

Análisis financiero de la extensión del contrato de asociación del campo Tisquirama

Daira Milena Cadena Ortega y Maria José Bohorquez Meneses

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de petróleos

Director

German Gonzales Silva, PhD



Escuela de Ingeniería
de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de petróleos

Bucaramanga

2024

Dedicatoria

Agradecerle a Dios por guiarme en este camino y permitirme culminarlo con éxito. Le dedico este trabajo a mi mamá Zuleima Meneses y a mis papás Nixon Pallares y Fredy Bohorquez porque gracias a ellos es que puedo cumplir esta meta, a mis hermanos, mis tías y familia que siempre me apoyaron y creyeron en mí. Agradezco a las personas que estuvieron y se mantuvieron en el proceso y a las que a lo largo del camino fueron llegando porque su compañía y apoyo me mantuvieron con fuerzas para seguir. A quien siempre estuvo para mí, pasamos muchas circunstancias adversas, pero juntos las pudimos superar y logramos que todo valiera la pena. ¡A todos los que han ayudado en mi proceso de formación y me motivan a seguir, gracias!

María José Bohorquez Meneses

En primer lugar, quiero agradecer a Dios todopoderoso por su amor infinito y por darme sabiduría para saber elegir el mejor camino para mi vida; quiero dedicar este trabajo a mi familia quien ha sido mi mayor motivación en especial a la persona que hizo todo lo posible porque pudiera cumplir mi meta quien me apoyo incondicionalmente y siempre me ha brindado su amor incondicional, Carlita, que es el único amor de mi vida, a mi hermano mayor por su ayuda, su cariño y apoyo incondicional a todos mis hermanos por ser parte de este proceso, y a mi tía Blanquita Cadena por su apoyo y por llevarme siempre en sus oraciones.

Daira Milena Cadena Ortega

Agradecimientos

Agradecemos el apoyo de todas las personas que nos colaboraron de principio a fin en este trabajo de investigación, nuestro director de tesis por guiarnos de la mejor manera y también al profesor Óscar Vanegas por toda su ayuda incondicional

Agradecemos de forma especial a la Universidad Industrial de Santander, Facultad de ingenierías fisicoquímicas, Escuela de ingeniería de petróleo en Bucaramanga, por ser ese puente que nos dirige a cumplir nuestros proyectos, metas y sueños y nos permite un entorno lleno de aprendizaje, a los profesores que admiramos grandemente, y les agradecemos por fortalecer nuestros conocimientos durante años en la academia, ya que fueron vitales para la formación.

Finalmente, a nuestros compañeros por ser parte de este proceso y compartir risas, buenos momentos y días de estudio arduo.

Tabla de contenido.

Introducción.....	11
Planteamiento del problema.	12
1. Objetivos.	13
1.1. Objetivo general	13
1.2. Objetivos específicos	13
2. Justificación.	14
3. Capítulo 1: Generalidades del Campo Tisquirama	15
3.1. Localización del campo.....	15
3.2. Descripción del yacimiento	16
3.2.1. Marco geológico	16
3.3. Reseña histórica	19
3.4. Historial de producción.....	20
4. Capítulo 2. Descripción de contrato y otrosí Asociación Tisquirama	22
4.1. Resumen del contrato.....	22
4.2. Motivación de la extensión	25
4.2.1. Extensión de Contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos	26
4.3. Resumen del otrosí del contrato	27
5. Capítulo 3. Evaluación financiera.....	31
5.1. Variables económicas necesarias para la evaluación financiera	33
5.1.1. Instalaciones actuales	33
5.1.2. Términos de negociación	35

5.1.2.1. Inversiones	35
5.1.2.2. Costos operacionales	36
5.1.2.3. Transporte de crudo	37
5.1.2.4. Regalías e impuesto de renta.....	37
5.1.2.5. Usufructo por uso de las instalaciones.....	38
5.1.2.6. Producción	38
5.1.2.7. Precios del crudo	39
5.1.3. Cálculos VPN y TIR	40
6. Capítulo 4. Análisis económico	45
7. Conclusiones.....	48
8. Recomendaciones	49
Referencias Bibliográficas.....	50
Anexos.....	52

Lista de tablas

Tabla 1. <i>Tabla ajuste de % de participación</i>	29
Tabla 2. <i>Tabla ajuste de % de participación</i>	30
Tabla 3. <i>Compromisos de la Asociada durante los primeros años</i>	35
Tabla 4. <i>Información de la variación del impuesto de renta del año 2008 al 2021</i>	37
Tabla 5. <i>Tabla datos usados para el cálculo del VPN</i>	41
Tabla 6. <i>Tabla VPN y TIR La Asociada real con extensión</i>	43
Tabla 7. <i>Tabla VPN y TIR Ecopetrol real con extensión</i>	43
Tabla 8. <i>Tabla VPN y TIR proyecto sin extensión</i>	44
Tabla 9. <i>Tabla VPN de los escenarios</i>	45

Lista de figuras

Figura 1. <i>Ubicación de Campo Tisquirama</i>	15
Figura 2. <i>Columna generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena</i>	17
Figura 3. <i>Producción acumulada de petróleo desde el año 2009 hasta el 2021</i>	21
Figura 4. <i>Estación Santa Lucia</i>	34
Figura 5. <i>Precios reales vs. precios proyectados en el periodo de 2009-2022</i>	39

Lista de ecuaciones

Ecuación 1. <i>Ecuación VPN</i>	40
Ecuación 2. <i>Ecuación FCN</i>	40

Resumen

Título: Análisis financiero de la extensión de contrato de asociación del campo Tisquirama*

Autor: Daira Milena Cadena Ortega y María José Bohórquez Meneses**

Palabras Clave: Contrato de asociación, producción, precios, TIR, VPN, inversiones.

Descripción: Este trabajo de grado se adentra en un análisis sobre la viabilidad financiera de extender el contrato de asociación del campo Tisquirama en Colombia. Este estudio se enfoca en evaluar si la extensión de dicho contrato es conveniente para el país, considerando diversos factores como la producción, los precios del petróleo, los beneficios económicos y el impacto social que esta decisión pueda tener a nivel nacional.

Para llevar a cabo este análisis, se recopilaron datos relevantes desde el año 2009, se describieron detalladamente las características geográficas y geológicas del campo Tisquirama, se analizaron las condiciones y cláusulas del contrato de asociación, y se calcularon diferentes indicadores financieros clave como la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Presente Neto (VPN). Estos indicadores financieros son fundamentales para evaluar la rentabilidad de la inversión realizada en el campo y determinar si la extensión del contrato es una decisión acertada desde el punto de vista económico y financiero.

Uno de los hallazgos importantes de este estudio es la justificación de la extensión del contrato de asociación del campo Tisquirama debido a su capacidad para generar beneficios financieros a largo plazo. Se destaca que el campo Tisquirama cuenta con una producción relativamente buena en su etapa de producción primaria, lo que lo hace atractivo para seguir operando y fortaleciendo la viabilidad y rentabilidad financiera del proyecto a largo plazo. Además, se resalta que en ausencia de crisis petrolera y manteniéndose los precios en un rango favorable, vale la pena seguir explotando el campo e invirtiendo en exploración.

En conclusión, el análisis financiero realizado en este trabajo de grado proporciona una visión integral sobre la viabilidad de extender el contrato de asociación del campo Tisquirama. Se recomienda considerar aspectos como el riesgo social en futuros análisis, así como mejorar la precisión en las proyecciones de precios y producción para garantizar la rentabilidad de los proyectos a largo plazo. Este estudio contribuye significativamente al entendimiento de la importancia de evaluar detalladamente las implicaciones financieras y económicas de las decisiones relacionadas con la industria petrolera en Colombia.

* Análisis financiero de la extensión de contrato de asociación del campo Tisquirama

** Facultad de Ingeniería Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleos. Director: German Gonzales Silva, PhD

Abstract

Title: Financial analysis of the extension of the Tisquirama field association contract*

Author(s): Daira Milena Cadena Ortega y María José Bohórquez Meneses**

Key Words: Association contract, production, prices, IRR, NPV, investments.

Description: This degree work delves into a comprehensive analysis of the financial viability of extending the association contract of the Tisquirama field in Colombia. This study aims to assess whether extending this contract is beneficial for the country, taking into account various factors such as production, oil prices, economic benefits, and the potential social impact at a national level.

To conduct this analysis, relevant data dating back to 2009 was gathered, the geographical and geological characteristics of the Tisquirama field were meticulously described, the terms and clauses of the association contract were scrutinized, and key financial indicators such as the Internal Rate of Return (IRR) and Net Present Value (NPV) were calculated. These financial indicators are crucial for evaluating the profitability of the investment in the field and determining whether extending the contract is a sound decision from an economic and financial standpoint.

One significant finding of this study is the justification for extending the association contract of the Tisquirama field due to its potential to generate long-term financial benefits. It is emphasized that the Tisquirama field exhibits relatively good production during its primary production stage, making it attractive for continued operation and enhancing the financial viability and profitability of the project in the long run. Furthermore, it is highlighted that in the absence of a petroleum crisis and with sustained prices within a favorable range, it is worthwhile to continue exploiting the field and investing in exploration.

In conclusion, the financial analysis conducted in this thesis provides a comprehensive insight into the viability of extending the association contract of the Tisquirama field. It is recommended to consider aspects such as social risk in future analyses, as well as enhancing the accuracy of price and production projections to ensure the long-term profitability of projects. This study significantly contributes to understanding the importance of thoroughly evaluating the financial and economic implications of decisions related to the petroleum industry in Colombia.

