

**ANÁLISIS ECONÓMICO Y EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA EXTENSION
DEL CONTRATO DE ASOCIACIÓN GUAJIRA.**

ESPERANZA TATIANA PINILLA HERNANDEZ.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2015**

**ANÁLISIS ECONÓMICO Y EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA EXTENSION
DEL CONTRATO DE ASOCIACIÓN GUAJIRA.**

ESPERANZA TATIANA PINILLA HERNANDEZ.

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

Director

**OSCAR VANEGAS ANGARITA
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO QUIMICAS
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA**

2015

DEDICATORIA

A Dios por ser el pilar fundamental en este proceso de formación y permitirme alcanzar todos los objetivos que me propuse, porque sin el nada hubiera sido posible; Gracias Papa Dios porque me diste fuerzas cuando más lo necesite, porque tu mano y tu Gloria siempre estuvo conmigo, porque a pesar de mis errores, mis faltas tú propósito en mi vida ya paso a otro nivel.

A mis padres Arnulfo y Maritza que de una u otra forma me apoyaron y ayudaron a seguir adelante, por acompañar a mis hijos en el tiempo que estuve lejos de ellos.

A mi esposo James por ser mi empujoncito día a día, por estar pendiente de mí y darme una voz de aliento cuando más lo necesite por su ayuda incondicional.

A mis hijos Mishell y Lincoln por ser mi Musa de inspiración.

A mis tíos Olga Pinilla y Héctor Beltrán por sembrar en mi esta carrera

A mis familiares y amigos que me acompañaron en este largo proceso.

Mil gracias a todos Los amo.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	14
1. DESCRIPCION DEL CONTRATO DE ASOCIACION GUAJIRA.....	16
1.1. RESUMEN DEL CONTRATO.....	16
1.2. DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO GUAJIRA.....	19
1.1.1. Geología del petróleo evidencia de Hidrocarburos.....	21
2. HISTORIAL DE PRODUCCION Y OTROSÍ DE EXTENSION.....	24
2.1. RESEÑA HISTÓRICA DE DESARROLLO DEL CAMPO Y PRODUCCIÓN...24	
2.2. RESUMEN DEL OTROSÍ DEL CONTRATO.....	27
2.3. MOTIVACIÓN DE LA EXTENSIÓN.....	30
3. ANÁLISIS TÉCNICO Y OPERACIONAL DE LA EXTESION DEL CONTRATO DE ASOCIACION GUAJIRA.....	37
3.1. INSTALACIÓN ACTUAL.....	37

3.2. CONTRATO BOMT	39
3.3. TÉRMINOS DE NEGOCIACIÓN.....	42
3.3.1. Inversiones.	42
3.3.2. Gastos de operación.....	45
3.3.3. Producción.....	45
3.3.4. Usufructo por uso de instalaciones de Ecopetrol.....	46
4. EVALUACION FINANCIERA DE LA EXTENSION DE CONTRATO DE ASOCIACION GUAJIRA.	47
4.1. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CONTRATO DE ASOCIACION	47
4.2. RENTA PETROLERA STATE-TAKE	51
4.3. ANÁLISIS FINANCIERO	53
4.3.1. Análisis financiero Ecopetrol.	53
4.3.2. Análisis financiero contraloría.	55
4.3.3. Análisis financiero utilizando los datos de producción y precios del gas realmente ocurridos durante el periodo de estudio 2005-2014.	56

5. CONCLUSIONES	63
6. RECOMENDACIONES.....	66
BIBLIOGRAFIA.....	66

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Explotación de la cuenca Guajira	21
Tabla 2. Estimación de valor para cada fase del proyecto de inversión.	45
Tabla 3. Información de la producción y precios del gas reales en el periodo de 2005-2014.....	48
Tabla 4. Porcentaje de los impuestos en cada año e impuestos pagos por Ecopetrol	52
Tabla 5. Resultados de las regalías en el periodo de estudio 2005-2014.....	53
Tabla 6. Factores que influyen en el cálculo del VPN	54
Tabla 7. Resultados del análisis financiero por Ecopetrol y Chevron para la extensión.....	57
Tabla 8. Resultados de la análisis financiero realizado por la Contraloría	58
Tabla 9. Resultados del análisis financiero para Chevron con los datos reales.....	59
Tabla 10. Resultados del análisis financiero para Ecopetrol (caso extensión).	60
Tabla 11. Resultados del análisis financiero para Ecopetrol (caso no extensión)..	61

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación Geográfica de los campos en la Guajira.	25

LISTA DE GRAFICAS

	Pág.
Grafica 1. Histórica Producción de Gas Guajira (MPCD)	27
Grafica 2. Pronostico Producción Campus Chuchupa- Ballena	38
Grafica 3. Pronostico Producción de gas Guajira con inversiones nuevas caso demanda base UPME e ISA 2003.....	39
Grafica 4. Producción real vs Producción proyectada	50
Grafica 5. Precio real vs Precio proyectado.....	50
Grafica 6. Calculo TIR para la asociada Chevron.....	60

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS ECONÓMICO Y EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA EXTENSION DEL CONTRATO DE ASOCIACIÓN GUAJIRA.*

AUTORES: ESPERANZA TATIANA PINILLA HERNANDEZ.**

PALABRAS CLAVES: contrato de asociación, VPN, TIR, inversiones, precios, producción.

Descripción:

Este trabajo de grado se realiza con el propósito de mejorar y clarificar el desempeño del Estado en la Industria del petróleo en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos debido a la ausencia de hallazgos significativos de reservas en los últimos 10 años ha generado la disminución del volumen remanente del país.

Esta situación se explica por la disminución de la actividad exploratoria en el país que reduce la posibilidad de encontrar nuevas reservas por lo cual el interés y la necesidad de mantener e incrementar la producción de hidrocarburos del país es inmediata, por lo tanto se hace necesario mantener el interés de las compañías asociadas a Ecopetrol S.A. y de esta misma, en la inversión en los campos hoy en producción bajo la modalidad de contrato de asociación.

El sector petrolero colombiano se ha convertido en el motor de la economía del país, por ser la fuente principal de rentas para las regiones, a título de regalías por su explotación o por sus contribuciones fiscales en las distintas fases de su proceso.

Colombia como un Estado de derecho opta en su constitución política por regular ciertas situaciones que le interesan para su existencia como Nación, existen todo un conjunto de normas que regulan de manera extensa la actividad petrolera en diversos sentidos

Una estrategia para mejorar durante el tiempo los niveles de producción de hidrocarburos fue mediante contratos de asociación, una nueva modalidad para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, donde en 1969 Ecopetrol había sido facultado por la ley, para celebrar contratos de asociación.

El objetivo de este trabajo de investigación, pasados diez años, es analizar si económica y financieramente fue un buen negocio para el país la extensión del Contrato de Asociación Guajira, teniendo en cuenta las producciones y precios realmente dados, los cuales deben ser comparados con las proyecciones hechas para justificar la extensión.

* Tesis de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. Oscar Vanegas Angarita.

ABSTRACT

TITLE: ECONOMIC ANALYSIS AND EVALUATION OF THE EXTENSION OF FINANCIAL GUAJIRA ASSOCIATION CONTRACT.*

AUTHOR: ESPERANZA TATIANA PINILLA HERNANDEZ.**

KEYWORDS: Association Contract, VPN, TIR, Investments, production, Price.

Description:

This degree work is done in order to improve and clarify the performance of the state in the oil industry in the exploration and exploitation of hydrocarbons due to the absence of significant discoveries of reserves in the last 10 years have generated declining remaining volume of the country.

This situation is explained by the decrease in exploratory activity in the country which reduces the possibility of finding new reserves for which the interest and the need to maintain and increase hydrocarbon production in the country is immediate therefore it is necessary to maintain the interest of the companies associated with Ecopetrol SA and the same, investment in fields in production today in the form of partnership contract.

The Colombian oil sector has become the engine of the economy, as the main source of revenue for the regions, by way of royalties for exploitation or for their tax contributions at various stages of the process.

Colombia and the rule of law in its constitution chooses to regulate certain situations you care for their existence as a nation, there are a whole set of rules governing extensively oil activities in various ways.

A strategy to improve over time the oil production levels went through association contracts, a new modality for the exploration and exploitation of hydrocarbons, where in 1969 Ecopetrol had been empowered by law to conclude contracts of association.

The objective of this research, past ten years, is to analyze whether economically and financially it was a good deal for the country extension of Guajira Association Agreement, taking into account production and prices actually given, which should be compared with the projections made to justify the extension.

* Work Degree

** Physicochemical Faculty of Engineering. School of Petroleum Engineering. Director. Angarita Oscar Vanegas

INTRODUCCION

El sector petrolero colombiano se ha convertido en el motor de la economía del país, por ser la fuente principal de rentas para las regiones, a título de regalías por su explotación o por sus contribuciones fiscales en las distintas fases de su proceso.

Colombia como un Estado de derecho opta en su constitución política por regular ciertas situaciones que le interesan para su existencia como Nación, existen todo un conjunto de normas que regulan de manera extensa la actividad petrolera en diversos sentidos.

Una estrategia para mejorar durante el tiempo los niveles de producción de hidrocarburos fue mediante contratos de asociación, una nueva modalidad para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, donde en 1969 Ecopetrol había sido facultado por la ley, para celebrar contratos de asociación.

Donde Ecopetrol determinaba los términos y condiciones de dichos contrato de asociación, la terminación máxima para estos contratos era hasta 30 años.

La explotación de gas en la Guajira se inició con la firma del contrato de asociación Guajira, entre Texas Petroleum Company (Texpet) y la empresa colombiana de petróleos (Ecopetrol), el contrato se celebró el 31 de mayo de 1974 con una duración de 30 años, al cabo de los cuales la explotación del campo quedaría en manos de Ecopetrol.

Pasado este tiempo las dos empresas dieron prórroga para la extensión del contrato de asociación donde se presentaron un sin números de debates pero al fin su extensión se llevó a cabo.

En este trabajo de investigación se presentan el contrato principal con sus condiciones y términos, el otrosí firmado para la extensión del contrato donde algunos términos y condiciones se modificaron para cumplir con las exigencias del Conpes, también presentaremos como se encuentra actualmente los campos que hacen parte de este contrato de asociación técnica como operacionalmente, y por ultimo realizaremos el análisis financiero con los datos de producción y precios del gas que realmente ocurrieron y aclarar por qué la extensión no le convenía al país.

1. DESCRIPCION DEL CONTRATO DE ASOCIACION GUAJIRA.¹

1.1. RESUMEN DEL CONTRATO.

Antes de iniciar en detalle el análisis de la extensión del contrato de asociación Guajira examinemos brevemente el contrato principal de Asociación Guajira, y sus Cláusulas más importantes.

Entre ECOPETROL (a nombre del Estado) y la empresa TEXAS PETROLEUM COMPANY (TEXPET), hoy CHEVRON, se suscribió el 31 de Mayo de 1974 el Contrato de Asociación Guajira, dicho contrato se desarrolló en las siguientes cláusulas.

- **Cláusula 1.** Estipula el objeto de este contrato el cual consistía en la exploración del área contratada y la explotación del petróleo (incluye gas asociado y no asociado) que se encontraba en dicha área, descrita en la cláusula 3 con una extensión aproximada de (1. 169.342 hectáreas y 4625 m²) localizada en la zona norte de la Guajira de Colombia, la cual hacia parte de las áreas que recibió Ecopetrol del Gobierno Nacional en ,calidad de aportes para que fueran exploradas, explotadas y administradas directamente o en asociación con el capital público o privado nacional o extranjero, donde Ecopetrol ha sido autorizado para suscribir contratos referentes a la exploración, explotación, transporte, refinación, distribución y exportación del petróleo (incluye gas asociado y no asociado). De acuerdo con esa facultad Ecopetrol confiere a Texpet el derecho de explorar en el área contratada y explotar el petróleo que pueda encontrarse en ella.

