

ANÁLISIS ECONÓMICO Y EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA EXTENSIÓN DEL  
CONTRATO DE ASOCIACIÓN CRAVO NORTE

ELKIN ROMERO CASTILLO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA

2016

ANÁLISIS ECONÓMICO Y EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA EXTENSIÓN DEL  
CONTRATO DE ASOCIACIÓN CRAVO NORTE

ELKIN ROMERO CASTILLO

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 INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA

2016

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	17
2. JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN	18
3. MARCO TEÓRICO	19
3.1 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO	19
3.1.1 Modelo geológico	19
3.1.2 Reservas contrato cravo norte. .	23
4. DESCRIPCION DEL CONTRATO DE ASOCIACIÓN	25
4.1. PERFIL DE LAS COMPAÑÍAS ASOCIADAS: NACIONAL E INTERNACIONAL	25
4.2 GENERALIDADES CONTRATO DE ASOCIACIÓN ACTUAL	26
4.3. FUNDAMENTOS PARA LA EXTENSIÓN DEL CONTRATO.	28
4.4. CLÁUSULAS Y OTROSÍES	30
5. ANÁLISIS TÉCNICO Y OPERACIONAL DE LA EXTENSIÓN DEL CONTRATO	33
5.1. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ACTUAL	33
5.2 FACILIDADES	34
5.3 BALANCE DE POZOS Y LISTADO DE FACILIDADES	34
6. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA EXTENSIÓN DEL CONTRATO DE ASOCIACIÓN CRAVO NORTE.	42
6.1. TÉRMINOS DE NEGOCIACIÓN	42
6.2 SUPUESTOS PARA VALORAR LAS ALTERNATIVAS DE NEGOCIO	43
6.3 COSTOS DE OPERACIÓN EN CAMPO	45
6.4 COSTOS DE ABANDONO	45
6.5 TRANSPORTE DE CRUDO	46
6.6 INVERSIÓN INICIAL	46

6.7 PRECIO DEL PETRÓLEO	47
6.8 PRODUCCIÓN	48
6.9 REGALÍAS E IMPUESTO DE RENTA	50
7. EVALUACION FINANCIERA DE LA EXTENSIÓN DE CONTRATO DE ASOCIACIÓN CRAVO NORTE	51
7.1 ALTERNATIVAS DE NEGOCIO ECOPETROL	52
7.1.1 No Hacer Negocio	53
7.1.2 Negociación de la Extensión	54
7.2 RESULTADOS ECONÓMICOS PROYECTADOS POR ECOPETROL	55
7.3 RESULTADOS ECONÓMICOS REALES.	56
7.3.1 Comparación proyección Ecopetrol vs autor.	58
8. CONCLUSIONES	64
9. RECOMENDACIONES	66
BIBLIOGRAFÍA	67
ANEXOS	69

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Ubicación campos contrato Cravo Norte.	19
Figura 2. Cuenca Llanos orientales.	20
Figura 3. Geología estructural contrato Cravo Norte.	21
Figura 4. Campos contrato Cravo Norte.	22
Figura 5. Descripción del contrato.	27

## LISTA DE GRÁFICOS

	<b>Pág.</b>
Gráfico 1. Reservas explotadas por OXY en Departamento de Arauca.	24
Gráfico 2. Comportamiento precio del petróleo.	47
Gráfico 3. Producción Real Vs Producción proyectada acumulada.	48
Gráfico 4. Producción Real diaria Vs Producción proyectada diaria.	49
Gráfico 6. Comparación VPN proyectado y real del proyecto.	60
Gráfico 7. Comparación VPN proyectado y real para la Asociada.	60
Gráfico 8. Diagrama VPN flujos de caja.	61
Gráfico 9. Diagrama comparativo Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno	61

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Datos proyectados por Ecopetrol y datos ocurridos.	29
Tabla 2. Inversiones Compañía Asociada del proyecto (Millones de dólares)	47
Tabla 3. Proyección VPN Ecopetrol.	55
Tabla 4. VPN real OXY.	56
Tabla 5. VPN REAL OXY	59
Tabla 6. VPN Real sin extensión (Total Proyecto).	59

## GLOSARIO

**ÁREAS DE OPERACIÓN DIRECTA:** Son aquellas áreas que al momento de la expedición del decreto 1760 de 2003 estaban siendo explotadas y/o exploradas por Ecopetrol y que hacen parte del patrimonio de Ecopetrol.