* Financial analysis of the extension of the Tisquirama field association contract

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director: German Gonzales Silva, PhD

Introducción

Actualmente, la industria Petrolera sigue siendo la industria que mueve al mundo, ya que el petróleo y el gas son un recurso que promueve el desarrollo económico y social de los países; en Colombia es la fuente principal de rentas para las comunidades debido a las regalías que se otorgan por la exploración y en todas las diferentes etapas de esta industria, por ende, un aspecto que, a pesar de su gran importancia, poco se toma en cuenta es, la política dentro de la industria. En Colombia se ha venido trabajando en una estrategia para poder mejorar los niveles de producción en la industria; desde 1969 cuando Ecopetrol fue facultado por la ley para llevar a cabo la exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad nacional directa o por medio de la modalidad de contratos de asociación, lo cual implica que posiblemente se ha venido entregando la riqueza nacional a terceros que nada tienen que ver con el país; por lo tanto, este es un tema que genera gran preocupación. Finalmente, lo que se busca con este trabajo de investigación es evaluar en cuanto a la política petrolera que tan conveniente o no resulta extender un contrato de asociación, dicha evaluación se hará por medio de un análisis financiero para conocer de manera precisa y con datos exactos, cuanto dejó de ganar o si, por el contrario, se tomó una buena decisión; para este análisis vamos a evaluar financieramente el campo Tisquirama el cual se extendió desde el año 2008.

Planteamiento del problema.

Los hidrocarburos en la actualidad siguen brindando un gran aprovechamiento energético, además de ser una fuente primaria importantísima para la elaboración de elementos esenciales para la vida cotidiana; es así que la industria petrolera sigue siendo una de las más importantes no solo a nivel nacional sino mundial. Hay aspectos que siendo parte fundamental de esta industria no son tenidos muy en cuenta, como lo es la política petrolera en Colombia; un tema de gran relevancia es la extensión de contratos de asociación de algunos campos petroleros, ya que involucran recursos económicos significativos en el desarrollo del país, estos contratos requieren un estudio en cuanto al impacto que se tiene por pérdida de soberanía del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, la entrega de gran parte del territorio nacional para beneficiar a consorcios extranjeros, y la duración de estos contratos que se hacen por más de 30 años lo que significa entregar la riqueza del país; por ende se hace necesario realizar un análisis financiero a este tipo de contratos, en este caso específicamente el análisis financiero de la extensión del contrato de asociación del campo Tisquirama, para determinar qué tan rentable es este contrato para el país.

1. Objetivos.

1.1. Objetivo general

Analizar financieramente la extensión del Contrato de Asociación del campo Tisquirama y su conveniencia para el país.

1.2. Objetivos específicos

- Describir las principales características geográficas y geológicas del campo Tisquirama.
- Recopilar información sobre datos de producción, costos, inversiones y demás variables, desde el año 2009, necesarias para realizar el análisis financiero.
- Detallar las condiciones y cláusulas del contrato utilizando datos reportados en el otrosí al contrato de asociación Tisquirama extensión del término del contrato entre Ecopetrol S.A. y la Asociada (PetroSantander (Colombia) Inc. y Petróleos del Norte S.A.)
- Calcular los diferentes criterios de evaluación financiera (TIR, VPN) para analizar en términos financieros y legales la conveniencia para el país de realizar la extensión del contrato del campo Tisquirama.

2. Justificación.

De todos los sectores de la economía el sector petrolero es uno de los más importantes, ya que genera las mayores contribuciones fiscales y parafiscales del país; desde 1969 cuando Ecopetrol fue facultado por la ley para llevar a cabo la exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad nacional, de forma directa o por medio de la modalidad de contratos de asociación, hay una incertidumbre en cuanto a si el país ha ganado o, por el contrario, es un punto en contra de la economía del país, por tal razón se hace necesario analizar desde el punto financiero el impacto que estos contratos tienen en el ámbito social político y económico, ya que siendo el Estado propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables como lo establece la constitución política de Colombia en su artículo 332, no se justifica el tener que entregar las riquezas nacionales a terceros. Por medio de este proyecto se desea hacer un análisis financiero de la extensión del contrato de asociación del campo Tisquirama el cual servirá de referencia para ver la viabilidad de próximos contratos de extensión de los campos colombianos, en caso de no ser viables se pretende que por medio de este análisis se puedan retomar decisiones estatales y así consolidar un país independiente y económicamente más sólido, pues se hace necesaria una verdadera política de Estado que garantice que los recursos que se originan de los hidrocarburos, lleguen hasta los sectores más vulnerados y de esta manera poder garantizar un mejor nivel de vida a cada ciudadano colombiano.

3. Capítulo 1: Generalidades del Campo Tisquirama

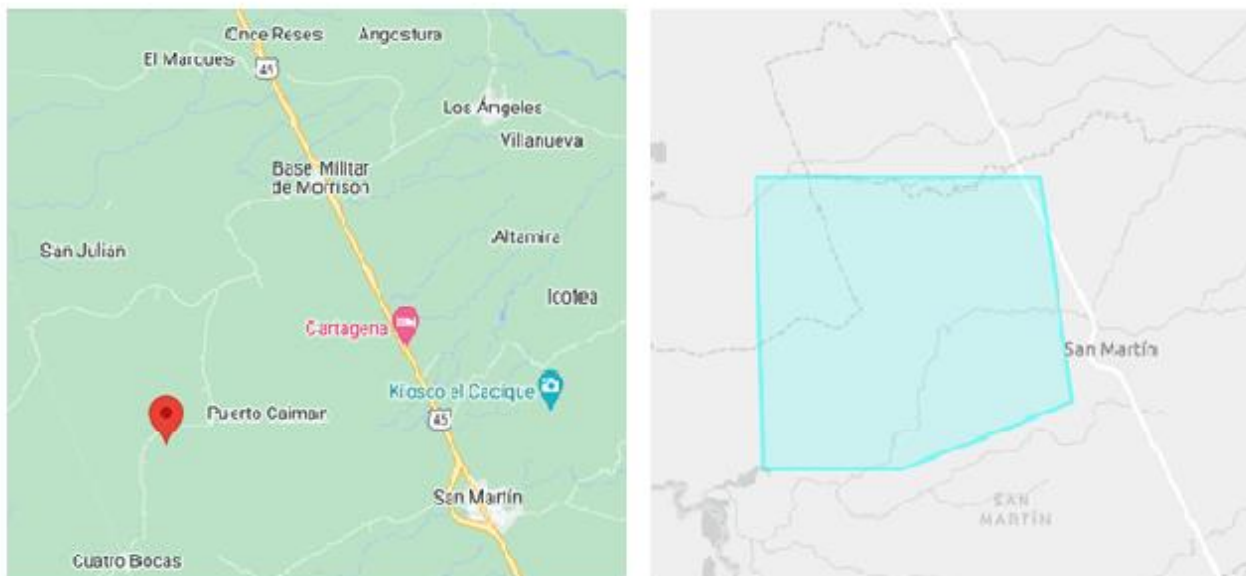
3.1. Localización del campo

El Campo Tisquirama está localizado en el Departamento del Cesar, en la jurisdicción de San Alberto, San Martín, Aguachica y Río de Oro, ya que está ubicado en una zona aledaña, su vía de acceso es por el municipio de San Martín (1).

Desde el municipio de San Martín se pueden tomar dos vías de acceso, una por el occidente del municipio donde se toma una vía terciaria y se recorre aproximadamente 2,5 km, y la otra es desde la ruta del sol 9 km por el norte del municipio se toma una vía terciaria hacia el occidente y se recorre una distancia de 4 km aproximadamente.

Figura 1

Ubicación de Campo Tisquirama



Nota. El punto rojo es el punto exacto donde se encuentra ubicado el Campo Tisquirama y el

recuadro azul de la derecha indica la zona del contrato. Adaptado de: Mapa Satelital Google – Mapa del Banco de Información Petrolera.

3.2. Descripción del yacimiento

El área está conformada por los Bloques A y B, comprende un área de 14896.3 hectáreas, los primeros estudios realizados a este campo fueron realizados por la compañía *Granada Oil Company*, en 1954 la compañía *International Petroleum Company* realizó el programa sísmico, y se realizaron las primeras perforaciones (1). Este campo pertenece a la Cuenca Valle Medio del Magdalena.





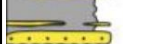


3.2.1. Marco geológico

El levantamiento de las cordilleras Central y Oriental da origen a la apertura donde se depositó la cuenca del Valle medio del Magdalena (VMM). Así, la evolución de esta cuenca inicia al mismo tiempo que el levantamiento de estas dos cordilleras (Mesozoico) (3). La Cuenca del Valle del Magdalena Medio es una cuenca intracordillerana, ubicada entre las cordilleras Central y Oriental en los Andes, con un área de 32949 km², es la segunda cuenca más productiva de hidrocarburos en Colombia, con 38 campos descubiertos. Debido a sus condiciones geológicas, los yacimientos son productores de aceite y de gas (4).

En la Figura 2 se muestra la columna estratigráfica de la Cuenca del Valle del Magdalena Medio, de la cual hace parte el campo Tisquirama.

Figura 2

Columna generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Periodo	Época	Edad Millones de años	Litoestratigrafía	Litología
CUATERNARIO	Gelasiano	1.806-2.588	Form. La Mesa	
NEÓGENO	Serravaliano	11.608-13.65	Grupo Real	
	Aquiraniano	20.43-23.03	La cira Shale	
PALEÓGENO	Chattiano	23.03-28.4	Form. Colorado	
	Rupeliano	28.4-33.9	Form. Mugrosa	
	Priaboniano	33.9-37.2	Form. Esmeralda	
	Priaboniano	33.9-37.3	Form. La Paz	

Nota. Los recuadros señalados corresponden a las formaciones por las que produce el campo Tisquirama. Tomado de Agencia Nacional De Hidrocarburos (ANH).