¹ COLOMBIA, ECOPETROL, contrato de asociación Guajira Área A, 1974

Ecopetrol y Texpet acuerdan que llevarán a cabo trabajos de exploración y explotación que repartirán entre sí los costos y riesgos de los mismos en las proporciones estipuladas bajo las condiciones de este contrato.

- **Cláusula 5** define los términos y condiciones de exploración, donde Ecopetrol y Texpet declaran cumplidas las obligaciones del primer año de exploración con la Perforación de los pozos Pavon-1 y Tiburon-1 realizada dentro del área del contratada, donde Texpet entregara a Ecopetrol estudios sismográficos marinos, telesismograficos en aguas profundas y sismografia en tierra, durante el segundo año Texpet se comprometió a perforar 3 pozos para cumplir con la obligación de esta anualidad. Texpet se comprometió a invertir por lo menos US\$ 1.000.000 en actividades de Exploración.
- **Cláusula 9** se estipulo los términos y condiciones para la explotación, donde se consideraron que los trabajos de explotación se empezaran en la fecha en que las partes reconozcan la existencia de un campo comercial, donde la existencia de un campo comercial se determinaba mediante la perforación por parte de Texpet dentro del campo comercial propuesto de un numero suficientes de pozos que permitan definir razonablemente la comercialidad del campo.

Si Ecopetrol aceptaba la existencia del campo comercial entraba a participar en los términos de este contrato, Ecopetrol reembolsaría a Texpet el 50% de los costos de perforación y terminación de los pozos.

- **Cláusula 12** hace referencia a la producción donde el operador determinaría semestralmente o con la frecuencia que fuera necesaria el Máximo Grado de Eficiencia (MER) para cada campo comercial, este Máximo Grado de Eficiencia Productiva (MER) era la suma del Máximo Grado de Eficiencia

productiva de cada pozo productor basados en razones técnicas determinativas de los yacimientos.

En cuanto a las regalías **la Cláusula 13** 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 a 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.

Donde después de deducidos los porcentajes estipulados en la cláusula 13, el resto de gas producido y proveniente del campo es de propiedad de las partes en la siguientes proporciones Ecopetrol (50%) y Texpet (50%).

- **Cláusula 22** 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 Texpet, 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 Texpet (50%).

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 serán cargados a la cuenta conjunta.

- **Cláusula 23** 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.

- ✓ 25 años como periodo de explotación contados a partir de la fecha de terminación del periodo de exploración.
- **Cláusula 24** 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 estipulado en la cláusula 23.
 - ✓ En cualquier fecha por voluntad de Texpet previo cumplimiento de sus obligaciones. Y por último la cláusula 26 estipula las obligaciones en caso de terminación, donde terminado el contrato de acuerdo a las cláusula 24 en su periodo de exploración o explotación, Texpet dejara en producción los pozos que en tal fecha sean productores y entregaría las construcciones y demás propiedades inmueble de la cuenta conjunta ubicadas en el área contratada todo lo cual pasaría gratuitamente a poder de Ecopetrol.

1.2. DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO GUAJIRA.

Continuamos con una minuciosa descripción del yacimiento.

Los campos de gas en la subcuenca de la baja Guajira han sido y continúan siendo la principal fuente de gas natural para Colombia. El campo Chuchupa es el principal campo de gas en la subcuenca con reservas iniciales de gas que varían entre 5 y 5.6 TCF.

El origen del gas en este y otros campos de gas en la subcuenca de la baja Guajira no es claro y es tema de discusión. Katz and Williams (2003) proponen un origen bacterial para los yacimientos de gas de la cuenca de la Guajira, Rangel et

al (2003) proponen un origen bacterial para los campos de Ballena y Riohacha y un origen mezclado (bacterial y térmico) para el campo Chuchupa, igualmente Ramírez et. Al. (2003) plantean un origen termal y mezclado para los campos de gas antes mencionados.

Esta discusión tiene importantes implicaciones en la exploración de nuevos campos de gas en la cuenca de la Guajira en Colombia, ya que los campos de gas biogenico están restringidos a acumulaciones relativamente someras y asociados a depocentro con sedimentos muy ricos en materia orgánica. De otra parte los campos de gas termogenico están asociados a cocinas de gas profundas a partir de las cuales el gas migra hacia trampas a diferentes profundidades, es decir que la prospectividad de la cuenca de la Guajira varía sustancialmente según sea el origen de los gases.

La exploración petrolera en esta subcuenca se inició con la perforación del pozo Ranchería-1 en 1948. A la fecha han sido perforados 18 pozos exploratorios y se han descubierto dos campos de gas, llamados Ballena y Riohacha, un tercer campo denominado Chuchupa se encuentra costa afuera, en la zona denominada Guajira offshore.

La ocurrencia más importante de hidrocarburos gaseosos (97% metano), la componen los campos productores de Chuchupa, Ballena y Riohacha. Así mismo ECOPETROL (2000) reporta la existencia del campo gasífero Santa Ana, no comercial, localizado en plataforma marina del extremo noreste de la Subcuenca de Alta Guajira.

En la parte central de la Subcuenca de la Baja Guajira, varios pozos como: Almeja-1, Aruchara-1, Calamar-1, Epehin-1, presentaron manifestaciones de gas durante su perforación. Los reservorios con acumulaciones comerciales de gas, se encuentran en las rocas calcáreas de la Formación Siamaná de edad Mioceno

medio, en los Campos Ballena y Riohacha y en los niveles arenosos de la secuencia clástica basal de edad Mioceno temprano en el Campo Chuchupa en las Formaciones Uitpa y Jimol.

En la tabla 1 se observa la generalidades de la cuenca guajira.

Tabla 1. Explotación de la cuenca Guajira.

Área total de la cuenca	49050 km² (36450 Marina – 12600 Terrestre)
Área libre	11255 km ²
Reservas descubiertas de gas	5.250 GPCG
Reservas remanentes de gas	7.058 TPC- 5,405 probadas
Potencial remanente de Hidrocarburos	2.800 MBPE
Tipo de Hidrocarburos	Gas seco (> 97% Metano)

En esta cuenca encontramos las siguientes formaciones

- ✓ Castilletes
- ✓ Jimol
- ✓ Uitpa
- ✓ Maracao
- ✓ Guamaralay
- ✓ La luna
- ✓ Cogollo
- ✓ Yurima
- ✓ Palanz

1.2.1. Geología del petróleo evidencia de Hidrocarburos. REFERENCIA (GARCÍA GONZÁLEZ, Mario, MIER UMAÑA, Ricardo y CRUZ GUEVARA, Luis E. Geoquímica De Hidrocarburos De La Subcuenca Baja Guajira, Colombia Grupo de

Investigaciones en Geología de Hidrocarburos y Carbones, Escuela de Geología.
Profesor Universidad Industrial de Santander)

La Cuenca Guajira cuenta con varios descubrimientos importantes de gas, entre los que se destacan los campos Chuchupa (~3500 GPCG), Ballena (~1257 GPCG), Riohacha (~92 GPCG), y el área de Santa Ana (400 GPCG-15 MPCGD).

I. Subcuenca Alta Guajira

Roca generadora: Se identifica capacidad de generar hidrocarburos en los shales, limolitas calcáreas y calizas de la Formación La Luna, identificada en los corazones del Pozo PGG-1 y al este de la Depresión de Cocinetas en Venezuela, también se identifica potencial en unidades del Paleógeno y Neógeno, con kerogeno predominante tipo III, es decir generador de gas.

Los reservorios principales corresponden a las calizas y areniscas de las formaciones Macarao y Siamaná identificada en los pozos Cocinetas-1 y Guajira-1 alcanzando espesores entre 200 y 300 m.

Roca Sello: Los sellos corresponden a las lodolitas calcáreas y lodolitas de la base de la Formación Siamaná, con espesores que varían entre 90 y 300 metros, muchas de las estructuras fueron formadas durante el Paleógeno tardío-Neógeno temprano.

La migración: Secundaria de hidrocarburos ocurrió poco después de la primera fase de estructuración en el Neógeno tardío. En lo que respecta a la cuenca costa afuera la generación y migración de hidrocarburos se incrementó por la configuración estructural, la cual se enfocó en patrones de migración de una fuente termogénica temprana en la parte profunda costa afuera hacia los reservorios Chuchupa, Ballena y Riohacha.

Trampas: Principalmente la trampa corresponde a un monoclinal con buzamiento hacia el sur cuyo cierre al norte lo constituye una falla extensional convergencia al sur y el cierre al oeste y al este lo conforma el acuñaamiento de la Formación Macarao contra un alto de basamento.

II. Subcuenca Baja Guajira

Roca Generadora: En esta subcuenca se han detectado hidrocarburos provenientes de intervalos de unidades del Paleógeno y del Neógeno (Campo Chuchupa-Ballena) y se propone también la existencia de hidrocarburos de la Formación La Luna al este de la misma.

Roca Reservorio: Las rocas con características buenas de reservorio corresponden a arenitas y calizas de las formaciones Jimol y Uitpa, depositadas en ambientes de plataforma, con espesores reportados de entre 120 y 550 metros.

Roca Sello: El sello lo constituyen las intercalaciones de lodolitas y shales de plataforma de las formaciones Jimol y Uitpa.

Trampas: Existen dos tipos de trampas, estratigráficas y estructurales, las de tipo estratigráfico están determinadas por onlap de secuencias sedimentarias sobre el basamento, y las de tipo estructural son generadas por reactivación de un sistema de fallas pre-neógeno ubicado al sur de esta subcuenca.

2. HISTORIAL DE PRODUCCION Y OTROS DE EXTENSION.

2.1. RESEÑA HISTÓRICA DE DESARROLLO DEL CAMPO Y PRODUCCIÓN.

El campo de Ballena es el campo más antiguo, inaugurado en 1976, mientras que Chuchupa es un campo constituido por dos plataformas de perforación marinas, Chuchupa A y Chuchupa B, las cuales fueron inauguradas en 1978 y 1996 respectivamente. La adición de Chuchupa B a este campo de gas se produce como resultado del crecimiento de la cobertura a nivel nacional a partir de la idea de masificar el consumo de gas (Plan de Masificación del Gas Natural en Colombia).

En las operaciones de gas Guajira, el gas es extraído de los pozos ubicados en estos dos campos para su envío a la Estación Ballena, desde la cual parten los tres gasoductos que transportan el gas hacia la Costa Caribe (Promigas), el interior del país (TGI) y Venezuela (PDVSA), respectivamente.

En años anteriores, la amplia capacidad de producción de estos campos ha permitido no sólo satisfacer la demanda nacional, sino que ha generado excedentes de producción que son exportados hacia Venezuela.

En el año 2009, el complejo de campos de gas de La Guajira produjo conjuntamente 665 MPCD, lo que representó un 66% de la oferta total nacional.

Lo anterior refleja la importancia de los campos guajiros para el suministro de gas en Colombia, ya que el país depende notablemente de la producción proveniente de los mismos para satisfacer las necesidades de consumo de los distintos usuarios.

La alianza entre Ecopetrol y Chevron contempla tres campos principales en los que se produce el 90% de gas natural que hay en Colombia: Chuchupa A y Chuchupa B, en plataformas ubicadas en ultramar, y Ballena en la costa de La Guajira.

