en la producción de crudo y, en consecuencia, en los ingresos asociados a la industria petrolera en el país.

Como podemos evidenciar en los cálculos expuestos anteriormente, y con el fin de demostrar cuánto dinero dejó de ganar ECOPETROL S.A de no haber existido el otrosí de extensión del contrato de Asociación de Corocora, tenemos los siguientes datos arrojados:

Tabla 18. VPN de los escenarios (Orocué)

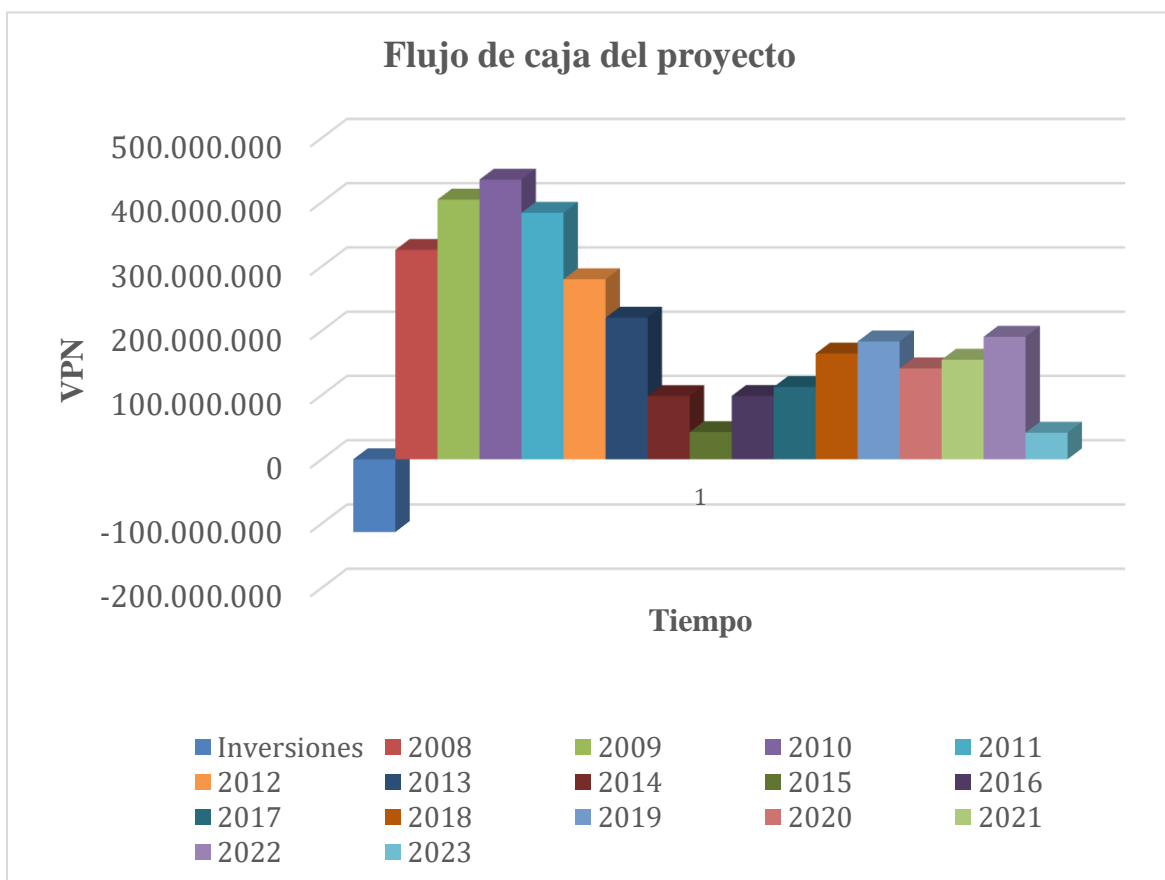
Escenario del contrato	VPN (USD\$)
Extendido (Perenco)	943.766.697
Extendido (Ecopetrol)	1.507.716.622
Sin Extensión	2.138.145.937
Capital dejada de recibir por Ecopetrol	630.429.315

Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, de manera global la Tasa Interna de Retorno (TIR) evaluada para los campos Corocora, Estero, Garcero y Orocué es sólida, reflejando así que el proyecto evaluado está generando rendimientos en comparación con el capital inicialmente invertido. Este indicador es crucial ya que sugiere la capacidad del proyecto para generar beneficios financieros a lo largo del tiempo, lo que fortalece su viabilidad y rentabilidad a largo plazo.