El campo Tisquirama hace parte del periodo paleógeno de la época priaboniano con una edad aproximadamente de 33.9 – 37. 2 millones de años y su yacimiento proviene de las formaciones Esmeralda y La Paz

La edad de la formación La Paz está en debate, ya que no hay muestras de fósiles y solo se asocia esta edad debido a su ubicación en la columna, está compuesta de areniscas conglomeradas intercaladas de limolitas y sales. El entorno sedimentario de esta formación tiene altas energías debido a los abanicos fluviales y/o meándricos, el contacto infra yacente es discordante, aunque no es muy claro debido a ambientes de deposición semejantes. (3).

La formación Esmeralda, definida de edad Eoceno tardío en las publicaciones de Cooper et al. (1995) y Villamil (1999) corresponde a depósitos fluviales con fuente de sedimentos de

origen en cuerpos intrusivos y rocas volcánicas de la cordillera central. Está compuesta principalmente por areniscas de grano fino en intercalación con limolitas y shales. El contacto con la formación La Paz es conforme y transicional, por otra parte, se indica que el contacto suprayacente con la formación Mugrosa es discordante.

Roca Generadora: Durante dos períodos mundiales de agotamiento del oxígeno, la caliza y las lutitas de las formaciones La Luna, Simití y Tablazo crearon las rocas generadoras primarias en la cuenca. Contienen querógeno tipo II, también se encuentran intervalos generados en las formaciones Tablazo y Simití, toda la deposición del compuesto orgánico ocurrió en eventos anóxicos (5). Su TOC varía entre 1 y 6%. La reflectancia de la vitrinita (R_o) oscila entre 1,1 y 1,2 %.

Roca reservorio: En la cuenca, las areniscas continentales del Cenozoico (Formaciones Lisama, Esmeraldas, La Paz, Colorado y Mugrosa) constituyen el 97% del petróleo probado y tienen una porosidad promedio de 15-20% y una permeabilidad de 20-600 md. A pesar del potencial para la exploración en depósitos calcáreos fracturados (Grupo Calcáreo Basal y Formación La Luna), siguen siendo poco conocidos.

Roca Sello: Los reservorios del Cenozoico tienen arcillas plásticas continentales de las formaciones Esmeraldas y Colorado que conforman los sellos, mientras que los reservorios potenciales del Cretácico tienen lutitas marinas de las formaciones Simití y Umir que representan los sellos.

Migración: La discordancia del Eoceno proporciona un sistema de migración apropiado para el transporte de hidrocarburos, con tres tipos de rutas de migración identificadas. Los hidrocarburos pueden migrar verticalmente directamente desde su fuente de formación La Luna hacia la discordancia del Eoceno, o pueden migrar lateralmente a lo largo de las areniscas del

Eoceno. En áreas donde la Formación La Luna no está en contacto con la discordancia, los hidrocarburos pueden migrar verticalmente a través de las superficies de falla.

Trampas: El cierre estructural hacia fallas se puede observar en estructuras dúplex, mientras que las trampas se pueden encontrar tanto en anticlinales asimétricos como en pliegues de contracción relacionados con fallas.

3.3. Reseña histórica

El Campo Tisquirama ha sido operado por diferentes empresas, la primera fue *Granada Oil Company* en el año 1952, para esta fecha se hicieron los primeros estudios por parte de esta compañía quienes identificaron la zona prospectiva en la antigua Concesión Tisquirama. La compañía *Internacional Petroleum Company* realizó en 1954 el programa sísmico, el cual dio paso a la perforación del Pozo Román-1, luego se perforaron los Pozos Caimán-1 y Caimán-2, el Pozo Caimán 1 se encuentra a una profundidad de 12004 pies. En el año 1958 se adquieren los terrenos donde se realizó la campaña de explotación, por parte de la empresa *Texas Petroleum Company* y cuatro años más tarde se firma el acuerdo de concesión con dicha compañía, en el año 1983 cede sus derechos sobre el Campo a la empresa *Petróleos del Norte S.A.* Compañía que ejerció como operadora hasta el año 1998, año en el cual la concesión revierte a la nación. El Campo Tisquirama hace parte de la Superintendencia de Mares de *Ecopetrol S.A.*, siendo parte del activo Provincia junto con los Campos de producción Provincia y Bonanza (1).

Este campo produce un crudo con alta viscosidad, lo que lo caracteriza como crudo pesado, teniendo en cuenta el comportamiento de la formación productora, el principal mecanismo de producción del campo Tisquirama es el gas en solución. Su estructura presenta un acuífero de baja actividad.

Esta asociación Tisquirama comprende dos bloques, el bloque A Campo Santa Lucia, y el bloque B Campo Los Ángeles, los cuales a la fecha producen un promedio de 820 BOPD. Actualmente, el Campo Santa Lucia cuenta con 5 pozos activos productores desde su puesta en marcha hasta la fecha y el Campo Los Ángeles cuenta con 15 pozos y 2 pertenecientes al Campo Querubín, que están ubicados en la misma área.

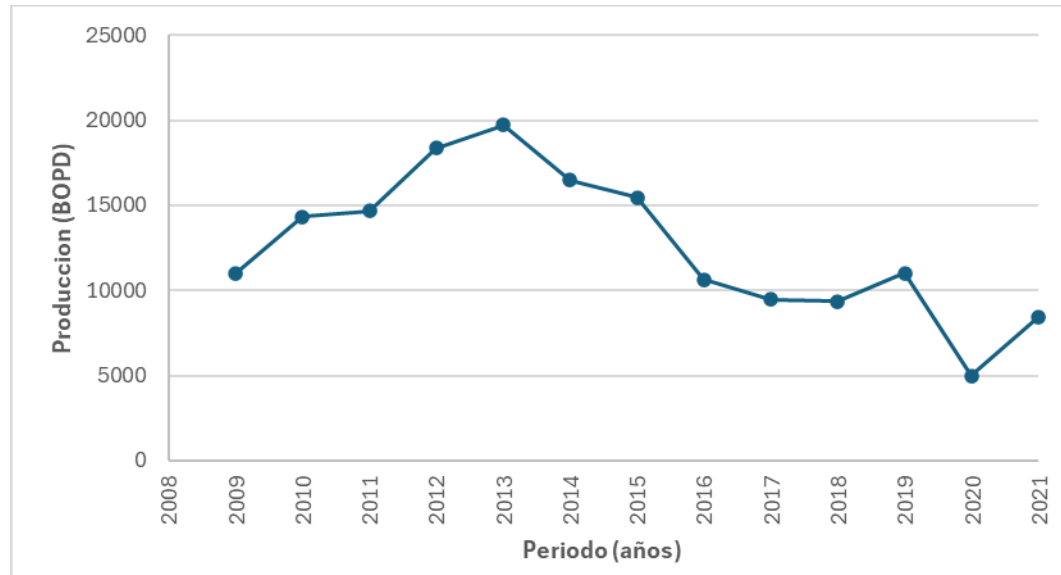
Como consecuencia de cesiones de derechos, intereses y obligaciones en el contrato de Asociación Tisquirama, las compañías Petróleos del Norte y PetroSantander son las operadoras de los campos pertenecientes a este contrato.

3.4. Historial de producción

Los campos pertenecientes al contrato de asociación Tisquirama debido a sus características geológicas son productores de crudo y gas, debido a las campañas de perforación se vio un aumento de producción en el año 2008, por lo cual se ve potencial en el campo, ya que está en su etapa primaria de producción, debido a esto se dio la extensión del contrato para continuar con las operaciones y así poder seguir sacándole provecho al yacimiento. Este campo produce un crudo pesado, de 16°API (5). En la gráfica 1 podemos evidenciar la producción acumulada (petróleo en BOPD) del campo Tisquirama desde el 2009 hasta el 2021.

Figura 3

Producción acumulada de petróleo desde el año 2009 hasta el 2021



Nota. Producción acumulada en BOPD a lo largo de los años. Adaptado de datos de producción obtenidos de Ecopetrol

Teniendo en cuenta la gráfica se puede observar que hubo un aumento de producción en el año 2013, pero de ahí en adelante la producción ha disminuido y ha sido muy variable, también observamos la evidente decaída de la producción en el año 2020 debido a la situación presentada mundialmente debido a la pandemia de covid 19. Con base en estos datos se analizará si la extensión del contrato fue rentable o no, teniendo en cuenta la producción, los precios del crudo a lo largo de los años y si se justifica la inversión con respecto a estos.

4. Capítulo 2. Descripción de contrato y otrosí Asociación Tisquirama¹

Para analizar la extensión del contrato de asociación del campo Tisquirama primero revisaremos brevemente el contrato principal y algunas de sus cláusulas más importantes.

4.1. Resumen del contrato

Entre Ecopetrol (a nombre del Estado) y la empresa *Texas Petroleum Company* (Texpet), se celebró el 29 de marzo de 1983 el Contrato de Asociación Tisquirama, conteniendo las siguientes cláusulas (7).