El campo costa adentro Ballena comenzó a operar el año 1977 y es controlado por Chevron en conjunto con Ecopetrol, empresas que pusieron en operación dos nuevos pozos dentro del campo el año 2012.

El campo marino Chuchupa se ubica costas afueras de Colombia y es operado por Chevron en conjunto con Ecopetrol. El campo abastece de gas natural al mercado Colombiano y a su vecino Venezuela, en virtud de un acuerdo celebrado entre las empresas y el gobierno venezolano. Ecopetrol y Chevron planean incrementar la producción del campo en 12 millones de pies cúbicos diarios (Mpc/d, o 339.802m³/d) durante el 2015.

Figura 1. Ubicación Geográfica de los campos en la Guajira.



Fuente: GARCÍA GONZÁLEZ, Mario, MIER UMAÑA, Ricardo y CRUZ GUEVARA, Luis E. Geoquímica De Hidrocarburos De La Subcuenca Baja Guajira, Colombia Grupo de Investigaciones en Geología de Hidrocarburos y Carbones, Escuela de Geología.

Resumen de acontecimientos importantes del campo Guajira.

1965 Se inicia la explotación del campo de gas natural de Riohacha (Guajira).

1977 Se inicia la explotación del campo de gas natural de Ballena (Guajira).

Antecedentes Chuchupa A

- ✓ Inicia el 1 de enero de 1974
- ✓ 1977 inicia explotación del campo Ballena
- ✓ 1979 Se inicia la explotación del campo de gas natural de Chuchupa. Este

Campo está localizado en el mar a 11 Kms. de la costa.

- ✓ Finalizo el 31 de diciembre 2004
- ✓ Participación del 50%/50% Texaco – Ecopetrol
- ✓ Regalías 20%
- ✓ Pozos perforados 9
- ✓ Capacidad instalada 280 MPCD

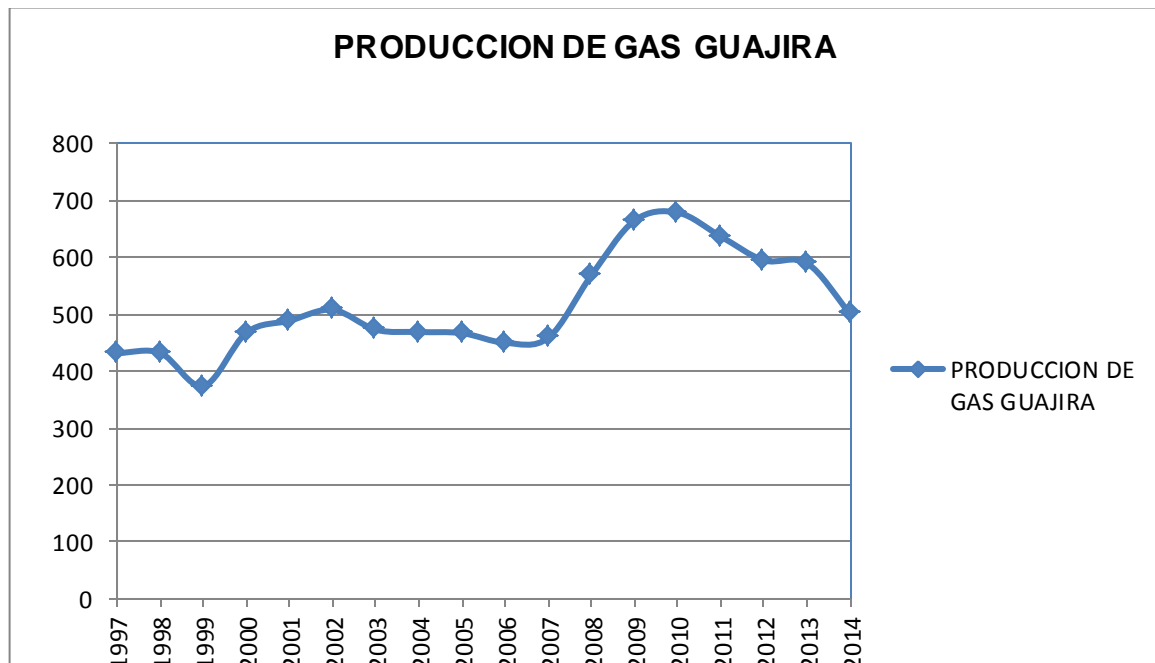
Antecedentes Chuchupa B

- ✓ Es un contrato entre la Asociación Guajira (Ecopetrol y Texpet) y Guajira Gas Services Inc.
- ✓ Firmado el 27 de noviembre 1995
- ✓ 1996 Se inaugura la segunda Plataforma Marina en el mar Caribe para la explotación de gas, Chuchupa B
- ✓ Finaliza el 31 de diciembre de 2016
- ✓ Pozos perforados 3
- ✓ Capacidad instalada 450 MPC

La producción de estos campos de gas está directamente relacionada con la demanda que se registre diariamente en el país; por esta razón la planeación de dicha producción, del desarrollo de infraestructura y por lo mismo de la

recuperación de reservas, están en función directa de dicha demanda. En la gráfica 1 podemos observar la producción histórica de gas de la Guajira.

Gráfica 1. Histórica Producción de Gas Guajira (MPCD)



Fuente: Upme

2.2. RESUMEN DEL OTROSÍ DEL CONTRATO.²

Es interesante también examinar el otrosí firmado para la extensión del contrato de asociación guajira donde se cumplen según las sugerencias hechas por el Conpes. Con fundamento en la política del Gobierno Nacional y con el propósito de realizar las actividades necesarias para aumentar la capacidad de producción de los campos explotados en desarrollo del contrato de Asociación Ecopetrol y la asociada decidieron suscribir el presente otrosí.

² COLOMBIA, ECOPETROL. Otrosí al contrato de asociación Guajira Área A 2003

El objeto del contrato de asociación seguiría siendo el establecido en la **cláusula 1** del contrato principal, que mediante este otrosí se extiende su vigencia y se establecen las condiciones en que Ecopetrol y la asociada en virtud de dicha extensión:

- ✓ Llevarían a cabo los trabajos de explotación en los terrenos del área contratada.
 - ✓ Repartirían entre si los costos, gastos y riesgos de dichos trabajos.
 - ✓ Distribuirían la producción y propiedades dentro del contrato de asociación.
- Todo lo anterior en desarrollo con lo manifestado en el numeral 1.4 de la cláusula 1 del contrato de asociación.

De acuerdo con lo anterior, en el presente otrosí se describe el plan de desarrollo de las actividades acordadas entre las partes a partir del 1 de enero de 2005 y las actividades correspondientes a las nuevas instalaciones que se ejecutarían antes de esa fecha, en capítulos posteriores hablaremos sobre estas nuevas actividades e instalaciones.

Ecopetrol y la asociada acuerdan extender el término de contrato de asociación desde el 1 de enero de 2005 hasta el límite económico.

Donde las partes modifican la **cláusula 23** del contrato de asociación. La duración máxima del contrato de asociación comenzaría a regir desde la fecha efectiva y terminaría en el momento en que las partes establezcan que sea alcanzado el límite económico de los campos, en el cual se considera que se ha llegado al límite económico de los campos cuando bajo condiciones normales de operación y después de deducir las regalías, los ingresos netos por la venta de hidrocarburos producidos en los campos, valorados al precio de referencia acordado por las partes son menores que los gastos operacionales totales incurridos en dichos campos.

Si cualquiera de las partes notificaran que han alcanzado el límite económico de los campos, sea Ecopetrol o la asociada asumirían el 100% de los gastos operacionales, incluyendo el porcentaje (%) de la tarifa establecida por el BOMT y recibiría el 100% de los hidrocarburos producidos con previa deducción de las regalías. Respecto a la participación de la producción las partes acordaron modificar el numeral 14.2 de la cláusula 14 del contrato, los hidrocarburos producidos después de desconectar el porcentaje de regalías, se distribuirían a partir de esa fecha y hasta la terminación del contrato de asociación en la siguiente proporción: Ecopetrol (57%) y Texpet (43%).

Por otro lado la cuenta conjunta también sufrió modificación numeral 22.2. de la cláusula 22 del contrato de asociación.

La propiedad sobre de las instalaciones serian de Ecopetrol 100%, donde las instalaciones serian de uso exclusivo de la operación conjunta.

La propiedad de las nuevas instalaciones eran 100% de la asociada, aun antes del 31 de diciembre de 2004. Y la propiedad sobre las instalaciones del BOMT a la terminación del BOMT seria de Ecopetrol 100%.

Obstante a esto las partes acuerdan modificar el numeral 22.6 de **la cláusula 22**, donde estipulan que todos los costos y gastos de operación conjunta serian asumidos por la partes de esta manera, que desde el 1 de enero de 2005 y hasta la terminación del contrato de asociación todos los gastos operacionales totales de la operación conjunta serian asumidos por la asociada y Ecopetrol en proporción a su participación de la producción de hidrocarburos según lo establecido en la cláusula 5 del presente otrosí.

En la cláusula 8 hace referencia al derecho de usufructo sobre las instalaciones e instalaciones del BOMT, en cuanto Ecopetrol constituía a la asociada usufructo sobre una cuota parte del 43% de las instalaciones hasta la terminación del

contrato de asociación y sobre una cuota parte del 43% de las instalaciones del BOMT.

Como contraprestación por el usufructo que se refiere la cláusula anterior la asociada compensaría a Ecopetrol asumiendo de la parte que le corresponde a Ecopetrol en los gastos operacionales la cantidad de US\$4MM anualmente y Ecopetrol en ese mismo periodo anualmente el 57% de los gastos operacionales totales menos US\$4MM.

La cláusula 11 estipula un fondo de abandono para el pago de las instalaciones, instalaciones del BOMT y las nuevas instalaciones como también para la restauración del área contratada, crearon un fondo común con aportes de cada una de ellas, con la proporción a su participación en la producción.

2.3. MOTIVACIÓN DE LA EXTENSIÓN.

Entre ECOPETROL (a nombre del Estado) y la empresa TEXAS PETROLEUM COMPANY (TEXPET), hoy CHEVRON, se suscribió el 31 de Mayo de 1974 el Contrato de Asociación Guajira, el cual terminaba el 31 de Diciembre de 2004.

El 8 de Febrero DEL 2003 ECOPETROL suscribió con la CHEVRON TEXACO, hoy CHEVRON, el contrato CATALINA para lograr, supuestamente, “producción incremental” con la perforación de tres nuevos pozos en la plataforma CHUCHUPA B, y la instalación de compresores en reversa para bajar la presión de cabeza, de 1200 a 600 psi. Sin embargo, este primer otrosí al Contrato originó debates de control político en la comisión V del Congreso, donde el senador Hugo Serrano Gómez y la Contraloría General de la República sostenían que dichas operaciones no correspondían técnicamente a PRODUCCIÓN INCREMENTAL, sino que correspondían a operaciones para INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN.

Estos debates de controversia técnica llevaron a que se pidiera concepto al Consejo del Estado; el cual, a través del concepto 1.149 de julio de 2003, confirmó que el contrato CATALINA técnicamente no era de PRODUCCIÓN INCREMENTAL, pero dejó abierta la posibilidad de extender los contratos de asociación al afirmar en el concepto: “La Junta Directiva de Ecopetrol es autónoma para fijar los mecanismos contractuales que permitan un nivel óptimo de producción y que eviten un descalabro macroeconómico de graves consecuencias para el país”; y añadió: “Todo depende de las condiciones de extensión del contrato”; y finalmente termina: “En la extensión del contrato inicial el Asociado debe adoptar compromisos que previamente no tenía y ceder derechos que previamente tenía en la medida que impliquen un menor riesgo para la Nación”. Esto significa que la parte legal favorece la extensión de los contratos siempre y cuando le convengan a la Nación. El mismo concepto del Consejo de Estado dice: “La entidad, Ecopetrol, tiene que tener la capacidad de negociación a fin de obtener las mejores condiciones económicas posibles”.