**CAMPO:** Área en cuyo subsuelo existen uno o más yacimientos (resolución 181495 de 2009, ministerio de minas)

**CAPEX DEL CAMPO:** significa todas aquellas inversiones de capital en el campo.

**CAPEX DEL SISTEMA:** significa todas aquellas inversiones de capital en el sistema.

**COSTOS DE ABANDONO:** Costos asociados al taponamiento y cierre técnico de un pozo, el desmantelamiento de facilidades y equipos de producción e incluye costos asociados a remediación, paisajismo etc.

**CONTRATO DE ASOCIACIÓN:** modalidad contractual creada mediante el decreto 2310 de 1974 para la exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad nacional a cargo de la empresa colombiana de petróleos. Dicha modalidad contractual fue derogada mediante el decreto 1760 de 2003.

**CONVENIO ANH- ECOPETROL:** es el convenio suscrito entre la agencia nacional de hidrocarburos y Ecopetrol por medio del cual se reconoce el derecho exclusivo de Ecopetrol S.A a explorar y explotar los hidrocarburos de propiedad del estado de áreas que al 31 de diciembre de 2003 venía operando ECOPETROL de forma directa.

**LÍMITE ECONÓMICO:** Se considerará que ha llegado al límite económico de la explotación petrolera del área contratada, cuando por un periodo de 4 meses consecutivos y después de deducir las regalías, los ingresos netos por la venta de los hidrocarburos producidos en el área contratada, valorados a los precios de venta, sean menores que los gastos operacionales incurridos y no se preverá alguna de las siguientes alternativas; que permita tomar positivo este margen dentro de los 6 meses siguientes: (i) aumento en los precios de los hidrocarburos. (ii) una actividad de inversión económicamente justificable. (iii) una optimización de costos y gastos. (iv) Un aumento de la producción.

**OPERADOR:** La persona designada por las partes contractuales para que, por cuenta de estas, lleve a término directo las operaciones las operaciones necesarias para explorar y explotar los hidrocarburos que se encuentre en el área contratada.

**OPERACIÓN DIRECTA:** Actividades que se realizan o ejecutan en áreas de operación directa de ECOPETROL S.A.

**OPEX DEL CAMPO:** significa todos aquellos egresos realizados para ejecutar todas las actividades, operaciones y mantenimiento necesarios para la extracción, recolección, tratamiento almacenamiento en campo y entrega al sistema correspondiente a las cuentas conjuntas incluidas las actividades de abandono de los bienes e instalaciones de la operación conjunta.

**OPEX DEL SISTEMA:** significa todos aquellos egresos realizados para ejecutar todas las actividades, operaciones y mantenimiento necesarios para el recibo, bombeo, transporte, trasiego, almacenamiento en Coveñas y demás actividades de abandono de los bienes e instalaciones del sistema.

**RESERVAS DE HIDROCARBUROS:** Son cantidades estimadas remanentes de petróleo y gas y sustancias relacionadas anticipadas a ser: económicamente productivos, mediante aplicación de proyectos de desarrollo; de acumulaciones conocidas y a partir de una fecha determinada. Según la guía para la administración de reservas y recursos del grupo empresarial ECOPETROL S.A (02-08-2013)

**RESERVAS PROBADAS:** Son aquellas cantidades de petróleo y gas, que con análisis de datos de geo ciencias e ingeniería, pueden ser estimadas con certeza razonable a ser producibles económicamente desde una fecha dada en adelante, de reservorios conocidos, y bajo las condiciones económicas, operativas y regulaciones gubernamentales existentes – anteriores a la fecha en el cual el contrato expira, al menos que la evidencia indique que la renovación es razonablemente segura, sin importar si dicho cálculo fue realizado por métodos determinísticos o probabilísticos. Según la guía para la administración de reservas y recursos del grupo empresarial ECOPETROL S.A (02-08-2013).

**RESERVAS PROBABLES:** Son las reservas adicionales que son menos ciertas de ser recuperadas que las reservas probadas, pero que junto las reservas probadas tienen la misma probabilidad de ser recuperadas. Cuando se utilizan métodos determinísticos es tan probable como no, que las cantidades remanentes a ser recuperadas excederán la suma de reservas probadas más probables estimadas. Cuando se utilizan métodos probabilísticos debe haber al menos un 50% de que las cantidades a ser recuperadas igualarán o excederán las reservas probadas más probables estimadas. Según la guía para la administración de reservas y recursos del grupo empresarial ECOPETROL S.A (02-08-2013).