Cláusula 1 Se determina el objeto del contrato el cual será la exploración y explotación del petróleo que pueda encontrarse en el área contratada. Como se indica en la cláusula 3 dicha área tiene una extensión de aproximadamente 156,820 hectáreas, su ubicación se encuentra entre los departamentos de Santander y Norte de Santander. Las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos los cuales hacen parte de la propiedad nacional está a cargo de Ecopetrol quién podrá llevar a cabo dichas actividades de forma directa o también por medio de contratos con particulares, es así que Ecopetrol determino con Texpet explorar el área contratada y explotar el hidrocarburo que puede estar dentro de esta área y de este modo repartir entre sí costos y riesgos en la producción teniendo en cuenta los términos y condiciones dadas en el contrato. Texpet estará sujeto a la ley colombiana de quienes exploran petróleo de propiedad nacional dentro del país, esto incluye los mismos derechos y obligaciones (7).

¹ Colombia, Ecopetrol, contrato de asociación Tisquirama, 1983

Cláusula 5 Texpet adquiere el compromiso de terminar la perforación de un pozo exploratorio y a iniciar el proceso de perforación para un segundo pozo, actividades que deben realizarse en el primer año, para el segundo año se debe terminar la perforación del segundo pozo que se inició el año anterior y también debe completar la perforación de un pozo más; cuando se termine cada perforación, Texpet tendrá la opción de renunciar al contrato siempre y cuando haya cumplido con los compromisos establecidos. Si Texpet ha cumplido sus obligaciones, Ecopetrol a solicitud de este puede postergar el periodo de exploración de forma anual hasta por 3 años, durante cada año Texpet estará en la obligación de efectuar trabajos de exploración en el área. En la vigencia de este contrato, Texpet responde por los riesgos y costos de los procesos y actividades, teniendo completamente y exclusivamente control de estas (7).

Antes de terminar el segundo trimestre del primer año, Texpet podrá renunciar al contrato de igual forma, antes de terminar el tercer trimestre del primer año podrá reducir a 100,000 hectáreas, dado este caso las obligaciones se restringen a perforar solo un pozo por año.

Cláusula 9 Para iniciar los acuerdos de este contrato se contempla que las actividades de explotación se inician en la fecha en que las partes comprueben la existencia de un campo comercial. El desarrollo comercial debe ser descubierto por Texpet el cual debe avisar a Ecopetrol para que acepte u objete la existencia de dicho campo, si acepta empieza a participar en los compromisos y términos de este contrato por lo cual reembolsará 50% de los costos de perforación y terminación de los pozos. El monto total de su participación deberá ser en dólares de los Estados Unidos de América o en petróleo; para cuando dichos pozos estén en etapa de producción; esto a elección de Ecopetrol reduciendo la regalía que se menciona en la cláusula 13, desde el momento en que se han puesto en producción los pozos estos pasan hacer propiedad de ambas empresas.

Dado el caso de que Ecopetrol no acepte que existe un campo comercial podrá mostrar a Texpet los trabajos adicionales que contemple que son necesarios para evidenciar esta existencia, cabe anotar que estos trabajos no pueden ser superiores a 1.000.000 de dólares; cuando Ecopetrol ya acepta la existencia de un campo comercial se deberá reembolsar a Texpet el 50% de los costos adicionales junto con un interés del 12% anual y las obras realizadas pasarán a ser propiedad de la cuenta de las dos partes (7).

Cláusula 12 El operador (Texpet) semestralmente contará con el consentimiento del comité ejecutivo para determinar el máximo grado de eficiencia productiva (MER) para cada campo comercial (7).

Cláusula 13 En el periodo de explotación del área contratada el operador deberá entregar como regalía un porcentaje del 20% de la producción de hidrocarburos líquidos de dicha área a Ecopetrol, teniendo como base el MER, el operador también entregará un 20% de la producción de gas vendible como regalía. Ecopetrol deberá entregar dichas regalías a la nación, departamentos y municipios correspondientes; de acuerdo con los términos que establece la ley (7).

Cláusula 22 Cuando se realicen los trabajos de exploración y generen gastos estos serán por cuenta y riesgo de Texpet; desde el momento en que se acepte por las partes la existencia de un campo comercial la propiedad de los derechos en la operación del área contratada quedará dividida de la siguiente forma:

Ecopetrol 50% y Texpet 50% de esta manera los gastos, pagos, inversiones, costos y obligaciones que se realizaran con el fin de llevar a cabo las operaciones y las inversiones las cuales fueron hechas en el proceso antes y después de reconocer la existencia de un campo

comercial en las actividades de perforación y en cuanto se terminen de los pozos que hayan resultado productores dentro de esta área serán llevados a la cuenta de ambas partes (7).

Cláusula 23 Desde la fecha efectiva empezará a regir el contrato y con una duración que debe ser no mayor a 28 años y que se distribuyeron así:

De conformidad con la cláusula 5 muestra que máximo periodo de explotación serán 6 años. Como periodo de explotación 22 años que se deben contar a partir de la fecha en que finaliza el período de exploración en los acontecimientos determinados en este contrato en los cuales se prorrogue el período de exploración, pero no se considera prorrogado el término total por más de 28 años en ningún caso (7).

Cláusula 24 En los siguientes casos se podrá terminar el contrato:

Porque el período de exploración, sin que Texpet haya descubierto un campo comercial, venció.

En la cláusula 23 estipula que cuando haya transcurrido el tiempo de duración del contrato. Se puede terminar en cualquier fecha por voluntad de Texpet previo al cumplimiento de sus obligaciones (7).

4.2. Motivación de la extensión

Entre Ecopetrol (a nombre del Estado) y la empresa *Texas Petroleum Company* (Texpet), se celebró el 29 de marzo de 1983 el Contrato de Asociación Tisquirama, el cual se terminaba el 31 de marzo del 2009. Sin embargo, teniendo en cuenta que el Conpes en el documento 3245 que emitió el 15 de septiembre de 2003 se recomienda extender los contratos de asociación vigentes, hasta llegar al límite económico de producción en sus campos, esto siempre y cuando bajo la autonomía jurídica se acuerden términos y condiciones que beneficien a la nación, se evalúa la

viabilidad de la extensión a dicho contrato, esto analizando que el VPN para el país sea mejor en el caso de extensión que en el caso de la finalización del contrato.

El propósito de estas extensiones a los contratos es que las compañías asociadas, junto con Ecopetrol, mantengan el interés en aumentar la producción y las reservas, tanto a corto como a mediano plazo, optimizar las operaciones en los yacimientos que ya se encuentran en producción y generar inversión para estudios que puedan ejecutarse con el fin de mejorar o innovar en técnicas, equipos, mantenimientos y demás.

Teniendo en cuenta que este era un campo que estaba en su etapa de producción primaria, que se veía comercialmente viable, se hacía necesarias actividades de exploración para poder aprovechar y mejorar la producción, para esto se requería de una inversión económica, basados en todo lo anterior, Ecopetrol con PetroSantander y Petronorte firman la extensión al contrato de Asociación Tisquirama el 29 de mayo del 2008. Su extensión se pacta hasta el límite económico.

4.2.1. Extensión de Contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos²

Para el Gobierno Nacional la extensión de los contratos de asociación se hacen con el fin de poder asegurar una mayor inversión por parte de los asociados en la etapa final de los campos que estaban en el proceso de explotación, destinando la mayor parte de la inversión en dos actividades fundamentales en el campo que son: aumentar la producción y los factores de recobro, lo que conlleva el aumento de las reservas, y dentro de los compromisos complementarios

² Serrano Gómez, Hugo y Robledo, Jorge Enrique. Control a la política petrolera. Colombia, Congreso de la Republica Bogotá D.C

adquiridos dentro de los nuevos acuerdos de la extensión facilitar la exploración, para lograr descubrimiento de reservas

La Nación debe ceder una parte de sus derechos de la producción de los campos con el fin de generar una mayor actividad de producción y exploración, lo cual va a dar beneficios futuros y así mantenerse autosuficiente. Para el país es conveniente realizar la extensión, ya que si se espera a la finalización del contrato tendría que concretar nuevos términos y estos probablemente con condiciones que no serían tan favorables.

Adicionalmente, con la extensión se obtienen beneficios mutuos, como los de compartir costos asociados a la etapa de finalización de los campos y el contar con un aliado que aporte ideas, capital y tecnología que permitan recuperar al máximo los recursos petrolíferos. Se logra tener un menor riesgo de inversión por parte del país y Ecopetrol, y asegurar el aumento de la producción que satisfaga la necesidad del país.

En términos económicos, para que sea viable una extensión, el VPN para el país debe ser mejor en el caso de extensión que en el caso de la no extensión del contrato.

4.3. Resumen del otrosí del contrato³

Es importante también revisar el otrosí que se firmó para la extensión del contrato de asociación del campo Tisquirama, donde se cumple con la política del Gobierno detallada en el Plan Nacional De Desarrollo 2002 – 2006 y en el documento Conpes 3245. Esta extensión se hace con el propósito de realizar actividades necesarias para lograr un aumento en la producción en el campo en operación bajo la modalidad de contratos de asociación además de extender la vigencia

³ Colombia, Ecopetrol, contrato de asociación Tisquirama, 1983

del contrato principal entre Ecopetrol con PetroSantander y Petronorte quienes para efecto de este Otrosí se denominarán en su conjunto como la Asociada decidieron suscribir el siguiente Otrosí al contrato (8).

De conformidad con lo estipulado en la cláusula 23 del contrato – duración máxima – se determina que “este contrato empezará a regir desde la fecha efectiva y tendrá una duración no mayor a 28 años” por lo anterior, la fecha de terminación tanto para la fase de Exploración y Explotación será el 31 de marzo de 2009; de tal manera que desde esta fecha se acuerda entre Ecopetrol y la Asociada extender el término de contrato de asociación hasta que la finalización de los mismos este determinado por el límite económico y no por el acaecimiento de una fecha. Es importante describir los derechos, intereses y obligaciones en el contrato, producidas y debidamente legalizadas, por otra parte, la participación de cada compañía se da de la siguiente manera; Petronorte 25%, PetroSantander 25% y Ecopetrol 50%, con excepción del Área Comercial del Bloque B, en el cual la participación es: Petronorte 50% y Ecopetrol 50%.