Basados en este concepto y en el documento CONPES 3245 de 2003, el 21 de noviembre del mismo año, durante el simposio de contratación y regulación petrolera, organizado por Ecopetrol S.A. en Cartagena, el Presidente Álvaro Uribe Vélez ordenó la extensión del Contrato de Asociación Guajira. En ese escenario, el Presidente sostuvo que “no los debe asustar lo que pasó con Catalina, este es un país del control político del Congreso, es un país de órganos de control independiente, es un Estado de Derecho. Una divergencia que surgió con la Contraloría General de la República y el Congreso se sometió al Consejo de Estado y el Gobierno tiene que acoger el concepto del Consejo de Estado”. Seguidamente el mandatario le ordenó al Ministro Luis Ernesto Mejía Castro que el 15 de diciembre, en Bogotá, se firmara la extensión del Contrato de Asociación Guajira, orden que fue cumplida a cabalidad. Así las

empresas optaron entonces por prorrogar el Contrato de Asociación, firmado por el otrosí 2.

El argumento económico del gobierno fue que, supuestamente, le representaría a la Nación un valor presente neto de 499 millones de dólares, es decir, 9 millones de dólares más de lo que se obtendría si no se firma la extensión, basándose en un precio proyectado de 0,91 dólares por cada mil pies cúbicos (Kpc) o millón de BTU. Un precio constante, cuando históricamente a lo largo de los 30 años de producción del contrato de Asociación Guajira, el precio promedio de venta en boca de pozo ha sido de US\$1.13 por Kpc y las proyecciones y estudios de la UPME para el precio del gas de la Guajira en varios documentos lo ubicaba en US\$1,50 por Kpc. El nuevo otrosí estableció que CHEVRON pagaría a ECOPETROL un precio inferior a lo establecido por la UPME para el periodo 2008-2020.

El CONPES emitió el 15 de septiembre de 2003 el Documento 3245, mediante el cual se adopta la estrategia para extender en el tiempo los Contratos de Asociación vigentes, hasta el límite económico de sus campos en producción, cuyo fin es mantener el interés entre las compañías asociadas y Ecopetrol para incrementar sus reservas en el corto y mediano plazo y a su vez optimizar el manejo de los yacimientos actualmente en producción.

Esta recomendación del CONPES instruyó a Ecopetrol para que en el marco de su autonomía jurídica defina y acuerde los términos y condiciones de la extensión del plazo de explotación de los contrato siempre y cuando los nuevos términos y condiciones representen un mayor beneficio al que tendría la Nación si se optara por el mecanismo de la finalización del contrato y la posterior operación directa por parte de Ecopetrol, incluyendo de manera detallada el análisis de los costos operativos, las contingencia ambientales y los costos de cierre y abandono de los campos que incurriría la Nación si se optara por la operación directa.

2.3.1. Extensión de Contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos. ³ Como lo mencionamos anteriormente el CONPES y el Consejo de Estado dieron vía libre a la extensión de los contratos de asociación con las empresas que actualmente explotan hidrocarburos bajo el antiguo esquema contractual.

El propósito primordial del Gobierno Nacional al extender los Contratos de Asociación, Según era viabilizar una mayor inversión por parte de los Asociados en la etapa marginal de los campos que se encontraban en explotación; igualmente se previó que esta mayor inversión se concrete en el desarrollo de las siguientes dos acciones fundamentales:

- ✓ Generar producción adicional en los campos actuales, aumentando tanto los niveles de producción como los factores de recobro y por consiguiente la base de reservas de los mismos.
- ✓ Propiciar la exploración de hidrocarburos en Colombia a través de inversiones que realizarán los socios como parte de los compromisos que asumirán dentro de los convenios complementarios a los acuerdos de extensión, de esta forma al aumentar la actividad exploratoria se estaría aumentando las posibilidades para el descubrimiento de nuevas reservas en el país.

En este sentido, lo que hace la Nación al ceder parte de sus derechos de una producción futura, es viabilizar una mayor actividad no solo de desarrollo sino de exploración que le permita obtener producciones adicionales para mantener su estatus de autosuficiencia minimizando en lo posible la compra a los Asociados. Si no hay extensiones, el país tendría que esperarse hasta la fecha de terminación

³ SERRANO GOMEZ, Hugo y ROBLEDO, Jorge Enrique. Control a la política petrolera. Colombia, Congreso de la Republica Bogotá D.C

prevista en los contratos vigentes, y buscar concretar estas oportunidades pero posiblemente con condiciones menos favorables.

Con la extensión se tienen beneficios adicionales como los de compartir los costos de abandono a la finalización de los campos y el de contar con un socio en la etapa de finalización de los mismos, donde se requiere tanto de altos grados de eficiencia para manejar los bajos márgenes de operación, como del aporte de ideas, capital y tecnología para recuperar al máximo los recursos petrolíferos.

En general, con las extensiones de los contratos de exploración y producción el país pretende obtener beneficios de una combinación de aspectos anteriores, así como lograr una mayor participación del socio en las inversiones de desarrollo, en algunos casos y dependiendo de las negociaciones obtener prima a la firma del Otrosí de extensión, mantener una distribución de la producción para el país que garantice materialidad mínima, tener menor exposición al riesgo de inversión y recibir un usufructo por la utilización de activos. Cuantificando todos estos aspectos en términos económicos para el país y Ecopetrol S.A el valor presente neto de extender debe ser mayor al de no extender con el beneficio de disminuir su exposición a riesgos geológicos, operacionales, ambientales y comerciales.

Según la extensión buscó adicionalmente mejorar las condiciones actuales del contrato de asociación, que se resumen así:

- ✓ El socio invierte el 100% de los requerimientos de capital para la ejecución de las actividades antes mencionadas, contando así con la inversión necesaria que asegure la ejecución del proyecto sin recursos de Ecopetrol, pero compartiendo los resultados de producción ofreciendo un buen negocio para la empresa y el país en su conjunto.

- ✓ Del total de la producción corresponde el 57% a Ecopetrol S.A. y el 43% a Chevron Texaco, después de las regalías que se mantienen en el 20%. Donde la distribución de la producción era 50% - 50% después de regalías.
- ✓ Ecopetrol minimiza los riesgos de mercado y de precios bajos, en razón a que la asociada asume la totalidad de la inversión.
- ✓ Se comparten los costos de abandono de los campos, que por tratarse de campos offshore pueden llegar a ser sumas muy importantes.
- ✓ Se comparte el pago del BOMT de la plataforma Chuchupa B (57% Ecopetrol, 43% asociada), que de no extenderse el contrato de asociación, sólo la estatal lo asumiría.
- ✓ Chevron Texaco asume un costo de 4 millones de dólares anuales por el usufructo de las instalaciones actuales, que a partir del 2016 pasaran a ser propiedad de Ecopetrol S.A. en un 100%.
- ✓ Se asegura la ejecución del proyecto en el tiempo requerido, que de no haberse extendido el contrato de asociación afrontaba un riesgo de demora en razón a que el propietario de la plataforma Chuchupa B es Guajira Gas Services (filial de Chevron Texaco), quien debería avalar la perforación de los pozos y la realización de las actividades allí requeridas. De no tenerse este permiso, el proceso jurídico que podría definir la facultad de Ecopetrol de realizar dichas inversiones sin el permiso de esa compañía fue estimado por los asesores legales en aproximadamente dos años. Tiempo en el cual se estarían perdiendo ingresos por la venta del gas y lo que es peor, se estarían afrontando situaciones de alto riesgo para el país por un posible desabastecimiento de gas.

- ✓ Se aseguran además la satisfacción de la demanda nacional y la disponibilidad de excedentes para exportación, que permitan la consolidación de nuevos mercados de gas que motiven su exploración en Colombia.
- ✓ Se mantiene en el sector de los hidrocarburos colombiano a un jugador importante a nivel mundial, que ha manifestado interés en continuar con la exploración Offshore, lo que a su vez genera confianza en otras compañías interesadas en invertir en Colombia.
- ✓ “Con todo lo anterior, se evaluó el negocio para Ecopetrol y para el país, considerando diferentes escenarios de demanda y precios de gas, y se confirmó que era más favorable para los dos realizar la extensión del contrato”.

Con estos argumentos se llevó acabo la motivación de extender del contrato de asociación guajira.

3. ANÁLISIS TÉCNICO Y OPERACIONAL DE LA EXTESION DEL CONTRATO DE ASOCIACION GUAJIRA.⁴

A continuación presentaremos una descripción del estado actual de los campos de la Guajira y el estudio ingenieril llevado acabo por Texaco para mejorar la producción en estos campos.

3.1. INSTALACIÓN ACTUAL

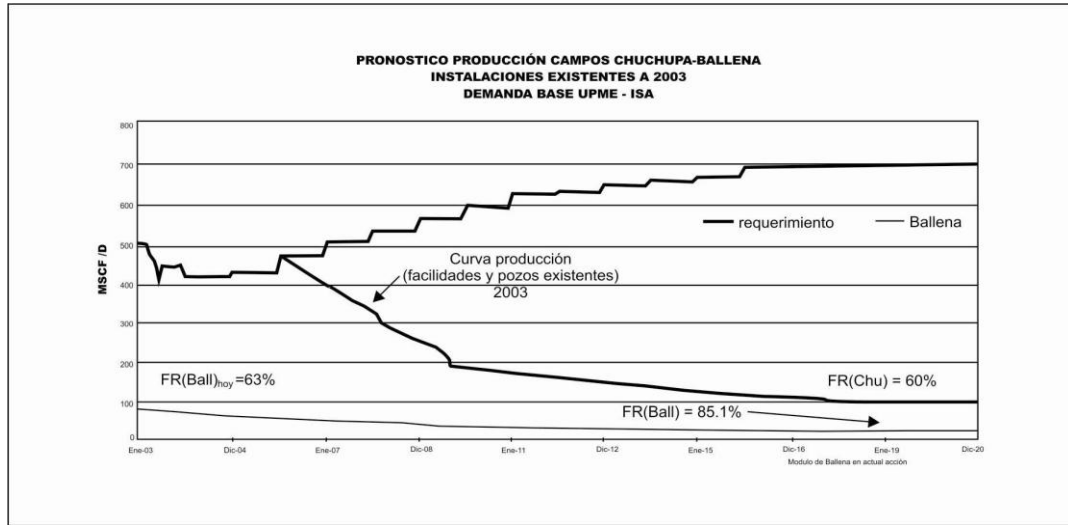
En la actualidad se cuenta con 2 plataformas localizadas costa afuera (la plataforma Chuchupa A con 9 pozos productores y la plataforma Chuchupa B con 3 pozos horizontales productores) una línea de transferencia submarina entre Chuchupa A, Chuchupa B y las instalaciones del campo Ballena localizada en tierra donde se deshidrata el gas y se entrega para su transporte a los gasoductos para la costa Atlántica, el interior del país y para Venezuela.

No es desconocido que estos campos de gas están directamente relacionados con la demanda que se registre diariamente en el país.