**RESERVAS POSIBLES:** Son las reservas adicionales que son menos ciertas de ser recuperadas que las reservas probables. Cuando se utilizan métodos

determinísticos, las cantidades totales a ser recuperadas de un proyecto tienen una baja probabilidad de exceder las reservas probadas más probables más posibles. Cuando se utilizan métodos probabilísticos debe haber al menos un 10% de probabilidad que las cantidades recuperadas igualarán o excederán las reservas probadas más probables más posibles estimadas. Según la guía para la administración de reservas y recursos del grupo empresarial ECOPETROL S.A (02-08-2013).

**SOCIO:** Corresponde a la parte privada del contrato de asociación. Para efectos del presente documento, socio se entenderá como la asociada.

**YACIMIENTO:** Es toda formación rocosa del subsuelo en el cual se encuentran acumulados naturalmente hidrocarburos móviles y que están caracterizados por un sistema único de presiones.

**YACIMIENTO NO CONVENCIONAL:** Formación rocosa con baja permeabilidad primaria a la que se debe realizar estimulación para mejorar las condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos.

**BFPD:** barriles fluido por día.

**BOPD:** barriles de aceite por día.

**TASA INTERNA DE RETORNO:** Es la tasa de interés a la cual los flujos de caja descontados y sustraída la inversión, genera un valor presente neto igual a CERO; si esta TIR es mayor que la tasa de oportunidad del inversionista o alternativamente mayor que el costo de capital, el proyecto es viable.

## RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS ECONÓMICO Y EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA EXTENSIÓN DEL CONTRATO DE ASOCIACIÓN CRAVO NORTE\*

AUTOR: ELKIN ROMERO CASTILLO\*\*

PALABRAS CLAVE: Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), límite económico, análisis económico, evaluación financiera.

### DESCRIPCIÓN:

El 11 de Junio de 1980 se firmó el contrato de Asociación Cravo Norte con fecha efectiva de inicio el 01 de Julio de 1980, entre ECOPETROL (50%) y OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC. (50%), como una asociación con duración de 28 años (6 años de periodo de exploración y 22 años de periodo de explotación) el cual finalizaría en el año 2008. El 23 de abril de 2004 se firmó el Otrosí que llevo a cabo la extensión del Contrato de Asociación Cravo Norte hasta su límite económico o hasta que se extraiga la totalidad de los hidrocarburos. El objetivo general de este proyecto es realizar un análisis económico y una evaluación financiera con el fin de conocer el balance económico real producto de la extensión del contrato de asociación Cravo Norte.

El análisis económico fue calculado con variables como producción, precio del petróleo, costos de operación, regalías, así como impuestos. Con base en estos valores y con la tasa de descuento establecida por la compañía, en este caso Ecopetrol y la OXY, se calcula el Valor Presente Neto (VPN) y Tasa Interna de Retorno (TIR), estos indicadores financieros se compararan con los valores proyectados por Ecopetrol y se utilizaran para analizar la conveniencia para el país de la extensión de este contrato.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico Químicas, Escuela de ingeniería de petróleos, Dir. Oscar Vanegas Angarita Ingeniero de Petróleos

## ABSTRACT

TITLE: ECONOMIC ANALYSIS AND FINANCIAL EVALUATION OF THE EXTENSION OF THE CONTRACT OF ASOCIACIÓN CRAVO NORTE\*

AUTOR: ELKIN ROMERO CASTILLO\*\*

PALABRAS CLAVE: Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), economic limit, economic analysis, financial evaluation.

### DESCRIPTION:

On June 11th, 1980 the contract of Asociación Cravo Norte was signed at an effective date of starting on July 1st 1980, between ECOPETROL (50%) and OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC. (50%) as an association with a duration of 28 years (6 years of exploration period and 22 years of exploitation period) which will be finished in 2008. On April 23th, 2004 was signed the ancillary which claimed that the contract of Asociación Cravo Norte was expanded until its economic limit or until whole hydrocarbons will be extracted. The main objective of the work is to make an economic analysis as well as a financial evaluation in order to know the real economic balance obtained from the extension of the contract of Asociación Cravo Norte.