A continuación, se describen las cláusulas más importantes del presente Otrosí:

Cláusula 5 La Asociada se compromete a realizar actividades adicionales que se desarrollaran dentro de los 3 años contados a partir de la firma del Otrosí:

Primer año: Adquirir sísmica 3D dentro del área correspondiente del Boque A del área de contrato, hacer reprocesamiento de la sísmica existente, perforar, completar y dejar en producción 5 Pozos (4 Pozos en Los Ángeles y 1 Pozo en Santa Lucia), realizar estudio de pre factibilidad de un proyecto de recobro mejorado en el Campo Los Ángeles, realizar estudio de la prospectividad para el Bloque B, que determine su riesgo, ubicación de prospectos y zonas productivas confiables.

Segundo Año: Perforar, completar como mínimo 2 Pozos (1 Pozo en Santa Lucia y 1 Pozo exploratorio en el bloque B), realizar actividades Contingentes: Perforación de 3 Pozos (1 Pozo en

Los Ángeles y 2 Pozos en Santa Lucia), realizar trabajos de reacondicionamiento (1 trabajo de reacondicionamiento en el Campo Los Ángeles), realizar estudio de modelamiento de los Yacimientos de Campos Los Ángeles y Santa Lucia.

Tercer año: Perforar, Completar 1 Pozo (Exploración o desarrollo en el Bloque B), realizar actividad contingente: Proyecto Piloto de recobro mejorado (8).

Cláusula 7: Después de deducir el porcentaje correspondiente a las regalías sobre la producción total de Hidrocarburos en el área comercial, las partes tendrán un porcentaje así: Ecopetrol 60% y la Asociada 40% (8).

Esta participación se ajustará por precios altos, en forma incremental. Ecopetrol recibirá una participación adicional en escenarios de precios altos, en un porcentaje adicional, dando aplicación a la tabla 1 que se incluye más adelante. El cálculo de la participación adicional en la producción total se efectuará al final de cada mes calendario.

Tabla 1

Tabla ajuste de % de participación

US \$/BL Precio en campo	%X adicional para ECP
28-32,99	0%
33-39,999	2%
40-51,999	3%
52-59,999	4%
60-69,999	5%
70-79,999	8%
> = 80	10%

Nota. Tabla de ajuste al porcentaje de participación de ECP en la producción comercializada por altos precios del crudo. Adaptado del otrosí del contrato de asociación Tisquirama datos de producción obtenidos de Ecopetrol.

Cuando se haya alcanzado una producción total acumulada igual o mayor a 1.5 millones de barriles de petróleo por cada campo, Ecopetrol tendrá una participación adicional a la definida anteriormente y de acuerdo con la siguiente tabla.

Tabla 2

Tabla ajuste de % de participación

Millones de barriles de crudo	%X
0-1,499	0%
1,5-2,999	2%
3-4,999	3%
5-9,999	4%
➤ = 10	5%

Nota. Tabla de ajuste al porcentaje de participación de ECP en la producción comercializada por producción acumulada. Adaptado del otrosí del contrato de asociación Tisquirama datos de producción obtenidos de Ecopetrol.

Cláusula 9: La participación en las inversiones que se requieran en el desarrollo del Contrato serán 50% para Ecopetrol y 50% para la Asociada, con excepción de las inversiones que debe realizar la Asociada 100% a su cargo, cumpliendo lo establecido en la cláusula 5 (8).

Cláusula 11: Todos los gastos operacionales de los campos serán asumidos por las partes en relación con su participación en la producción, teniendo en cuenta los porcentajes que están establecidos de la cláusula 7 (8).

Cláusula 21: Para iniciar la operación conjunta bajo los términos de este contrato, se considera lo previsto en la cláusula 9 o que los trabajos de explotación se inicien en la fecha en que las partes reconozcan la existencia de un Campo Comercial (8).

Cláusula 23: Para todos los efectos relacionados con el presente Otrosí y con el Contrato, se establece y acuerda que cada una de las Partes (Ecopetrol y las compañías que componen la parte Asociada), será individualmente responsable de las obligaciones que le corresponden a cada cual (8).

5. Capítulo 3. Evaluación financiera

Pera realizar la evaluación financiera de este proyecto es necesario analizar los datos reales y proyectados que se tuvieron en cuenta para justificar la extensión del contrato, ya que se evaluara si esta decisión de extender el contrato fue viable, teniendo en cuenta la rentabilidad de la inversión hecha en el transcurso del tiempo ocurrido desde la firma de su extensión.

Para este análisis financiero se evaluó el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR), teniendo en cuenta que estos son unos indicadores financieros que nos servirán para determinar si la extensión de este proyecto fue rentable, tanto para el país como para Ecopetrol,

desde el punto de vista económico y financiero, o si fue una mala decisión realizar la extensión de este contrato y, por el contrario, hubiese sido más rentable finalizarlo para que Ecopetrol adquiriera la operación completa de este campo.

Se efectuará el Valor Presente Neto (VPN) real con la producción desde (1) primero de enero de 2009 hasta el treinta y uno (31) de diciembre del año 2021. 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 y proyectados hacia el 2021. Una vez realizados estos cálculos y sus resultados, se expondrá un juicio personal acerca de la conveniencia de este contrato para el país.

Tendremos en cuenta que el VPN se evaluara para cada año y nos determinara si los flujos de caja del proyecto llevados al presente fueron positivos, mientras que el TIR se evaluara para todos los años transcurridos y nos determinara que tan rentable es el proyecto y cuanto porcentaje de ganancia tendremos anualmente con respecto a la inversión.

Estos indicadores financieros los calculamos teniendo en cuenta los términos de negociación pactados en el otrosí y los datos suministrados por parte de Ecopetrol, de la producción promedio día mensual (BOPD) del campo Tisquirama, y las proyecciones que se realizaron para justificar la extensión del contrato. Trabajaremos basándonos en un proyecto ya llevado a cabo, por lo cual, solo se hará algunas comparaciones con lo proyectado con el fin de realizar el análisis. Es importante resaltar que para el estudio trabajaremos con datos promedios, algunos supuestos y limitaciones, lo que hace que los resultados sean sensibles a cualquier variación y deben ser interpretados con cautela.

5.1. Variables económicas necesarias para la evaluación financiera

El 29 de mayo del 2008, Ecopetrol, con PetroSantander y Petronorte firmaron el otrosí de extensión al contrato de asociación Tisquirama, con el fin de extender la vigencia del contrato y establecer nuevos términos entre Ecopetrol y la Asociada en los que se llevaran a cabo en las operaciones de exploración, explotación, repartición de costos y producción.

Previo a un proyecto existe una inversión inicial y se debe elaborar un análisis del estado actual y las condiciones en las cuales se pretende inyectar un flujo de dinero; la herramienta para llevar a cabo estos objetivos de una compañía es el análisis financiero, esta permite por medio de proyecciones de flujos de caja evidenciar el escenario sobre el cual se pretende recuperar la inversión. Para esto detallaremos un poco el estado actual del campo y los términos que se pactaron en la negociación, que son las variables que se tuvieron en cuenta para realizar la evaluación financiera y estimar los Valores Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto.

5.1.1. Instalaciones actuales

Esta asociación Tisquirama comprende dos bloques, el bloque A Campo Santa Lucia, y el bloque B Campo Los Ángeles. El Campo Santa Lucia cuenta con 5 pozos activos productores que operan mediante el sistema de levantamiento artificial, estos pozos tienen una producción diaria aproximada de 114 BBL de petróleo. En las facilidades, cada localización cuenta con su contrapozo, sistema de producción, de medición y de seguridad. Cada pozo está conectado por líneas de flujo que transportan el crudo a la estación Santa Lucia, en la cual se realiza la recolección, tratamiento y almacenamiento para posteriormente despachar el crudo en carro tanques hacia la estación Ayacucho de Ecopetrol (5).

Figura 4

Estación Santa Lucia.



Nota. Facilidades de producción de la estación Santa Lucia. Fuente Petróleos del Norte S.A.

El Campo Los Ángeles cuenta con 15 pozos y 2 pertenecientes al Campo Querubín, que están ubicados en la misma área, estos pozos tienen una producción diaria aproximada de 413 BBL de petróleo, operan mediante dos sistemas de levantamiento artificial (bombeo mecánico y bombeo de cavidades progresivas PCP). Estos pozos están conectados por líneas de flujo que de igual manera se transportan a la estación Santa Lucia (6). Es un campo relativamente pequeño, por lo cual, Ecopetrol no ve rentable seguir el por sí solo operándolo, por el contrario, opta por extender el contrato de asociación para poder explotar su potencial, y de esta manera aumentar su producción y trabajar en los procesos de exploración con el fin de hacer nuevos descubrimientos que beneficien la producción de este campo.

5.1.2. Términos de negociación

Se detallará un poco los términos de los términos de negociación que adelantaron Ecopetrol con PetroSantander y Petronorte para dicha extensión teniendo en cuenta la motivación para esta y lo establecido en el Documento Conpes 3245, ya que son estos datos establecidos los que se tuvieron en cuenta para calcular el Valor Presente Neto (VPN) del proyecto. Los términos que detallaremos son los necesarios para poder realizar el análisis financiero.