A continuación, se presenta el diagrama de flujo de caja en el cual se pueden evidenciar los egresos e ingresos en el tiempo (anualidad) del proyecto, del cual se puede concluir Perenco Colombia Limited obtuvo una buena rentabilidad (ANH/EPIS., 2012).

Tabla 19. Diagrama VPN flujos de caja



Fuente: Elaboración propia

5. CAPITULO 4: ANÁLISIS ECONÓMICO

El 31 de enero de 2008 se firmaron los Otrosí para la extensión de los contratos de Asociación Casanare (Corocora, Estero, Garcero y Orocué) entre la empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol S. A y la asociada Perenco Colombia Limited; con el fin de extender la vigencia del contrato de asociación y establecer las condiciones en que Ecopetrol y la Asociada llevarían a cabo los trabajos de explotación, repartirían los costos, gastos y riesgos, la distribución de la producción y demás especificaciones dentro del Contrato de Asociación.

Con base en los balances oferta - demanda del crudo de los campos en el departamento de Casanare y los pronósticos de producción que se podría alcanzar con la infraestructura existente, concluyeron la necesidad de realizar nuevas inversiones que permitieran aumentar la capacidad de producción.

En síntesis, el Análisis Económico se centra, fundamentalmente, en la valoración de la situación económica y financiera existente, en los riesgos, y los costos; buscando con esto identificar los impactos positivos y negativos del proyecto y asignarles un valor que refleje el aporte del proyecto al bienestar para el país.

Para el análisis económico total del proyecto se llevó a cabo una vista general de este, es decir, se tuvo en cuenta el capital que dejó de recibir ECOPETROL por cada uno de los cuatro Contratos de Asociación Corocora, Estero, Garcero y Orocué, resultando de esto una pérdida de ganancia neta de 2.385.191.794 USD\$ para ECOPETROL, y un impuesto de renta total para el país de 9.150.609.647 USD\$.

Finalmente hubiera sido mejor la no extensión del contrato de asociación por lo visto anteriormente, teniendo en cuenta que se asumió que no existía problema alguno con la mano de obra local calificada para realizar los distintos trabajos requeridos en los campos para dicha

exploración y la explotación del petróleo en cada una de estas áreas, no habían riesgos ambientales asociados en la zona, ni conflictos de intereses con las comunidades, ni partes interesadas.

Otros de los criterios tenidos en cuenta para la fundamentación de lo poco beneficiosa que fue haber llevado a cabo la extensión de los contratos de Asociación es que hubo incumplimiento con la exigencia del Conpes, donde el concepto del Consejo de Estado quiso significar que de extender el contrato en términos de Valor Presente Neto (VPN) en cabeza de la asociada Perenco Colombia Limited debía existir una diferencia a favor que el Valor Presente Neto (VPN) en cabeza de Ecopetrol, lo cual teniendo en cuenta los valores arrojados en los cálculos obtenidos no se cumplió.

6. CONCLUSIONES

Con base en el análisis financiero efectuado, utilizando datos de producción reales ocurridos durante el periodo de estudio de 2008-2023, y teniendo en cuenta que se asumió nula existencia de problemas con las partes interesadas, ya sean estos; técnicos, ambientales, con la comunidad o de mano de obra calificada para llevar a cabo las actividades de exploración y explotación del petróleo 100% por Ecopetrol, se ha determinado que la decisión más favorable habría sido abstenerse de extender los contratos de Asociación Corocora, Estero, Garcero y Orocué.

Esta posición se fundamenta aún más mediante la identificación de un Valor Presente Neto (VPN) más elevado asociado con la opción de no extensión en comparación con el Valor Presente Neto (VPN) resultante de la extensión del contrato. Este hallazgo resalta la importancia de considerar las condiciones del mercado, los costos operativos y otros factores económicos en la toma de decisiones estratégicas relacionadas con la gestión de contratos en el sector energético.

Tabla 20. Resultados comparativos de los campos

CAMPO	DINERO DEJADO DE RECIBIR CON LA EXTENSIÓN (USD\$)	VARIACIÓN PORCENTUAL
Corocora	1.092.909.055	54,07%
Esteros	35.465.524	5,50%
Garcero	626.387.900	21,62%
Orocué	630.429.315	41,81%

Fuente: Elaboración propia

En conclusión, el capital que dejó de recibir ECOPETROL por cada uno de los cuatro Contratos de Asociación Corocora, Estero, Garcero y Orocué, resultando de esto una pérdida de ganancia neta global de 2.385.191.794 USD\$.