The economic analysis was calculated from some variables, such as: production, oil prices, operating costs, oil royalties and taxes. Based on this analysis and with the discount rate established by the company, in this case Ecopetrol and the OXY, the Net Present Value (NPV) and the Internal Rate of Return (IRR) is calculated. They are the financial indicators that are going to be compared with the values projected by Ecopetrol and which are going to be used to analyse the appropriateness for the country due to the extension of this contract.

---

\* Graduation project

\*\* Physical Chemistry Faculty, School of Petroleum Engineering, Dir. Oscar Vanegas Angarita  
Petroleum Engineer

## INTRODUCCIÓN

El 11 de Junio de 1980 se firmó el contrato de Asociación Cravo Norte como una asociación con duración de 28 años el cual finalizaría en el año 2008, sin embargo en 2004 se firmó el otrosí que llevo a cabo la extensión del contrato entre Ecopetrol y la OXY para seguir operando como socio hasta el límite económico.

Este trabajo de investigación presenta el contrato de asociación y el otrosí que llevó a cabo su extensión, descripción de estos campos, fundamentos de Ecopetrol para afirmar la conveniencia de extender el contrato, el análisis económico y la evaluación financiera proyectada por Ecopetrol en 2003 y la ocurrida en realidad elaborada e ilustrada en este trabajo con datos hasta 2015 y por ultimo describir con base en los resultados la conveniencia para la nación de la firma de este contrato que extendió la asociación hasta el límite económico.

## 1. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

El 11 de Junio de 1980 se firmó el contrato de Asociación Cravo Norte con fecha efectiva de inicio el 01 de Julio de 1980, entre ECOPETROL (50%) y OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC. (50%), como una asociación con duración de 28 años (6 años de periodo de exploración y 22 años de periodo de explotación) el cual finalizaría en el año 2008; el 23 de abril de 2004 se firmó el Otrosí que extendió el Contrato de Asociación Cravo Norte hasta su límite económico, es decir, hasta que se extraiga el total de las reservas o genere perdidas justificando que estos pozos requieren inversiones adicionales para aumentar la productividad, las cuales no estarían dispuestas a realizar las empresas que los explotan con las condiciones de tiempo vigentes dado que no permitirían el pleno retorno de la inversión.

La extensión al contrato Cravo Norte obedece a una política fijada por el gobierno del presidente Álvaro Uribe con unos lineamientos expresados en el documento CONPES 3245 emitido el 15 de septiembre de 2003, 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 a corto y mediano plazo.

Actualmente se explotan 11 campos petroleros en este contrato sin embargo se hace necesario hacer un balance de algunos factores, considerar la conveniencia para el país de este acuerdo suscrito por Ecopetrol y OXY y concluir en una decisión acerca de la realidad de la extensión de este contrato.

## **2. JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN**

En la industria petrolera se fundamenta gran parte de la economía mundial, por esta razón es importante comprender el manejo eficiente de este recurso y ejercer una política minero-energética que administre e invierta los ingresos generados por la comercialización, renta y acuerdos en materia petrolera.

En Colombia buena parte de los ingresos a la nación y las regiones vienen por parte de la explotación de los yacimientos de petróleo y de gas por este motivo es necesario una legislación petrolera encaminada a ejercer control, proteger el ambiente, administrar el recurso energético y económico encaminado al progreso de la nación.