Con base en los escenarios de demanda de gas elaborados por la UPME e ISA, para los diferentes sectores de consumo, y manteniendo las instalaciones actuales, sin realizar nuevas inversiones, se estimó que hacia el 2030 se podría cumplir con un factor de recobro del orden del 60% en el Campo Chuchupa y el 85% en el Campo Ballena, pero los perfiles de producción irían declinando tal como se muestra en la gráfica 2.

⁴ ROBLEDO, Jorge Enrique, Evaluación Extensión Contrato de Asociación Guajira Área A entre Ecopetrol y Chevron Texaco, Bogotá D.C

Grafica 2. Pronostico Producción Campus Chuchupa- Ballena



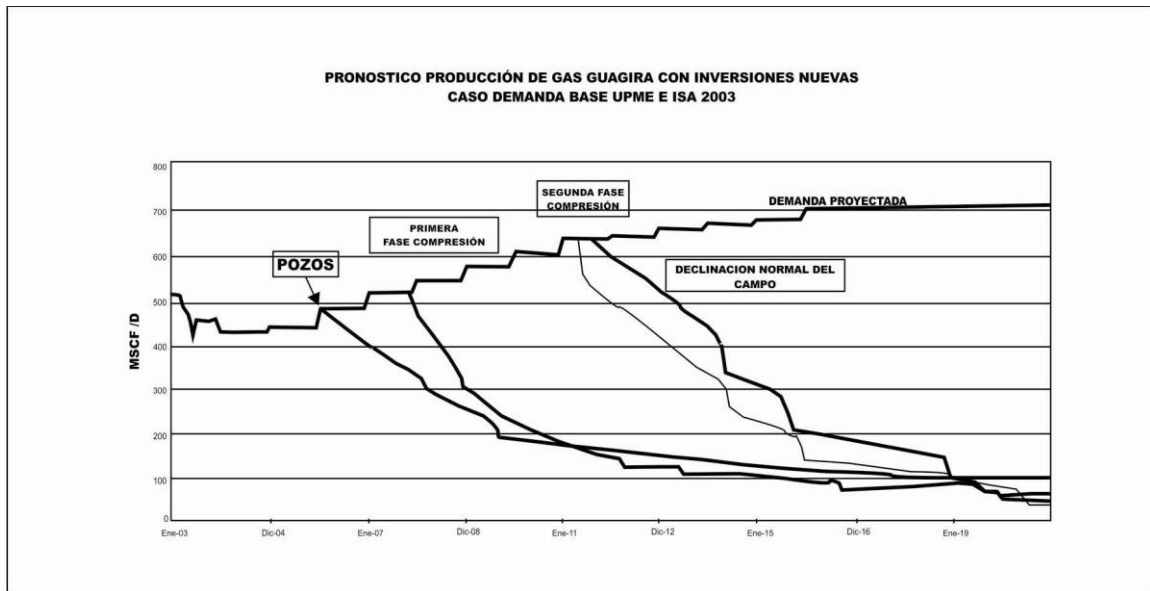
Fuente: ROBLEDO, Jorge Enrique, Evaluación Extensión Contrato de Asociación Guajira Área A entre Ecopetrol y Chevron Texaco

Según estos pozos disponían de una capacidad máxima de producción en boca de pozo del orden de 630 millones de pies cúbicos día, cifras que para ese entonces estaban en revisión mediante pruebas de flujo en campo.

Lo anterior llevo a estimar que la demanda de gas continuaría creciendo en el tiempo, y ver la necesidad de realizar nuevas inversiones en los campos, de tal manera que se incrementará la capacidad de producción y se mantuviera está en el tiempo y mejor factor de recobro y así atender de forma oportuna y adecuada los escenarios de demanda tanto de la costa norte como el Interior del País y posteriores Exportaciones.

Para una posible extensión del Contrato de Asociación Ecopetrol elaboro unas corridas y análisis de simulación de yacimientos con base en las nuevas inversiones que estiman un comportamiento mejorado de los campos y registran el momento más oportuno para disponer de cada una de las fases en el tiempo como se observa en la gráfica 3.

Grafica 3. Pronostico Producción de gas Guajira con inversiones nuevas caso demanda base UPME e ISA 2003



Fuente: ROBLEDO, Jorge Enrique, Evaluación Extensión Contrato de Asociación Guajira Área A entre Ecopetrol y Chevron Texaco

3.2. CONTRATO BOMT

En desarrollo del Contrato de Asociación denominado BOMT en virtud del cual Guajira Gas Services- GGS afiliada de Chevron-Texaco construyo la plataforma Chuchupa B e instalaciones necesarias para la operación, por lo que esta compañía es su propietaria.

El BOMT es un contrato de construcción, operación, mantenimiento y arrendamiento de las instalaciones construidas, las cuales serán transferidas a Ecopetrol a la fecha de su terminación el 31 de diciembre de 2016.

Ecopetrol y Texaco, con base en los balances oferta-demanda del gas de los campos de la Guajira y los pronósticos de producción que se podrían alcanzar con

la infraestructura existente, concluyeron la necesidad de realizar nuevas inversiones que permitieran aumentar la capacidad de producción y por lo mismo mejorar el factor de recobro y así atender de forma oportuna y adecuada los escenarios de demanda tanto de la costa norte y el interior del país.

Realizaron un estudio de ingeniería conceptual que permitió dimensionar el proyecto que debía adelantarse, dando como resultado la necesidad de perforar 3 nuevos pozos horizontales en la plataforma Chuchupa B, construir una línea de transferencia entre la plataforma A y la plataforma B, hacer las modificaciones necesarias a las mismas, instalar equipos adicionales de deshidratación y 2 nuevas etapas de Compresión.

Habría que decir también lo expuesto por la Universidad Industrial de Santander, el 8 de abril de 2003 ante las comisiones V de la Cámara y el Senado y aceptado por el Presidente de Ecopetrol y el Ministro de Minas y Energía, la perforación de los 3 pozos contratados no representan un aumento en el factor de recobro, ni incrementan las reservas probadas, por lo que técnicamente no son pertinentes con la filosofía y el objeto de un contrato de Producción Incremental.

Estos pozos, claramente son pozos de desarrollo, y aunque inicialmente incrementan la producción, posteriormente la declinación se acelera hasta niveles inferiores de la curva básica. O sea que lo que “hoy” se produzca de más... se dejará de producir “mañana”. Por lo tanto, la perforación de estos pozos se debe excluir del contrato “amañado” y asumirlos conjuntamente como pozos de desarrollo entre Ecopetrol y Chevron-Texaco en los términos del contrato de Asociación Guajira, o en el mejor de los casos, exigir a la Empresa Guajira Gas Service, el cumplimiento del contrato BOMT donde se contempló la posibilidad de perforar pozos adicionales cuando la demanda los requiera.

El estimativo de inversión total que presento el estudio conceptual del 2002 fue de 144 MUS\$ con un rango de variación posible entre -15% y +30% , la cifra fue revisada por los socios en el 2003 y en ese momento el estimativo se encontraba en 160,8 MUS\$ con un rango de variación de -15% y +30% lo cual las inversiones podían variar entre 136 y 208 MUS\$ valores utilizados para la negociación de una posible extensión del contrato de asociación.

Como se mencionó, el contrato de Asociación Guajira se terminaba el 31 de diciembre de 2004, momento en el cual todos los activos y el gas remanente se transferían a la nación.

En ese caso, se darían los siguientes eventos si no se optara por extender el contrato:

- a) Las nuevas inversiones descritas se requieren en cualquier caso; ya que la demanda nacional continuaría creciendo y la producción de los demás campos no es suficiente para abastecerla.
- b) Así las cosas de no extenderse el contrato de asociación, Ecopetrol tendría que acometer dichas inversiones con un rango de incertidumbre de -15% / +30%.
- c) En cualquier caso, el contrato BOMT continuaría vigente hasta el 31 de Diciembre de 2016, por lo cual Ecopetrol deberá asumir el pago de la totalidad del canon (23.5 MUS\$/año) hasta esa fecha.
- d) Por lo mismo, la propiedad de la plataforma Chuchupa B es y será hasta el 2016 de GGSi. Si Ecopetrol quisiera realizar las inversiones mencionadas, las cuales exigen la utilización de dicha plataforma, tendría que obtener el permiso de su dueño.

- e) El contrato de asociación actual no contemplaba ninguna obligación para la asociada, en cuanto asumir costos y riesgos de abandono y restauración de áreas después de terminado el contrato. Por esta razón terminado el contrato de asociación en los términos vigentes, Ecopetrol tendría que asumir dichos costos 100%, tal como se comentó se estima entre 5 y 20 millones de dólares.
- f) Ecopetrol tendría que incluir todos estos montos dentro de su portafolio de inversiones y gastos con el riesgo de no disponer de los fondos en el momento requerido.

En resumen si se tomaba la decisión de ejecutar este proyecto y en general todo el futuro desarrollo de los campos de gas de la Guajira, por cuenta de Ecopetrol S.A. una vez se termine el contrato de asociación en el 2004, se tendría la propiedad de la totalidad de la producción pero bajo el esquema de la toma de todos los riesgos propios del negocio, tales como inversiones futuras, producción asociada a niveles de demanda, precios del gas, costos de abandono y restauración de áreas.

3.3. TÉRMINOS DE NEGOCIACIÓN

Ha llegado el momento de discutir un poco los términos de negociación que adelantaron Ecopetrol y Chevron para dicha extensión teniendo en cuenta lo dicho por el consejo de Estado, donde la asociada asumiría el mayor riesgo en el proyecto.

3.3.1. Inversiones. Cumpliendo la directriz en cuanto a minimizar las inversiones que tendrían que ser asumidas por la nación, se acordó con Chevron Texaco que las inversiones requeridas para cumplir con el alcance técnico o sus

modificaciones acordadas por el comité ejecutivo buscando eficiencias pero iguales o mejores resultados serán asumidas 100% por el socio privado.

Chevron Texaco estimo que el valor de las inversiones para lograr este alcance técnico podría ser la suma de 175 MUS\$ pero si esta llegare a ser superior y el comité ejecutivo ha decidido que se requieren hacer todas las actividades descritas para lograr ese fin Chevron Texaco asumirá el riesgo de mayor valor.

La asociada realizo durante el 2004 los estudios de ingeniería correspondiente, incluyendo los estudios para estimar los costos de abandono de todas las instalaciones.

Así mismo realizo las inversiones en perforación, línea de transferencia e instalaciones requeridas para el manejo de la nueva producción durante el 2005 donde dichas actividades fueron terminadas en junio de 2006.

Las demás inversiones contempladas en el alcance técnico, serán de obligatorio cumplimiento pero la oportunidad de las mismas será definida por el comité ejecutivo teniendo en cuenta variables como la demanda nacional e internacional del gas, las capacidades de producción de los campos, la tecnología disponible en el momento etc.

En el caso que la asociada decida realizar actividades exploratorias en el área contratada (el alcance técnico en el proyecto definida a la fecha no considera actividades exploratorias), las inversiones de exploración que decidan realizar serán asumidas 100% por Chevron Texaco tal como lo contempla el contrato de asociación y en caso de que Ecopetrol acepte la comercialidad sobre el nuevo descubrimiento, las inversiones y gastos serán asumidas conjuntamente tal como lo establece el contrato principal de asociación, solo que en la misma proporción acordada para la distribución de la producción.

En caso de que las partes decidan realizar un nuevo proyecto de desarrollo que se encuentre por fuera del alcance técnico y que haga superar la cifra de 175 MUS\$ el comité ejecutivo determinara las condiciones bajo las cuales Ecopetrol y Chevron Texaco ejecutaran dicho proyecto, en términos de inversiones gastos operacionales, distribución de la producción etc.