Finalmente se puede evidenciar que Ecopetrol no goza de plena autonomía y soberanía en la toma de decisiones, sino que se encuentra sujeta a restricciones y dependencias externas. La ausencia de una política petrolera claramente definida se refleja en la vinculación de las decisiones a decretos presidenciales, con ejecución a cargo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), entidad creada con el propósito específico de fiscalizar estas actividades. Este entorno regulatorio y normativo limita la flexibilidad y la capacidad de Ecopetrol para actuar de manera autónoma en la gestión de sus operaciones y estrategias en el sector petrolero.

7. RECOMENDACIONES

Se recomienda la ampliación de este estudio mediante la realización de un análisis comparativo exhaustivo con los contratos vigentes en la industria petrolera. Dicho análisis comparativo debe abarcar diversos aspectos, como estructuras contractuales, cláusulas clave, términos y condiciones económicas, riesgos asociados, y las mejores prácticas implementadas en contratos similares. Este enfoque permitirá una evaluación más integral y contextualizada, proporcionando una base más sólida para la toma de decisiones estratégicas.

La recomendación para Ecopetrol sería mejorar la precisión y gestión de sus proyecciones tanto del precio del petróleo como de la producción en sus proyectos, dado que las pérdidas de ingresos de capital ocurridas en los proyectos de Corocora, Estero, Garcero y Orocué indican una discrepancia significativa entre las proyecciones y la realidad del mercado. Esto puede sugerir una necesidad de mejorar la metodología utilizada para realizar estas proyecciones, así como también implementar mecanismos de monitoreo y control más rigurosos para ajustar las estrategias operativas en tiempo real en respuesta a cambios en el entorno económico y del mercado petrolero.

BIBLIOGRAFÍA

Anh/Epis. (2012). Información (Informes Técnicos, Registros E Imágenes) Suministrada, De Pozos De La Cuenca Llanos Orientales.

Aena Toro, Diego. Análisis Financiero Enfoque Y Proyecciones. Eco Ediciones.

Empresa Colombiana de Petróleos, Occidental de Colombia, Inc. (1983). Contrato de asociación

Corocora. Artículo de Revista Tomando de:

<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/NuestraEmpresa/QuienesSomos/NuestraHistoria>

ECOPETROL. (2008). Otrosí al contrato de asociación Corocora: Extensión del término del

contrato. Artículo Tomado de: <https://files.ecopetrol.com.co/web/eng/rigs/2022/wp-content/uploads/anexo-procesos-judiciales.pdf>

Empresa Colombiana de Petróleos, Elf Aquitaine, Houston Oil, LL&E. (1983). Contrato de asociación Estero. Artículo de Revista Tomando de:

<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/NuestraEmpresa/QuienesSomos/NuestraHistoria>

ECOPETROL. (2008). Otrosí al contrato de asociación Estero: Extensión del término del

contrato. Artículo Tomado de: <https://files.ecopetrol.com.co/web/eng/rigs/2022/wp-content/uploads/anexo-procesos-judiciales.pdf>

Empresa Colombiana de Petróleos, Elf Aquitaine, Houston Oil, LL&E. (1983). Contrato de asociación Garcero. Artículo de Revista Tomando de:

<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/NuestraEmpresa/QuienesSomos/NuestraHistoria>

ECOPETROL. (2008). Otrosí al contrato de asociación Estero: Extensión del término del
Garcero. Artículo Tomado de: <https://files.ecopetrol.com.co/web/eng/rigs/2022/wp-content/uploads/anexo-procesos-judiciales.pdf>

Empresa Colombiana de Petróleos, Zeal Latin American Petroleum Company S.A. (1983).
Contrato de asociación Orocué. Artículo de Revista Tomando de:
<https://empresite.economistaamerica.co/ZEAL-LATIN-AMERICAN-PETROLEUM-COMPANY-SA.html>

ECOPETROL. (2008). Otrosí al contrato de asociación Orocué: Extensión del término del
Garcero. Artículo Tomado de: <https://files.ecopetrol.com.co/web/eng/rigs/2022/wp-content/uploads/anexo-procesos-judiciales.pdf>

Isaza, O. F. (1982). Consideraciones sobre el contrato de asociación petrolera en Colombia,
Artículo Tomado de: <https://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/2559>

ANEXOS

Lista De Documentos Consultados Y Complementarios,

Decreto Ley 2310 De 1974

Decreto Ley 1760 De 2003

Ley 1118 De 2006

Decreto 2288 De 2004

Decreto Ley 4137 De 2011