### 3. MARCO TEÓRICO

#### 3.1 DESCRIPCIÓN DEL YACIMIENTO

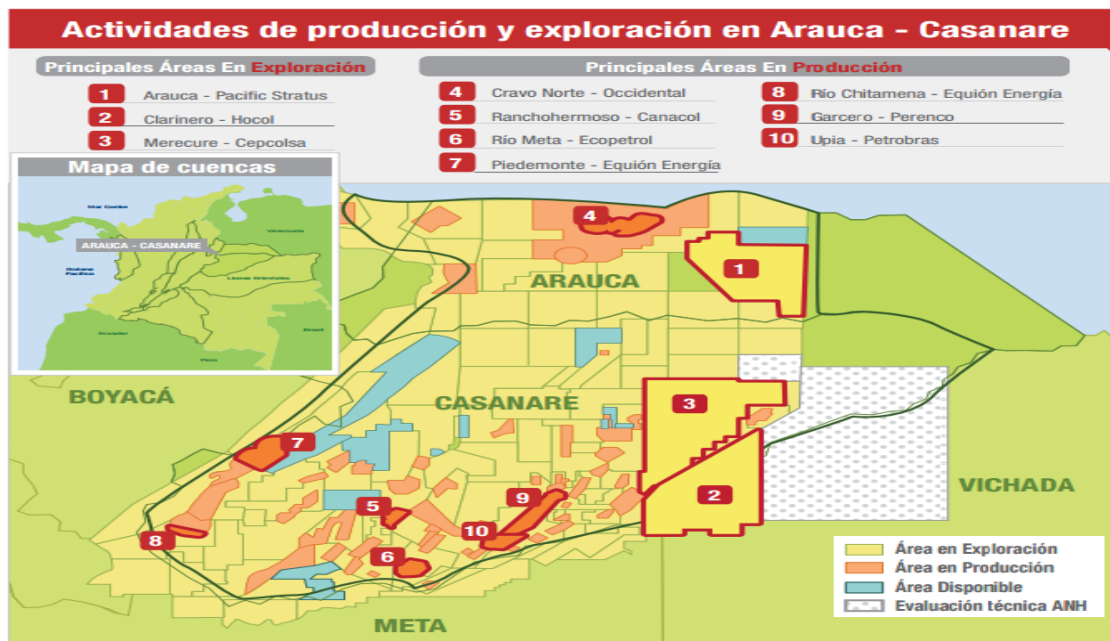
##### 3.1.1 Modelo geológico

- **Cuenca de los Llanos Orientales**

Los campos de la Asociación Cravo Norte se encuentran ubicados en la Cuenca de los Llanos Orientales en la provincia geológica de Arauca. La cuenca de los Llanos Orientales se caracteriza por una plataforma de suave inclinación hacia el oeste. Aproximadamente 30000 pies de rocas de edad Paleozoica hasta Terciaria se depositaron sobre un basamento Precámbrico.