5.1.2.1. Inversiones. Cumpliendo con lo establecido por las directrices en cuanto a disminuir las inversiones por parte del estado, se acordó con la Asociada que cualquier inversión necesaria para lograr la meta técnica o cualquier modificación acordada por el comité ejecutivo en busca de la mayor eficiencia será asumida al 100% por su parte. Lo cual se evidenció, ya que la Asociada ejecuto y llevo a cabo lo establecido, cumpliendo con los términos, de la siguiente manera:

Tabla 3

Compromisos de la Asociada durante los primeros años

Primer año	<p>La Asociada realizó sísmica 3D dentro del área correspondiente al Campo Santa Lucía. incluyendo 76 Km² (Comité Ejecutivo 66 año 2009)</p> <p>El operador reprocesó en tiempo y profundidad el volumen sísmico del campo Los Ángeles (Comité Ejecutivo 66, año 2009).</p> <p>Pozos Ángeles-11, 14 (agosto 2009 presentados en C.E. 66-2009)</p> <p>Ángeles 14, 15 (noviembre de 2009 presentados en C.E. 67-2009)</p> <p>Santa Lucía-4 Perforado enero 2010, (C.E. 68, 2010)</p> <p>Pozo Ángeles 12; Perforado en el año 2009.</p>
------------	---

Segundo año	<p>Santa Lucía Sur 1: Perforado a finales del año 2009, se abandonó (presentado en C.E. 68 2010)</p> <p>Estudio de pre factibilidad de un proyecto de recobro mejorado en el Campo Los Ángeles fueron entregados y confirmados en C.E. 68, 2010)</p> <p>Pozo fuera del área comercial: Querubín-1 ejecutado.</p> <p>Pozo Santa Lucia-5 ejecutado</p> <p>Workover: Ejecutado en el pozo LANG-9. Cañoneo de los intervalos 6350' - 6356' (6') y 6369' - 6389' (20'). Actualmente en evaluación.</p>
Tercer año	<p>Ejecución del pozo exploratorio Tronos-1 como cumplidor de compromiso pendiente de la fase en mención.</p>

Nota. Tabla los compromisos adquiridos por parte de la Asociada durante los primeros años de la extensión del contrato. Adaptado del otrosí del contrato de asociación Tisquirama datos de producción obtenidos de Ecopetrol.

Los valores de Inversión son los reportados por las compañías en los informes ejecutivos en los cuales se especifica que La Asociada se compromete a realizar una inversión en exploración de USD\$ 500.000, la cual cumplió en su totalidad y durante el transcurso de la firma del otrosí hasta el 2021 se ha realizado una inversión de USD\$ 192.249.504,36 entre La Asociada y Ecopetrol.

5.1.2.2. Costos operacionales. Los gastos de operación anteriormente estaban distribuidos 50% Ecopetrol y 50% La Asociada, pero se tuvo en consideración los porcentajes de producción recibidos por cada una de las partes en el desarrollo del contrato (cláusula 7.1, 7.2 y 7.3 del otrosí),

que establece que Ecopetrol tendrá el 60% y la Asociada 40% por lo cual los gastos de operación se asumirán en porción a esta participación (8).

Ecopetrol está asumiendo un poco más de gastos desde la extensión del contrato, pero se tiene en cuenta que también tiene un porcentaje de la producción más alto desde dicha extensión, por lo que este aumento se ve justificado en los gastos. Según cifras de Ecopetrol se estima un costo barril más o menos de USD\$ 18 promedio.

5.1.2.3. Transporte de crudo. El crudo del campo Tisquirama es considerado un crudo pesado debido a su gravedad API, el cual es transportado por líneas de flujo hacia la estación Santa Lucia, para posteriormente en carro tanques ser despachado a la estación de Ayacucho. Se toma como valor de referencia un promedio estipulado por Ecopetrol de USD\$8,5 por barril de crudo transportado. Estos gastos lo asumen cada parte de acuerdo a su porcentaje de producción que le corresponda.

5.1.2.4. Regalías e impuesto de renta. Las regalías de acuerdo con la extensión del contrato, las regalías se negociaron de manera que se mantendrían en el 20%. Si no se hubiera realizado la extensión del contrato, se aplicaría el valor a las regalías de acuerdo al escenario de producción y a lo que determinara la ANH cada año, a partir de la fecha (año 2008). El impuesto de renta está determinado por el gobierno y varía durante los años de acuerdo con la inflación económica y se le aplica a la producción promedio actual del campo.

Tabla 4

Información de la variación del impuesto de renta del año 2008 al 2021

Años	Impuestos (%)
2008	39
2009	34
2010	33

2011	33
2012	33
2013	33
2014	33
2015	39
2016	40
2017	42
2018	35
2019	33
2020	33
2021	33

Nota. Tabla de porcentaje promedio del impuesto de renta durante los años. Adaptado de información consultada sobre los impuestos a la industria petrolera en Colombia.

5.1.2.5. Usufructo por uso de las instalaciones. La Asociada desde la firma del otrosí le cedió, de manera gratuita, la propiedad de los bienes y derechos adquiridos en el desarrollo del contrato a Ecopetrol. A partir de la firma del otrosí, los bienes e instalaciones que hagan parte de la inversión que se adquieran y sean diferentes a usufructo pertenecerán a las partes en porciones iguales.

5.1.2.6. Producción. La producción obtenida en los campos Tisquirama, desde la extensión al contrato y hasta la terminación de este será distribuida, después de descontar el porcentaje de las regalías (20%), el 60% para Ecopetrol y el 40% la Asociada, teniendo en cuenta unos ajustes por precios altos en el crudo y por producción acumulada.

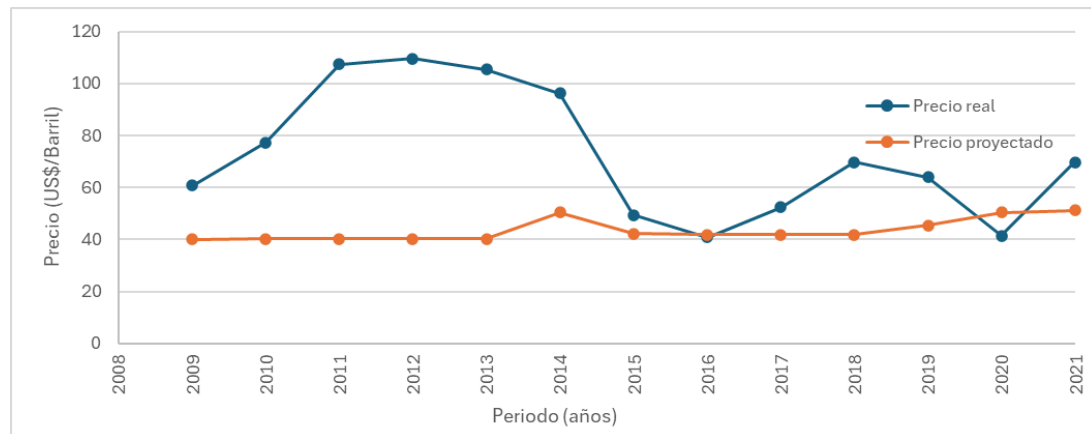
En este cambio realizado en la extensión se ve beneficiada Ecopetrol y más teniendo en cuenta si la producción y el precio del crudo aumentan, ya que tendría mayor participación en el porcentaje de la producción, por ende, más ganancias.

5.1.2.7. Precios del crudo. Se utilizó una serie de precios de petróleo dados por CERA (*Cambridge Energy Research Associates*) para el precio del Brent y se tiene en cuenta que el ajuste por calidad está por el 85% del precio del Brent.

En la figura 5 podemos observar la diferencia ente el comportamiento de los precios reales y los precios proyectados desde el 2008 hasta el 2021, trece años después de la extensión de contrato de asociación Tisquirama.

Figura 5

Precios reales vs. precios proyectados en el periodo de 2009-2022



Nota. El precio en US\$/Barril. Adaptado de datos de producción obtenidos de Ecopetrol.

El precio real promedio del periodo 2009-2021 fue de 74,62 US\$/Barril, frente a 44,33 US\$/Barril proyectados en la evaluación del año 2008. Se evidencia que Ecopetrol baso su decisión para extender en contrato en precios proyectados relativamente bajos en comparación a los que realmente ocurrieron, a excepción del 2019-2020. En cuanto a los precios, se nota que el mercado es muy cambiante y aunque lo real fue en mayor proporción que lo proyectado, hubo lapsos de tiempo en el que los precios fueron parecidos e incluso, en ocasiones, menor el real al proyectado.

Inicialmente, podríamos deducir, teniendo en cuenta que durante los primeros años los precios reales fueron bastante elevados en comparación a los proyectados, que se beneficiaron y generaron más rentabilidad de la esperada ambas empresas involucradas en la extensión, pero que, de no haberse realizado dicha extensión, hubiera sido más conveniente para Ecopetrol.

5.1.3. Cálculos VPN y TIR

La metodología usada para realizar el análisis financiero al contrato de extensión fue realizar el cálculo de los indicadores como el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) para el escenario real ocurrido desde la extensión del contrato, tanto para La Asociada como para Ecopetrol y también para un escenario donde no hubiera ocurrido la extensión del mismo contrato y este hubiera sido completamente operado por Ecopetrol, estos indicadores usados para realizar este tipo de análisis, ya que nos permiten deducir que tan viable fue el proyecto y económicamente cuanto favoreció a cada una de sus partes.

La fórmula base que se tuvo en cuenta en los cálculos del VPN aplicada para el caso de extensión o no extensión es la siguiente

Ecuación 1

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{FCN}{(1+i)^n}$$

Ecuación 2

$$FCN = (\text{ingresos netos} - \text{costos de producción} - \text{depreciación}) - (\text{impuestos} + \text{depreciación})$$

Donde, I_0 : inversión inicial, i : tasa de descuento, n : números de periodos expresados en años.