El proyecto total se desarrolló en 3 fases:

FASE 1: estudios de ingeniería y estimación de costos del proyecto y de estimación de costos de abandono de las instalaciones, instalaciones del BOMT y nuevas instalaciones perforación de 3 pozos horizontales en la plataforma Chuchupa B del campo Chuchupa, adecuaciones en las plataformas Chuchupa A y Chuchupa B y todas las facilidades necesarias para poner tales pozos en producción, línea de transferencia entre las plataformas Chuchupa A y Chuchupa B y el equipo requerido para manejar las anteriores facilidades.

FASE 2: Instalación de un sistema de compresión y sistemas complementarios para el manejo de la totalidad del volumen de producción a comprimir del campo Chuchupa desde 600 psia a 1200 psia, incluyendo el sistema de deshidratación que sea requerido para completar el tratamiento de la producción, los filtros separadores y las obras requeridas para la puesta en marcha y operación del sistema de compresión.

FASE 3: instalación y/o modificación de un sistema de compresión y sistemas complementarios para el manejo de la totalidad del volumen de producción a comprimir del campo Chuchupa desde 300 psia a 1200 psia.

Para cada fase se estimó un valor de inversión así:

Tabla 2. Estimación de valor para cada fase del proyecto de inversión.

Fases	Valor Fase MUS\$	Acumulado MUS\$	Rango De No Ajuste MUS\$
FASE I	47	47	40 - 47
FASE II	96	143	123 - 143
FASE III	32	175	150 - 175

Fuente: evaluación de la extensión del contrato de Asociación Guajira. Jorge Enrique Robledo.

3.3.2. Gastos de operación. Hasta finales del 2004, los gastos de operación asociados a la producción de los campos continuara siendo asumidos por Chevron Texaco y Ecopetrol en proporción 50%/50% y a partir de 2005 serían asumidos en proporción a la nueva distribución de la producción es decir 43% Chevron Texaco y 57% Ecopetrol.

Dentro de los gastos de operación se incluyeron el canon de arrendamiento del BOMT (canon fijo de 23,5 millones de dólares/año) y los pagos variables en pesos por gastos de operación de esas instalaciones.

De no extenderse el contrato de asociación, Ecopetrol debía asumir el pago de la totalidad de dicho canon (fijo y variable) a partir del 2005.

El valor total de abandono y restauración de áreas, será revisada periódicamente, según lo establezca el comité ejecutivo con el fin de incluir las nuevas inversiones.

3.3.3. Producción. La producción obtenida de los campos de la Guajira en el marco de extensión del contrato de asociación Guajira a partir del 1 de enero de 2005 (pero siempre y cuando para esa fecha se hayan realizado determinadas inversiones) y hasta la terminación de dicho contrato sería distribuida después de regalías (que continuarían siendo del 20%) así 57% Ecopetrol, 43% Chevron Texaco.

3.3.4. Usufructo por uso de instalaciones de Ecopetrol. Como se mencionó las instalaciones actuales y las que se adquirieran hasta el 31 de diciembre de 2016 conjuntamente pasaran a título gratuito a ser propiedad de Ecopetrol a partir de ese momento. Como parte de este negocio y cumpliendo las premisas establecidas, se negoció un valor a pagar por parte del socio como reconocimiento por el uso de dichas instalaciones. Este valor sin embargo, hace parte integral de todo el negocio, que al final de cuentas se resumen en un valor presente neto para cada una de las partes. De esta manera Ecopetrol constituirá a favor de Chevron Texaco, el usufructo sobre una cuarta parte equivalente al 43% de dichas instalaciones (igual porcentaje al porcentaje de participación de esta en la producción) hasta la terminación del contrato de asociación, a cambio de lo cual; Chevron Texaco asumirá un valor adicional al que le corresponde en los gastos de operación entre el 2005 - 2016; igual a 4 MUS\$ los cuales serán ajustados anualmente, por un índice anual, que podría ser la inflación internacional.

A partir del 2017 y a un no se ha terminado el contrato de asociación, las partes continuarán asumiendo los gastos operacionales en proporción 43% Chevron Texaco y 57% Ecopetrol.

4. EVALUACION FINANCIERA DE LA EXTENSION DE CONTRATO DE ASOCIACION GUAJIRA.

Para la realización de un proyecto es necesario primero hacer una inversión para saber que recursos se necesitan para poner en marcha dicho proyecto, donde el análisis financiero es un reflejo de los movimientos económicos que ha realizado la empresa durante cierto periodo, es un examen objetivo que se utiliza como punto de partida para proporcionar las nuevas metas que se tracen las empresas. En este caso para el análisis financiero se evaluarán los siguientes indicadores

- ✓ Valor presente neto (VPN)
- ✓ Tasa interna de retorno (TIR)

4.1. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CONTRATO DE ASOCIACION

El 15 de diciembre de 2003, Ecopetrol S. A y Chevron Texaco Petroleum Company firmaron el Otrosí No. 2 al Contrato de Asociación Guajira Área A con el fin de extender la vigencia del contrato de asociación y establecer las condiciones en que Ecopetrol y la Asociada llevarán a cabo los trabajos de explotación, repartirán los costos, gastos y riesgos y distribuirán la producción y propiedades dentro del Contrato de Asociación Guajira.

Con base en los balances oferta- demanda del gas de los campos de la Guajira y los pronóstico de producción que se podría alcanzar con la infraestructura existente, concluyeron la necesidad de realizar nuevas inversiones que permitieran aumentar la capacidad de producción y así atender la demanda del País.

Inversión Inicial

Para este proyecto se especifica los gastos tenidos en cuenta para calcular la inversión.

El estudio ingenieril dio un estimativo de inversión de 175 MU\$, valor utilizado para la negociación de extensión de contrato de asociación en la tabla 2 se encuentra la información de los gastos para estimar la inversión.

De acuerdo a información suministrada por la UPME, Ecopetrol sobre la producción y precios del gas realmente ocurridos en el periodo 2005-2014, se observa en la tabla 3, que las cifras reales tanto de producción y precios son relativamente altos a las cifras proyectadas por Ecopetrol.

Tabla 3. Información de la producción y precios del gas reales en el periodo de 2005-2014

años	periodo	Producción real MPCD	Precio real US\$/MBTU	Producción proyectada MPCD	precio proyectado US\$/MBTU
2004	0				
2005	1	467000000	1,8	440.000.000	0,9
2006	2	450000000	3	480.000.000	1,1
2007	3	459000000	2,5	480.000.000	1,1
2008	4	569000000	3,2	480.000.000	1,1
2009	5	665000000	4	540.000.000	1,2
2010	6	679000000	3,2	580.000.000	1,3
2011	7	637000000	4	600.000.000	1,3
2012	8	595000000	4	620.000.000	1,1
2013	9	590000000	5	660.000.000	1,1
2014	10	501000000	4,5	680.000.000	1,2

Por lo tanto, si el yacimiento Guajira es un campo con buenas instalaciones, ubicado en la costa, de fácil acceso, con muy buena seguridad, con demanda interna asegurada, con buena capacidad de transporte, con potencial de exportación a mejores precios, con muy poco riesgo político y económico, con

muchas posibilidades de aumentar las reservas, un yacimiento estratégico para el país con costo de producción de los más bajos del mundo Us\$ 0.13 por Kpc y con reservas in situ valoradas por Ecopetrol en Us\$ 0.249 por Kpc, para que realizar nuevas inversiones, según la UPME y British Petroleum el suministro de gas para la Costa Atlántica y el Interior de País estaba garantizada hasta el 2007, además garantizaban que a partir de 2007 y hasta el 2016 estos yacimientos suministrarían gas a los yacimientos de piedemonte hasta de 300 MPCD .

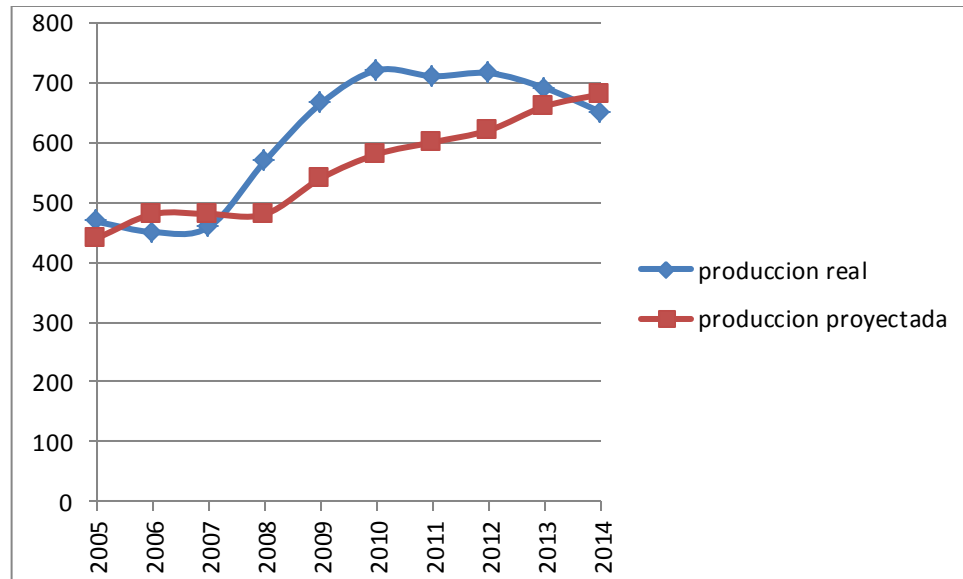
En relación al precio de venta, el gas de la Guajira en un informe, el Contralor sostiene que el escenario de precios de gas más probable para la firma del contrato con Chevron Texas era el pronóstico publicado en el Plan Energético Nacional, Visión 2003-2020, que es el documento por excelencia del gobierno sobre los lineamientos de política para el desarrollo del sector energético en el largo plazo, en donde el precio promedio en este escenario era notablemente superior (US\$1,50/Kpc) al considerado por Ecopetrol para evaluar la extensión del contrato Guajira (US\$ 0.91/Kpc).

Para mucho no es clara la razón por la cual Ecopetrol se abstuvo de incorporar, en el análisis financiero de sus decisiones de extensión del contrato, la serie de precios evaluada por la UPME (1,50/Kpc) acorde con las orientaciones del gobierno estipuladas en el Plan Energético Nacional.

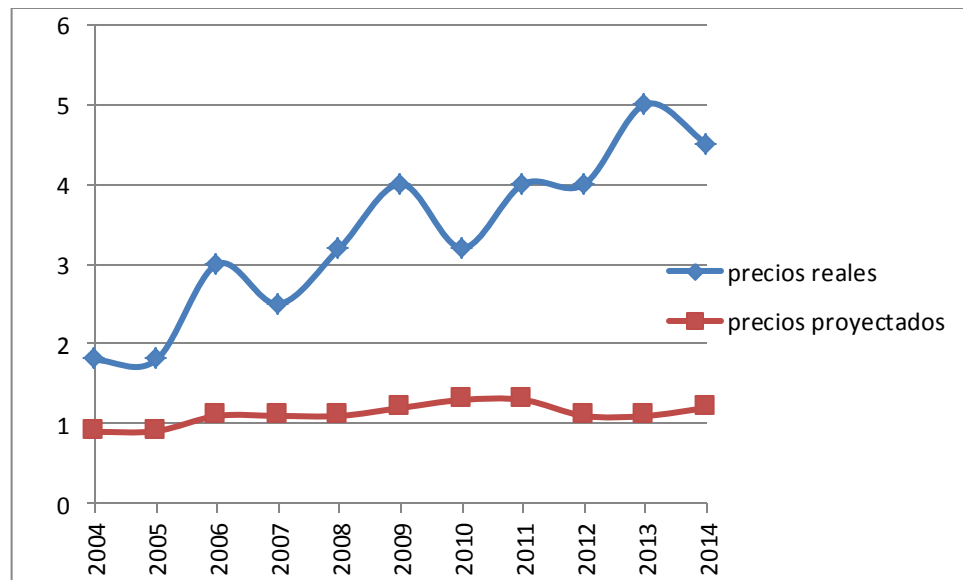
Lo que Ecopetrol hizo fue para encontrar el precio del gas en boca de pozo, Ecopetrol utilizó una serie de precios de petróleo dados por CERA (Cambridge Energy Research Associates) y los convirtió en precios de gas.