**Figura 1. Ubicación campos contrato Cravo Norte.**

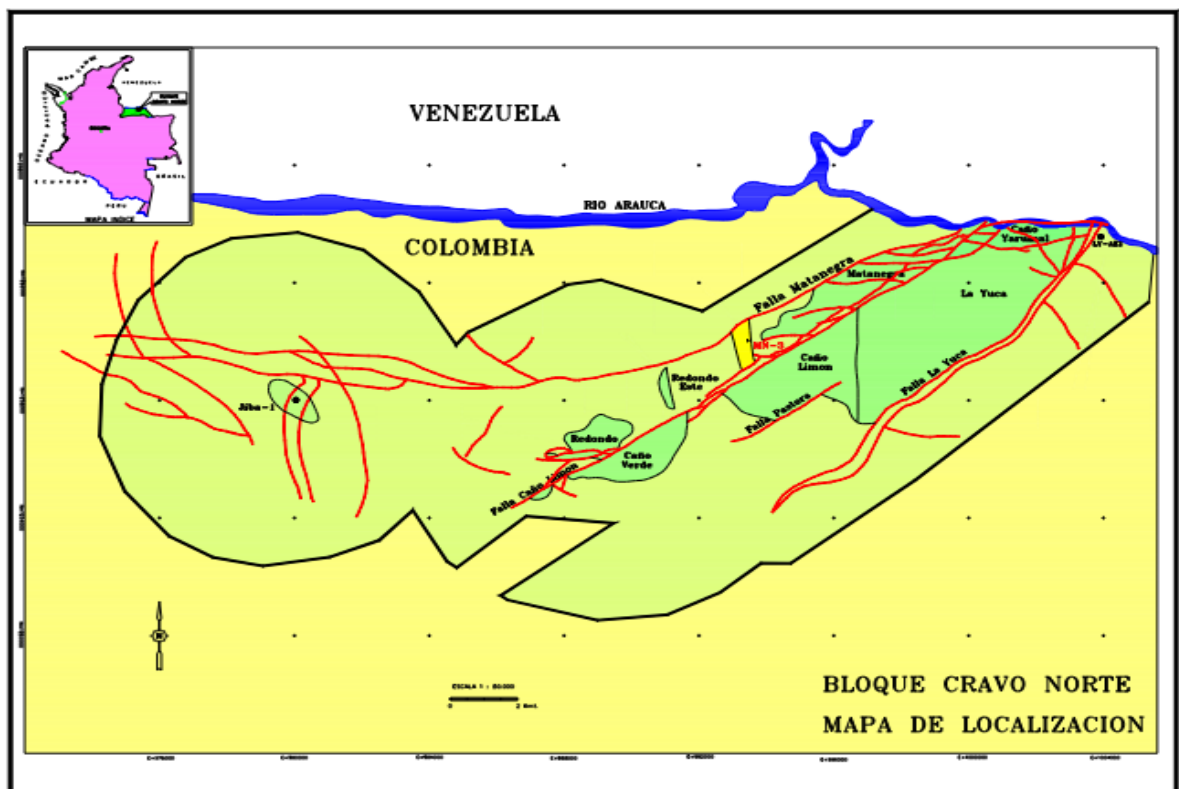
#### UBICACIÓN: ORIENTE COLOMBIANO



Fuente: ANH

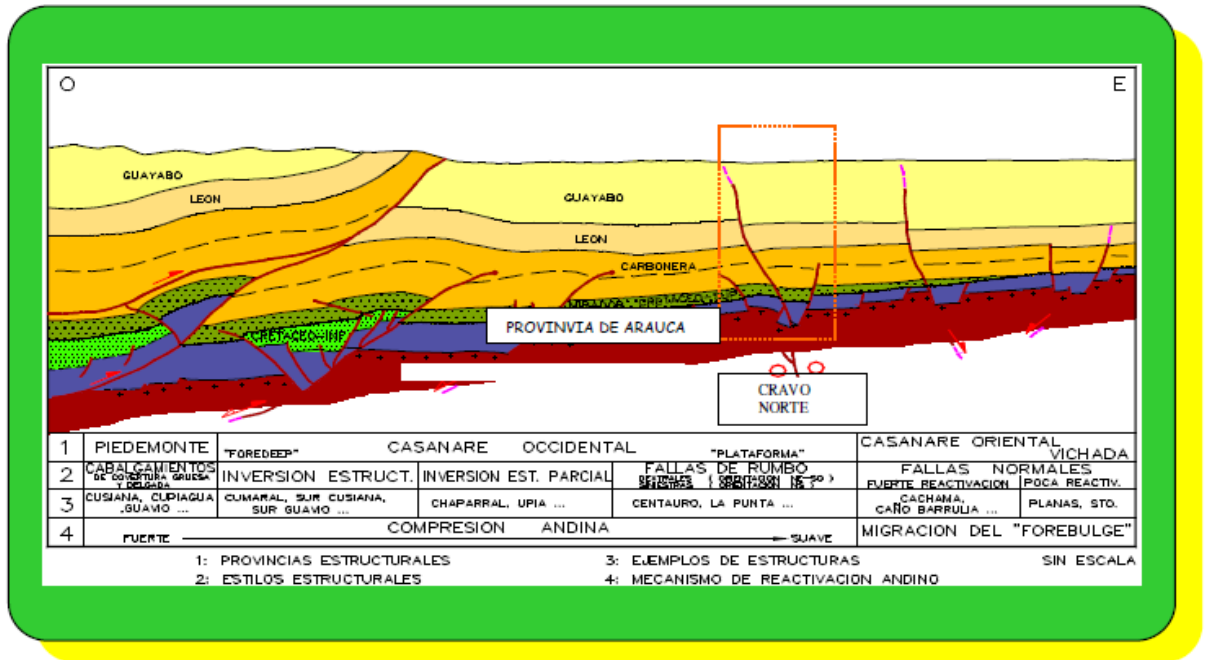
La Cuenca Llanos es una depresión topográfica orientada SSW-NNE, que se desarrolló en el flanco Occidental del Escudo de la Guayana, cubriendo un área de 190,000 Km<sup>2</sup>. Según Bueno (1985), la Cuenca está delimitada al sur por la saliente del Vaupés o Arco del Guaviare, al oriente por el Escudo de la Guayana, al Occidente por la Cordillera Oriental y al Norte se prolonga hacia Venezuela más allá del Río Arauca. Gabela (1985), anota que el Arco de Arauca es un alto de basamento que separa al Norte, la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia de las cuencas de Barinas y Apure de Venezuela.