Para efectuar el cálculo de esta fórmula tomaremos los siguientes valores como base, teniendo en cuenta los datos suministrados por Ecopetrol y haciendo un promedio de costos de operación y transporte mencionados anteriormente.

Tabla 5

Tabla datos usados para el cálculo del VPN

DATOS	VALORES
# periodos	13
Tasa de descuento i	0,12
Regalías	0,2
Participación La Asociada	0,4
Participación Ecopetrol	0,6
Inversión	192000000
Inversión Asociada	96500000
Inversión Ecopetrol	96000000
Costo de operación US\$/Bbl	18
Costo de Transporte US\$/Bbl	8,5

Nota. Tabla de datos usados para el cálculo de los indicadores financieros. Elaboración propia.

El número de periodos es el número de años tenidos en cuenta para la evaluación financiera, la tasa de descuento es la que se maneja como valor estándar por parte de Ecopetrol, las regalías y participación, tanto para la Asociada como para Ecopetrol, es la establecida en el otrosí. En la inversión tenemos en cuenta que durante el desarrollo del contrato la inversión fue por partes iguales, pero por parte de La Asociada se tiene en cuenta la inversión realizada para el cumplimiento de los compromisos pactados para los primeros tres años, por lo cual su inversión

es mayor. Por último, para los costos de operación y de transporte de crudo se tomó el valor de referencia promedio estipulado por Ecopetrol.

En un modelo con tantas variables la incertidumbre es muy alta y, por lo tanto, el modelo es muy sensible a cualquier variación. A continuación, se presentan las tablas de Excel que son el resultado de los cálculos realizados teniendo en cuenta los datos de la tabla 5. Se toma en cuenta que el porcentaje de participación tiene un ajuste debido a los precios altos del crudo, por lo cual no es una variable constante.

Se toma como base un promedio anual de los datos de producción suministrados por Ecopetrol, se le aplica el ajuste del precio Brent y se calcula el ingreso bruto de toda la producción. Al precio del total de la producción se le aplica el descuento del porcentaje estipulado para las regalías pactadas para la ANH, obteniendo el ingreso neto de la producción total liquidada. Una vez se tiene la producción neta, hacemos la respectiva repartición por partes estipulada en el otrosí (40% La Asociada – 60% Ecopetrol) teniendo en cuenta que está varía un poco debido a los ajustes por precios altos del crudo, a esta parte de la producción correspondiente se le resta los gastos usados para producirla y transportarla lo cual nos la renta liquidada gravable a la cual se le aplica el descuento del impuesto de renta. Una vez teniendo los flujos de caja, para cada una de las partes, se aplica la Ecuación 1, teniendo en cuenta las inversiones por cada parte, se obtienen los resultados reflejados en la tabla 6 y 7 en caso real de la extensión del contrato.

Tabla 6*Tabla VPN y TIR La Asociada real con extensión*

Año	Producción anual (Bbl)	Precio (US\$)	Ingreso Bruto (US\$)	Regalías (US\$)	Ingreso Neto (US\$)	La Asociada (US\$)	Gastos (US\$)	R.L.G (US\$)	Impuesto (US\$)	FCN	FCA/(1+i) ^n
2008										-96500000	
2009	4000852	51,73	206968100	41393620	165574480	61262558	26645869	34616689	11769674	22847015	20399120
2010	5233016	65,77	344191174	68838235	275352939	96373529	32968232	63405296	20923748	42481549	33866030
2011	5359331	91,34	489526609	97905322	391621287	117486386	28940659	88545727	29220090	59325637	42226817
2012	6703290	93,08	623908746	124781749	499126997	149738099	36198047	113540052	37468217	76071835	48345026
2013	7204082	89,63	645719886	129143977	516575909	154972773	38902312	116070461	38303252	77767209	44127203
2014	6016005	81,85	492388934	98477787	393911147	118173344	32486671	85686673	28276602	57410071	29085729
2015	5641389	42,07	237313473	47462695	189850778	70244788	37571804	32672984	12742464	19930520	9015555
2016	3888683	34,65	134727323	26945465	107781858	40957106	26598726	14358380	5743352	8615028	3479465
2017	3458595	44,63	154369194	30873839	123495355	45693281	23034407	22658874	9516727	13142147	4739190
2018	3410322	59,31	202276408	40455282	161821127	58255606	22099098	36156508	12654778	23501730	7566928
2019	4026274	54,43	219166208	43833242	175332966	63119868	26090453	37029415	12219707	24809708	7132198
2020	1817295	35,25	64058735	12811747	51246988	19473855	12430431	7043425	2324330	4719095	1211274
2021	3088458	59,26	183028225	36605645	146422580	52712129	20013424	32698705	10790573	21908132	5020778
										VPN	159715315
										TIR	44%

Nota. Tabla resultados obtenidos al realizar los cálculos del VPN y TIR para La Asociada en el escenario real con la extensión del contrato. Elaboración propia.

Tabla 7*Tabla VPN y TIR Ecopetrol real con extensión*

Año	Producción anual (Bbl)	Precio (US\$)	Ingreso Bruto (US\$)	Regalías (US\$)	Ingreso Neto (US\$)	Ecopetrol (US\$)	Gastos (US\$)	R.L.G (US\$)	Impuesto (US\$)	FCN	FCA/(1+i) ^n
2008										-96000000	
2009	4000852	51,73	206968100	41393620	165574480	104311923	45369993	58941929	20040256	38901673	34733637
2010	5233016	65,77	344191174	68838235	275352939	178979410	61226717	117752693	38858389	78894305	62894057
2011	5359331	91,34	489526609	97905322	391621287	274134901	67528204	206606697	68180210	138426487	98529239
2012	6703290	93,08	623908746	124781749	499126997	349388898	84462109	264926788	87425840	177500948	112805061
2013	7204082	89,63	645719886	129143977	516575909	361603136	90772061	270831075	89374255	181456820	102963473
2014	6016005	81,85	492388934	98477787	393911147	275737803	75802233	199935570	65978738	133956832	67866700
2015	5641389	42,07	237313473	47462695	189850778	119605990	63973612	55632379	21696628	33935751	15350810
2016	3888683	34,65	134727323	26945465	107781858	66824752	43397921	23426831	9370733	14056099	5677023
2017	3458595	44,63	154369194	30873839	123495355	77802074	39220747	38581327	16204157	22377170	8069432
2018	3410322	59,31	202276408	40455282	161821127	103565521	39287285	64278236	22497383	41780853	13452317
2019	4026274	54,43	219166208	43833242	175332966	112213098	46383027	65830072	21723924	44106148	12679464
2020	1817295	35,25	64058735	12811747	51246988	31773132	20281229	11491903	3792328	7699575	1976289
2021	3088458	59,26	183028225	36605645	146422580	93710451	35579421	58131030	19183240	38947790	8925828
										VPN	449923329
										TIR	83%

Nota. Tabla resultados obtenidos al realizar los cálculos del VPN y TIR para Ecopetrol en el escenario real con la extensión del contrato. Elaboración propia.

Para el caso de no haber ocurrido la extensión, se realiza el flujo de caja para todo el proyecto, donde el ingreso neto de la producción total liquidada sería, en su totalidad, para Ecopetrol, así como el total de los costos y la inversión.

Tabla 8

Tabla VPN y TIR proyecto sin extensión

Año	Producción anual (Bbl)	Precio (US\$)	Ingreso Bruto (US\$)	Regalías (US\$)	Ingreso Neto (US\$)	Gastos (US\$)	R.L.G (US\$)	Impuesto (US\$)	FCN	FCA/(1+i) ^n
2008									-192000000	
2009	4000852	51,73	206968100	41393620	165574480	72015862	93558618	31809930	61748688	55132757
2010	5233016	65,77	344191174	68838235	275352939	94194949	181157990	59782137	121375853	96760087
2011	5359331	91,34	489526609	97905322	391621287	96468863	295152424	97400300	197752124	140756056
2012	6703290	93,08	623908746	124781749	499126997	120660156	378466840	124894057	253572783	161150088
2013	7204082	89,63	645719886	129143977	516575909	129674374	386901535	127677507	259224029	147090675
2014	6016005	81,85	492388934	98477787	393911147	108288904	285622243	94255340	191366903	96952429
2015	5641389	42,07	237313473	47462695	189850778	101545415	88305363	34439092	53866272	24366366
2016	3888683	34,65	134727323	26945465	107781858	69996647	37785212	15114085	22671127	9156488
2017	3458595	44,63	154369194	30873839	123495355	62255154	61240201	25720885	35519317	12808622
2018	3410322	59,31	202276408	40455282	161821127	61386383	100434744	35152160	65282583	21019245
2019	4026274	54,43	219166208	43833242	175332966	72473479	102859487	33943631	68915856	19811662
2020	1817295	35,25	64058735	12811747	51246988	32711660	18535328	6116658	12418670	3187563
2021	3088458	59,26	183028225	36605645	146422580	55592845	90829735	29973813	60855922	13946607
									VPN	610138644
									TIR	66%

Nota. Tabla resultados obtenidos al realizar los cálculos del VPN y TIR de no haber ocurrido la extensión del contrato y Ecopetrol hubiera asumido solo el proyecto. Elaboración propia.

En primera instancia podríamos afirmar que el proyecto es rentable teniendo en cuenta que, tanto el VPN como el TIR, evaluado para el campo Tisquirama es sólida, ya que no presenta pérdida en ningún momento reflejando así que el proyecto evaluado está generando rendimientos en comparación con el capital inicialmente invertido. Esto nos puede indicar que el proyecto tiene capacidad de generar beneficios financieros durante un tiempo considerable, lo que hace que el campo sea atractivo para seguir operando, fortaleciendo la viabilidad y rentabilidad financiera del proyecto a largo plazo.