En las gráficas 4y 5 podemos observar la producción real y la producción proyectada, como también los precios reales y los precios proyectado desde el 2005 hasta el 2014, 10 años después de la extensión de contrato de asociación Guajira.

Grafica 4. Producción real vs Producción proyectada



Grafica 5. Precio real vs Precio proyectado



De acuerdo a lo que presente Ecopetrol al congreso con estas graficas podemos analizar y comparar lo realmente ocurrido:

- ✓ La producción real promedio del periodo 2005-2014 fue de 573 MPCD frente a 522 MPCD proyectadas en la evaluación del año 2003.
- ✓ El precio real promedio del periodo 2005-2014 fue de 3,04 USD/MBTU frente a 0,96 USD/MBTU proyectados en la evaluación del año 2003.

Con respecto a los precios de gas la UPME estableció para el período 2006 –2015 un precio único nacional para el gas natural colombiano en boca de pozo equivalente a US\$ 1.50 MBTU, pero observamos que para el yacimiento Guajira los precios reales fueron superiores al precio establecido.

4.2. RENTA PETROLERA STATE-TAKE

- **Impuesto de renta**

El impuesto de renta utilizado para la extensión fue una factor constante para el periodo 2005- 2014 de 35%, según para ellos el impuesto de renta no cambiaría con el tiempo, si observamos en la tabla 4, el porcentaje (%) del impuesto de renta incrementó y decreció para dicho periodo de estudio, también podemos observar cual fue el pago total de impuestos por año.

Tabla 4. Porcentaje de los impuestos en cada año e impuestos pagos por Ecopetrol

IMPUESTOS			
Años	%	impuestos datos reales	impuestos datos proyectados
2005	35	67.709.740,00	14.179.900,00
2006	35	182.735.000,00	30.846.200,00
2007	38,5	165.007.150,00	33.480.370,00
2008	38,5	277.706.198,00	27.974.870,00
2009	34	371.113.400,00	34.497.080,00
2010	33	286.283.844,00	56.464.980,00
2011	33	344.545.740,00	61.218.300,00
2012	33	321.066.900,00	51.895.140,00
2013	33	407.055.000,00	57.104.520,00
2014	33	306.214.260,00	71.139.420,00

- **Participación en la producción.**

Para el caso de extensión del contrato, a partir de 2005 la participación de Ecopetrol en producción y costos de operación pasaría del 50% al 57% y las inversiones establecidas las ejecutaría 100% Chevron de acuerdo a la estimación de 175 MUS\$, las regalías se mantendrían en el 20% y en la tarifa por concepto del BOMT Ecopetrol pagaría 57% y el 43% por Chevron, Ecopetrol adicionalmente recibirá otros ingresos por concepto de usufructo de facilidades en el periodo de 2005 -2016 correspondiente a 4 MUS\$ por año.

En la tabla 5. Se puede observar la producción y precios de gas que realmente ocurrió en el periodo de estudio y como después de fiscalizada la producción, es decir sacando de la producción total el 20% de regalías correspondiente para el país.

Tabla 5. Resultados de las regalías en el periodo de estudio 2005-2014.

AÑOS	Regalías de Producción proyectada 20%	Regalías de producción Real 20%	Diferencia	%
2004				
2005	79.200.000,00	168.120.000,00	88.920.000,00	52,89%
2006	105.600.000,00	270.000.000,00	164.400.000,00	60,89%
2007	105.600.000,00	229.500.000,00	123.900.000,00	53,99%
2008	105.600.000,00	364.160.000,00	258.560.000,00	71,00%
2009	129.600.000,00	532.000.000,00	402.400.000,00	75,64%
2010	150.800.000,00	434.560.000,00	283.760.000,00	65,30%
2011	156.000.000,00	509.600.000,00	353.600.000,00	69,39%
2012	136.400.000,00	476.000.000,00	339.600.000,00	71,34%
2013	145.200.000,00	590.000.000,00	444.800.000,00	75,39%
2014	163.200.000,00	450.900.000,00	287.700.000,00	63,81%

4.3. ANÁLISIS FINANCIERO

Antes de empezar con el análisis financiero hablaremos del modelo que utilizo Ecopetrol para sostener porque la extensión era favorable para el país y también hablaremos sobre el análisis hecho por la contraloría que es todo lo inverso en cuanto a los resultado hecho por Ecopetrol y por ultimo terminaremos con nuestro propio análisis financiero el cual es el objetivo de este trabajo, utilizando los valores realmente ocurridos en el periodo de estudio 2005-2014.

4.3.1. Análisis financiero Ecopetrol. El modelo corrido por Ecopetrol aseguró para la Nación y Ecopetrol un mínimo de ganancias. Lo que hizo fue correr el modelo con las siguientes variables para encontrar un VPN de US\$ 490 millones en donde la empresa hace el 100% de las inversiones US\$ 175 millones.

Tabla 6. Factores que influyen en el cálculo del VPN

Factor	Valor
n : números de periodos	10
Tipo de periodo	anual
i : tasa de descuento	12%
Regalías	20%
Participación Chevron	43%
Participación Ecopetrol	57%
Inversión MUS\$	175.000.000.000
Costos de producción MUS\$/KPC	0,13
Depreciación MUS\$	35.000.000.000

En un modelo con tantas variables la incertidumbre es muy alta y por lo tanto el modelo es muy sensible a cualquier variación.

Posteriormente corrieron el modelo con la inversión de US\$ 175 millones a cargo de la Texas y ajustaron los porcentajes de participación para la Texas y Ecopetrol hasta encontrar un VPN de US\$ 499 millones (US\$ 9 millones a favor de la Nación), que es un 1.8% por encima del VPN calculado cuando la inversión estaba en cabeza de Ecopetrol.

Los resultados de este modelo fueron:

Participación de la Producción:

- ✓ Ecopetrol 57%
- ✓ Texas 43%
- ✓ Regalías 20%
- ✓ Bono Anual: US\$ 4 / año

Costos de Abandono: US\$ 20 millones

- ✓ Pagado por Ecopetrol: 57%
- ✓ Pagado por Texas: 43%

Arrendamiento Plataforma B:

- ✓ pagado por Ecopetrol: 57%
- ✓ Pagado por Texas: 43%

Consideraciones al modelo económico. REFERENCIA (SERRANO GOMEZ, Hugo y ROBLEDO, Jorge Enrique. Control a la política petrolera. Colombia, Congreso de la Republica Bogotá D.C)

- Cualquier modificación de los parámetros con los cuales se corrió el modelo podría invertir los resultados teniendo en cuenta que la diferencia del 1.8% en los VPN es muy pequeño.
- Dentro de los parámetros para calcular los VPN se tuvo en cuenta el precio del gas a 0.89 centavos de dólar por KPC, cuando históricamente a lo largo de la producción del yacimiento el precio promedio ha sido de US\$ 1.10 por KPC. Hoy el precio por KPC es de US\$ 4.5.
- El modelo considera un escenario muy conservador y por lo tanto cualquier variación de los parámetros tiende a aumentar el VPN y no a disminuirlo.
- Las solas reservas de gas IN SITU; 2.100 gigapies a US\$ 0.249 valen US\$ 523 millones, valor muy superior al VPN de US\$ 499 calculado cuando el proyecto lo ejecuta la Texas. Este valor no incluye el costo de las instalaciones que la hemos calculado en US\$ 180 millones para un total de US\$ 703 millones.

Concluamos, entonces que con las reservas IN SITU equivalentes a 2.100 gigapies, cuando el yacimiento revierta a la Nación el 31 de diciembre de 2004, al precio valorado por Ecopetrol de US\$ 0.249 por KPC, valen US\$ 523 millones que representan un mayor valor al VPN de US\$ 499 millones.

4.3.2. Análisis financiero contraloría. Entretanto, sí el precio del gas en boca de pozo es más alto se recuperaba los costos y se cubre el valor de las inversiones y más rápidamente se cubre el valor de los precios variables. US\$ 1.02 es el precio

de equilibrio; no obstante, Ecopetrol utilizó un precio de US\$0.91 y por eso para ellos la extensión del contrato es mejor que la no extensión. Sin embargo, el precio del gas dado por la Unidad Minero Energética es de US\$ 1.50 y con este precio hubiera sido mejor que el contrato terminara y pasara a manos de Ecopetrol. Con el precio del gas a US\$ 0,91/Kpc la extensión da un VPN de 499 y la no extensión de 490, es decir la extensión es mejor por 9 millones de dólares. Pero si se hubiera utilizado el precio de la UPME (US\$1.50), la extensión hubiera producido 936 millones de dólares y la no extensión US\$1.022 y es aquí en donde hay una diferencia de US\$ 87 millones en contra de la Nación, de acuerdo al análisis de la Contraloría.

4.3.3. Análisis financiero utilizando los datos de producción y precios del gas realmente ocurridos durante el periodo de estudio 2005-2014. Para evaluar la extensión del contrato de asociación Guajira se analizaron las diferentes variables que impactan en el proyecto como son: la producción, el precio de gas en la Guajira, las inversiones (estimadas a nivel de ingeniería conceptual), los costos de producción, tratamiento y operación.

La metodología usada para hacer las evaluaciones y análisis económico incluyo el cálculo de indicadores como el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR) para el país y Ecopetrol, indicadores ampliamente reconocidos para este tipo de evaluaciones y en especial el VPN para análisis comparativos.

Como mencionamos anteriormente Ecopetrol y Chevron presentaron la fórmula para el cálculo del VPN donde aplica para el caso de extensión y no extensión.

Ecuación 1.

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

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

i : tasa de descuento 12%

n : números de periodos expresados en años.

Ecopetrol y Chevron realizaron la evaluación financiera para el caso de extensión y de no extensión utilizando el precio del gas en US\$0,91/ KPC o MBTU dándoles como resultado.

Tabla 7. Resultados del análisis financiero por Ecopetrol y Chevron para la extensión.

	VPN MUS\$	
Extensión	No extensión	Diferencia
499.000.000	490.000.000	9.000.000

Esta valor de US\$ 9 millones a favor de la Nación, no es bueno para el país, no es serio y no garantiza una negociación clara y transparente para Ecopetrol y para la Nación, como tampoco llena los requisitos exigidos por el Consejo de Estado que exige las mejores condiciones económicas posibles para Ecopetrol.

Era tanta las peticiones y sugerencia que los congresistas Hugo serrano y Robledo hacían con respecto a la extensión, donde la contraloría realizo nuevamente una análisis financiero utilizando el precio de gas de la UPME establecido para el período 2006 –2015 un precio único nacional para el gas natural colombiano en boca de pozo equivalente a US\$ 1.50 /MBTU.