**Figura 2. Cuenca Llanos orientales.**



Fuente: EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS S.A, Documento extensión contrato de asociación Cravo Norte, Enero 16 de 2004.

**Figura 3. Geología estructural contrato Cravo Norte.**

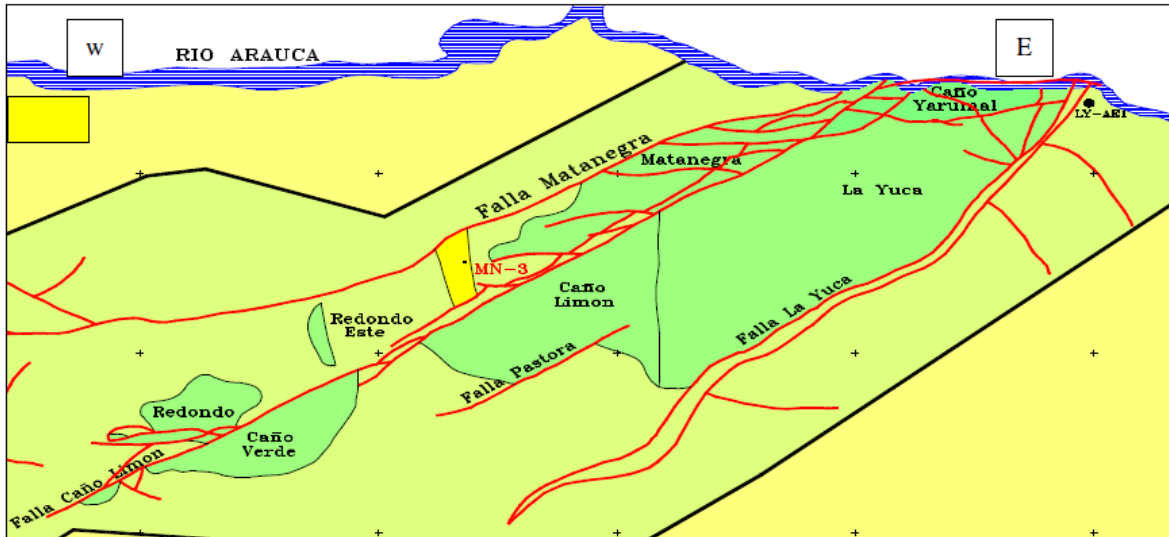


Fuente: ECOPETROL S.A, Extensión contrato Cravo norte, documento para ANH, enero 9 de 2004. PDF

El principal Campo del área, el Campo de Caño Limón, se encuentra en el Noreste de la Cuenca donde el Arco de Arauca separa la Cuenca de los Llanos Colombianos de la Cuenca de Barinas en Venezuela. El Campo es principalmente una trampa estructural con cierre "updip" y lateral contra fallas de rumbo.

La historia estructural del área de Caño Limón está directamente relacionada con el movimiento de fallas de Rumbo, siendo las principales fallas regionales las de Mata negra, Caño Limón y la Yuca; las cuales atraviesan el área de Caño Limón formando un tren de fallas con dirección Noreste, como se muestra en la figura.

**Figura 4. Campos contrato Cravo Norte.**



Fuente: ECOPETROL S.A, Extensión contrato Cravo norte, documento para ANH, enero 9 de 2004.  
PDF

Desde el punto de vista hidrocarburífero la Cuenca ha sido dividida en tres sectores que muestran características geológicas propias: Arauca, a la cual pertenecen los campos de la Asociación Cravo Norte; Casanare y Meta (Bueno, 1988).

Durante las dos últimas décadas del siglo XX, en los departamentos de Arauca, Casanare y Meta, el país elevó su producción hasta alcanzar una extracción un poco superior al millón de barriles diarios a partir del año 2013 (tres cuartas partes de la producción nacional tienen origen en esta cuenca).

**ROCA GENERADORA** La principal roca generadora en esta área son las lutitas marino-continentales de la Formación Gachetá, localizadas por debajo del flanco oriental de la Cordillera Oriental. Estas rocas poseen rangos de TOC entre 1-3% y un espesor efectivo de 150-300 pies.

**ROCA RESERVORIO** Las arenitas de las formaciones Carbonera (C-3, C-5 y C-7) y Mirador (Paleógeno) Guadalupe y Une son excelentes almacenadoras de hidrocarburos. En la secuencia cretácica algunos intervalos arenosos son también excelentes reservorios. Su rango de porosidad varía entre el 10-30%.