También es importante recalcar que todo esto se debe a que el campo Tisquirama cuenta con una producción relativamente buena, que está en su etapa de producción primaria y que de no haber crisis petrolera y mantenerse los precios en este rango vale la pena seguir explotando el campo e invirtiendo en exploración.

6. Capítulo 4. Análisis económico

Para este análisis financiero se evaluó el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR), teniendo en cuenta los resultados obtenidos en el anterior capítulo, se llevó a cabo una revisión general, realizando una comparación de escenarios donde se evidenciará cuánto dinero dejó de ganar Ecopetrol al decidir firma el otrosí de la extensión del contrato de asociación Tisquirama.

Tabla 9

Tabla VPN de los escenarios

Escenario del contrato	VPN (US\$)
Extensión (La Asociada)	159715315
Extensión (Ecopetrol)	449923329
Sin extensión	610138644
Diferencia	160215315

Nota: Tabla resultados obtenidos al realizar los cálculos del VPN de todos los escenarios posibles en el contrato. Elaboración propia.

Se puede evidenciar que Ecopetrol está dejando de recibir una ganancia neta de 160.215.315 US\$ al haber tomado la decisión de extender el contrato y dar una participación en la producción a La Asociada. Valorando la situación económica y financiera existente, se puede deducir que el escenario sin extensión para el contrato de asociación Tisquirama se perfila como la mejor opción para la economía del país y de Ecopetrol, ya que habría más rentabilidad para esta. Sin embargo, se debe tener en cuenta que sin dicha extensión Ecopetrol asumiría, no solo la producción total del campo, sino también todos los costos de inversión, gastos de producción, entre otros, por lo cual se entiende que se viera la viabilidad de contar con un socio inversionista y se decidiera extender el contrato.

Con base en los balances oferta - demanda del crudo y de la situación económica mundial que determina los precios del crudo, haciéndolos tan cambiantes, se dedujo que esto podría influir a través del tiempo en la rentabilidad del proyecto.

Otro de los criterios para creer que la no extensión del contrato de asociación se perfila como la mejor opción, es que, se incumple la exigencia de Conpes, donde el Consejo de Estado establece que si se extiende el contrato en términos de Valor Presente Neto (VPN) por parte de la asociada Petronorte y PetroSantander debía existir una diferencia que beneficiara más al Valor Presente Neto (VPN) de Ecopetrol (9), lo cual revisando los resultados obtenidos y al juicio personal no se cumplió.

Los contratos de asociación en el sector de minas y energía en Colombia son fundamentales para impulsar la inversión, el desarrollo económico, la transferencia de tecnología y el cumplimiento de estándares ambientales y sociales en la industria. Estos contratos permiten la participación del sector privado, fomentando la inversión nacional e internacional, generando empleo, promoviendo la diversificación de la matriz energética y facilitando la transferencia de

tecnología y conocimiento. Además, incluyen cláusulas relacionadas con la protección ambiental, el respeto a las comunidades locales y la responsabilidad social empresarial, contribuyendo a un desarrollo sostenible de las actividades mineras y energéticas en el país.

Las extensiones de contratos de asociación en la industria de hidrocarburos se realizan con el fin de aumentar la producción y las reservas de los campos petroleros, para mantenerse en la competencia del mercado petrolero a nivel internacional (10), por lo cual, se determina que es necesario dar una reestructuración a la política para poder adecuarse al mercado y así mejorar las oportunidades de inversión y condiciones fiscales que sean propicias y más beneficiosas para el país; teniendo como referencia el desarrollo social de las regiones sabiendo que estas, necesitan de los recursos de la industria para el progreso local y nacional. Este documento también anexo que la ausencia de hallazgos significativos de petróleo generan la disminución de volumen remante del país y, por lo tanto, busca hacer cambios encaminados a mostrar una buena disposición política para perfilarse como un país atractivo hacia las inversiones de diferentes compañías petroleras, aludiendo que de no ser así el impacto negativo en la economía nacional sería catastrófica; sin embargo, y haciendo énfasis en que la decisión de extender un contrato de asociación no fue la mejor es porque al realizar este trabajo y con el análisis financiero anterior nos queda la inquietud de ¿cómo el estado puede explicar lo indispensable de una inversión de otras compañías?; ¿Cómo explica el estado que Ecopetrol no era lo suficientemente capaz de realizar procesos de exploración explotación y producción de forma individual?

7. Conclusiones

Se determinó que hubiera sido más beneficioso para Ecopetrol no realizar la extensión del contrato de asociación Tisquirama, y que legalmente no se cumplió con lo establecido en el documento Conpes, ya que, realizados los cálculos de los indicadores financieros, nos damos cuenta de que el VPN de la no extensión es mayor al VPN en el caso de extensión, lo cual nos permite evidenciar que Ecopetrol, al continuar con la extensión del contrato de asociación deja de ganar 737.923.329 USD\$ como se muestra en la tabla 9.

Los indicadores también muestran que independientemente de que el escenario de no extensión es el más atractivo en términos económicos, no quiere decir que la extensión de dicho contrato no haya sido factible, puesto que al evaluar el TIR los resultados muestran que en ambos escenarios (extensión o no extensión del contrato) es un proyecto rentable, ya que estos son relativamente altos y superan el 12% que es el porcentaje estándar que se tiene para determinar el rendimiento de una inversión.

Se evidenció que Ecopetrol, al realizar dicha extensión, no goza de autonomía sobre la toma de decisiones, ni la capacidad de asumir un riesgo de inversión de manera individual, por el contrario, está sujeta a dependencias externas y se rige bajo las decisiones emitidas por decretos presidenciales, a cargo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) la cual no cuenta con una política petrolera definida.

Se resalta que la evaluación financiera se le realizó a un proyecto que ya se llevó a cabo, por lo tanto, se trabajó con información suministrada por Ecopetrol, ejemplo, datos de producción acumulada, el contrato de asociación y su respectivo otrosí. Teniendo en cuenta esto, el estudio se

basó en datos promedios, algunos supuestos y limitaciones, lo que hace que los resultados sean sensibles a cualquier variación, por lo que se debe interpretar con cautela, también tener en cuenta que se dio también un juicio personal con respecto a lo que se interpretó que hubiese sido más conveniente para el estado y basándose en la evaluación financiera realizada con la información proporcionada.

8. Recomendaciones

Se recomienda extender el estudio realizando un análisis comparativo con los otros contratos vigentes en la industria petrolera.

Se recomienda tener en cuenta en dichos estudios y análisis comparativos todos los aspectos posibles que puedan afectar el proyecto, como lo es el riesgo social, ya que siendo una industria con tanto impacto social se pueden generar muchos inconvenientes en las áreas de influencia, como lo son las manifestaciones y/o problemas con la contratación de personal, entre otros que pueden ocasionar pérdidas o retrasos al proyecto, ya que teniendo en cuenta estos aspectos se pueden tener proyecciones y planes de contingencia que ayuden a mitigar las pérdidas y mantener rentables los proyectos.

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, ya que en la información suministrada se evidencia una discrepancia significativa entre las proyecciones y la realidad del mercado.

Referencias Bibliográficas

1. Ibagué Acosta, C. D., & Rojas Silva, W. (2019). Evaluación técnico-financiera de un modelo de ingeniería conceptual basado en el agua de producción excedente del campo Tisquirama para la estimulación hidráulica en roca generadora en el campo VMM3.
2. Cortés Rojas, J. A., & Alvarez Villalba, L. A. (2019). Perforación de 15 pozos para aumento capacidad de tratamiento en campo Tisquirama.
3. Sarmiento-Rojas, L. (2001). Mesozoic rifting and cenozoic basin inversion history of the Eastern Cordillera, Colombian Andes, Inferences from tectonic models. Bogotá, Ecopetrol-Netherlands research, School of Sedimentary Geology, 295.
4. Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH/Epis. (2012). Información (Informes Técnicos, Registros E Imágenes)
5. Empresa Colombia de Petróleos, ECOPETROL S.A. (2007). Manual de Operaciones de las Baterías Santos, Suerte, Bonanza y Tisquirama-San Roque, (TRA-M-003), Sabana de Torres, Santander, Colombia.
6. Empresa Colombia de Petróleos, ECOPETROL S.A. (2013). Plan de Desarrollo Integrado Campo Tisquirama, Exploración y Producción, Vicepresidencia Técnica y Desarrollo E&P, Bogotá, Colombia.
7. Empresa Colombia de Petróleos, ECOPETROL S.A. (2008). Documento contrato de asociación Tisquirama.
8. Empresa Colombia de Petróleos, ECOPETROL S.A. (2008). Documento Otrosí de extensión Tisquirama
9. Isaza, O. F. (1982). Consideraciones sobre el contrato de asociación petrolera en Colombia.

10. SERRANO GOMEZ, Hugo y ROBLEDO, Jorge Enrique (2003). Control político a la política petrolera.
11. Burguete, A. C. L. (2016). Análisis financiero. Editorial digital UNID.
12. Baena Toro, Diego (2013). Análisis financiero enfoque y proyecciones. ECO EDICIONES.

Anexos

Documentos de apoyo adicionales para la elaboración del trabajo.

Contrato de asociación Tisquirama

Otrosí del contrato de asociación Tisquirama

Decreto Ley 1760 del año 2003

Ley 790 del año 2002

Decreto Ley 2310 del año 1974

Decreto Ley 4137 del año 2011