Tabla 8. Resultados de la análisis financiero realizado por la Contraloría

	VPN MUS\$	
No extensión	Extensión	Diferencia
1.022.000.000	936.000.000	86.000.000

Si se hubiera utilizado el precio de la UPME (US\$1.50), la extensión hubiera producido 936 millones de dólares y la no extensión \$1.022 millones de dólares y es aquí en donde hay una diferencia de US\$ 86 millones en contra de la Nación

Los anteriores resultados se realizaron con datos proyectados, como los de producción y los precios del gas Guajira del periodo 2005-2014.

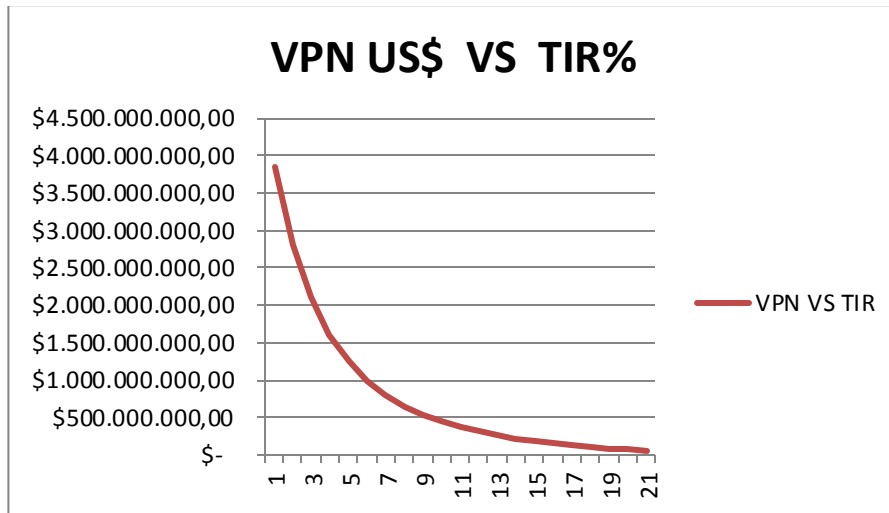
Con la información anterior y con los indicadores que harán posible la evaluación financiera del proyecto, teniendo en cuenta que el porcentaje mínimo de interés es de 12% se calcula el VPN Chevron a partir de la inversión, la producción y los precios realmente ocurridos durante el periodo de estudio y también la evaluación financiera para Ecopetrol si el contrato no se hubiera extendido.

Tabla 9. Resultados del análisis financiero para Chevron con los datos reales.

produccion Ecopetrol 57%	produccion Chevron 43%	costos de produccion	R.L.G.	IMPUESTOS	FCN	(1+i)^n	FCN/(1+i)^n	VPN
	175000000				-175000000			
383313600	289166400	60710000	193456400	67709740	160746660	1,12	143523803,6	1883262410
615600000	464400000	58500000	370900000	129815000	276085000	1,2544	220093271,7	
523260000	394740000	59670000	300070000	115526950	219543050	1,404928	156266406,5	
830284800	626355200	73970000	517385200	199193302	353191898	1,57351936	224459836,3	
1212960000	915040000	86450000	793590000	269820600	558769400	1,762341683	317060763,7	
990796800	747443200	88270000	624173200	205977156	418196044	1,973822685	211871130,6	
1161888000	876512000	82810000	758702000	250371660	508330340	2,210681407	229942830,4	
1085280000	818720000	77350000	706370000	233102100	473267900	2,475963176	191144967,2	
1345200000	1014800000	76700000	903100000	298023000	605077000	2,773078757	218196832,1	
1028052000	775548000	65130000	675418000	222887940	452530060	3,105848208	145702568,1	

De acuerdo a este análisis financiero con los valores realmente ocurridos el VPN para la asociada es de 1.931.228.138 millones de dólares y la tasa interna de retorno 21%, en la gráfica 5, se observa el TIR para la asociada.

Grafica 6. Calculo TIR para la asociada Chevron.



Análisis financiero para Ecopetrol para el caso de la extensión y no extensión.

Tabla 10. Resultados del análisis financiero para Ecopetrol (caso extensión).

produccion Ecopetrol 57%	produccion Chevron 43%	costos de produccion	R.L.G.	IMPUESTOS	FCN	(1+i)^n	FCN/(1+i)^n	VPN
	175000000				-175000000			
383313600	289166400	60710000	193456400	67709740	160746660	1,12	143523803,6	2584670219
615600000	464400000	58500000	522100000	182735000	374365000	1,2544	298441486	
523260000	394740000	59670000	428590000	165007150	298582850	1,404928	212525375	
830284800	626355200	73970000	721314800	277706198	478608602	1,57351936	304164419,1	
1212960000	915040000	86450000	1091510000	371113400	755396600	1,762341683	428632317,6	
990796800	747443200	88270000	867526800	286283844	581242956	1,973822685	294475770,5	
1161888000	876512000	82810000	1044078000	344545740	699532260	2,210681407	316432868,9	
1085280000	818720000	77350000	972930000	321066900	651863100	2,475963176	263276573	
1345200000	1014800000	76700000	1233500000	407055000	826445000	2,773078757	298024352,1	
1028052000	775548000	65130000	927922000	306214260	621707740	3,105848208	200173253,3	

De acuerdo a este análisis financiero el VPN para el caso de extensión con los valores realmente ocurrido es de 3.318.668.952 millones de dólares.

Para el caso donde no se hubiera extendido el contrato.

Tabla 11. Resultados del análisis financiero para Ecopetrol (caso no extensión)

produccion Ecopetrol 100%	produccion Chevron 43%	costos de produccion	R.L.G.	IMPUESTOS	FCN	FCN/((1+i)^n)	VPN
175000000	0						
571608000	0	109278000	\$ 427.330.000,00	\$ 149.565.500,00	\$ 312.764.500,00	279254017,9	3583340214
918000000	0	175500000	\$ 707.500.000,00	\$ 247.625.000,00	\$ 494.875.000,00	394511320,2	
780300000	0	149175000	\$ 596.125.000,00	\$ 229.508.125,00	\$ 401.616.875,00	285862958,8	
1238144000	0	236704000	\$ 966.440.000,00	\$ 372.079.400,00	\$ 629.360.600,00	399970039,1	
1808800000	0	345800000	\$ 1.428.000.000,00	\$ 485.520.000,00	\$ 977.480.000,00	554648402,9	
1477504000	0	282464000	\$ 1.195.040.000,00	\$ 394.363.200,00	\$ 800.676.800,00	405647784,9	
1732640000	0	331240000	\$ 1.401.400.000,00	\$ 462.462.000,00	\$ 938.938.000,00	424727867,5	
1618400000	0	309400000	\$ 1.309.000.000,00	\$ 431.970.000,00	\$ 877.030.000,00	354217707,4	
2006000000	0	383500000	\$ 1.622.500.000,00	\$ 535.425.000,00	\$ 1.087.075.000,00	392010142,9	
1533060000	0	293085000	\$ 1.239.975.000,00	\$ 409.191.750,00	\$ 830.783.250,00	267489971,9	

Para el caso donde no se hubiera extendido el contrato con los valores realmente ocurridos el VPN para el país hubiera sido mejor que el valor presentado con la extensión, con un valor de 3.718.348.572 millones de dólares, es decir que el país realmente dejó de recibir una diferencia de 399.679.620,5 millones de dólares.

Sin más palabra el país hubiera obtenido un VPN que supera en más de cuatro veces lo planeado para justificar la extensión del Contrato de Asociación Guajira.

Dando respuesta al objetivo de este trabajo de investigación hubiera sido mejor la no extensión del contrato de asociación por lo visto anteriormente, además no se cumple con la exigencia del Conpes, donde El concepto del Consejo de Estado quiso significar que el proyecto de extender el contrato en términos de Valor Presente Neto (VPN) en cabeza de la Texas tiene que ser mejor que el Valor Presente Neto en cabeza de Ecopetrol, lo cual a mi juicio no se cumplió.

En el 2016 revierte a la Nación el contrato BOMT, donde todo pasara en términos gratuitos a Ecopetrol, se espera que Ecopetrol tome la mejor decisión y no cometa nuevamente el error hecho con la extensión del contrato, Ecopetrol tendrá la oportunidad de ejecutar el proyecto por su cuenta, adquirir la experiencia necesaria para entrar en el negocio del gas a nivel internacional.

5. CONCLUSIONES

- Con respecto a la producción y los precios del gas Guajira proyectado y los realmente ocurrido en el periodo de estudio 2005-2014 no es clara la razón por la cual Ecopetrol se abstuvo de incorporar un diagnostico creíble y consecuente con la historia de producción y los precios del gas, conocido que es un yacimiento con plena producción, que en la actualidad produce el 90% del gas del País, con la perforación de los 3 pozos horizontales en la plataforma Chuchupa B la capacidad de producción aumentaría para tal motivo se hizo la inversión de 175 MUS\$ no obstante con el precio del gas no se utilizó el precio evaluado por la UPME acorde con las orientaciones del Gobierno (US\$1.50/MBTU) y en su proyección siempre estuvo por debajo de este precio, el historial de precios del gas superan a este precio, donde el precio promedio del gas es de US\$3,04/MBTU.
- En cuanto a la Renta Petrolera State-Take, la participación en la producción en la extensión de contrato paso de 50% al 57% después de liquidar regalías del 20%, donde los impuestos para el periodo de estudio aumentaban y disminuían, no como lo estipulo Ecopetrol es su análisis económico un 35% constante en el periodo, lo que genero altos pagos de impuestos.
- De acuerdo con el análisis financiero realizado con los datos de producción y precios del gas realmente ocurridos en el periodo de estudio 2005-2014, hubiera sido mejor no haber extendido el contrato de asociación Guajira, el país perdió más del 70% (monetario) dando el VPN de la no extensión mayor al VPN en el caso de extensión.
Queda demostrado que la capacidad de negociación de Ecopetrol es nula van

Contravía en lo emitido por el Consejo de Estado donde exigían las mejores condiciones económicas para el país a un menor riesgo, donde El concepto Consejo de Estado quiso significar que el proyecto de extender el contrato en términos de Valor Presente Neto (VPN) en cabeza de la Texas tiene que ser mejor que el Valor Presente Neto en cabeza de Ecopetrol, lo cual a mi juicio no se cumplió.

6. RECOMEDACIONES

- Se recomienda extender de este estudio realizando un análisis comparativo con los otros contratos vigentes en la industria petrolera.
- Se recomienda realizar un nuevo estudio ingenieril lo más pronto posible para dejar estipulado que estos campos son muy maduros y con las instalaciones actuales no necesitan más inversión, y no utilice esta artimaña para engañarnos nuevamente y querer extender el contrato BOMT.

BIBLIOGRAFÍA

BAENA TORO, Diego. Análisis financiero enfoque y proyecciones. ECO EDICIONES. 2014

EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS. Contrato de Asociación Guajira Área A. Número del Contrato 3751 Ciudad Bogotá: ECOPETROL, 1974

GARCÍA GONZÁLEZ, Mario, MIER UMAÑA, Ricardo y CRUZ GUEVARA, Luis E. Geoquímica de Hidrocarburos de la Subcuenca Baja Guajira, Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Grupo de Investigaciones en Geología de Hidrocarburos y Carbones, Escuela de Geología, 2012

ROBLEDO, Jorge Enrique, Evaluación de la extensión del contrato de Asociación Guajira entre Ecopetrol y Chevron. Bogotá D.C., 2013.

SERRANO GOMEZ, Hugo y ROBLEDO, Jorge Enrique. Control político a la política petrolera. Bogotá D.C., 2003.