**ROCA SELLO** El sello regional de la cuenca es la Formación León. Las unidades C-2, C-4, C-6 y C-8 de la Formación Carbonera son reconocidas como sellos locales. Las lutitas Cretácicas de las formaciones Gachetá y Guadalupe pueden actuar como sellos intraformacionales.

**MIGRACIÓN** Dos pulsos de migración han sido documentados: el primero durante el Eoceno superior-Oligoceno y el segundo comenzó en el Mioceno y continúa en la Actualidad.

**3.1.2 Reservas contrato Cravo norte.** El hallazgo de 2.000 millones de barriles de petróleo que yacían bajo el subsuelo del departamento de Arauca le permitió a Colombia convertirse en un importante país exportador de petróleo. El petróleo araucano reconocido mundialmente por su calidad (29,6° API, uno de los más livianos en el mercado) y por contar con uno de los factores de recobro (porcentaje de petróleo en un yacimiento que puede ser extraído) más altos en la historia.

El contrato de asociación Cravo Norte tiene, a la vez, varias estructuras productoras o campos con las siguientes reservas originales de petróleo (después del recalcu final):

- Campos Caño Yarumal, la yuca y caño limón: 1.500 millones de barriles.
- Campo redondo: 118,3 millones de barriles
- Campo redondo este: 1,8 millones de barriles
- Campo remana: 1,9 millones de barriles
- Campo tonina: 2,0 millones de barriles

En resumen, para el contrato de asociación Cravo Norte las reservas probadas fueron de: 1.624 millones de barriles.

A partir de 2004, los nuevos contratos como Cosecha cuentan con reservas probadas de 20,9 millones de barriles. Más recientemente los campos Chipirón y Caricare aportan a las reservas originales otros 355,1 millones de barriles de petróleo. En suma, el total de reservas originales en el subsuelo araucano son de 2.000 millones de barriles de petróleo. Estas, en conjunto, es el total de las reservas de los campos que vienen siendo controladas y explotadas por la OXY en el departamento de Arauca durante los últimos 33 años.

**Gráfico 1. Reservas explotadas por OXY en Departamento de Arauca.**



#### **4. DESCRIPCIÓN DEL CONTRATO DE ASOCIACIÓN**

La contratación petrolera en Colombia ha tenido diferentes cambios y etapas a lo largo de su historia, el contrato Cravo norte se firmó bajo el modelo de contrato de asociación 50-50 que fue el tipo de contrato que se realizaba en los años 1970 – 1989.

##### **4.1. PERFIL DE LAS COMPAÑÍAS ASOCIADAS: NACIONAL E INTERNACIONAL**

Occidental Petroleum Corporation fue fundada en 1920 como una compañía petrolera en California para la exploración y producción de hidrocarburos en los Estados Unidos. En 1950 inició su expansión internacional convirtiéndose en una de las compañías más grandes de los estados Unidos. Las operaciones de Occidental en petróleo y gas se enfocan en los Estados Unidos, el Medio Oriente y Latinoamérica, con producción y exploración activa en nueve países.

La compañía OCCIDENTAL ANDINA, LLC., es igualmente una sociedad organizada de acuerdo con las leyes Estado de Delaware, Estados Unidos de América, con una sucursal establecida en Colombia y domicilio principal en Bogotá, D.C. Es subsidiaria de Occidental International Exploration and Production Company (OIEPC), que a su vez es subsidiaria de Occidental Petroleum Corporation compañía de Estados Unidos de América que explora, desarrolla, produce y mercadea petróleo crudo y gas natural, y participa en el negocio de químicos.

Durante 1998, OIEPC llegó a un acuerdo con la compañía ROYAL DUTCH/SHELL para intercambiar intereses de ésta última en Filipinas y Malasia, con propiedades de OCCIDENTAL en Yemen y Colombia. Como resultado de este intercambio,

OIEPC adquirió la totalidad de las acciones de SHELL DE COLOMBIA, INC., y de su sucursal colombiana, quien posteriormente cambió su razón social por el nombre de OCCIDENTAL ANDINA, LLC. Con este intercambio de intereses, OCCIDENTAL fortaleció su estrategia de concentrar sus operaciones en el Medio Oriente, América Latina y los Estados Unidos.

Actualmente, la parte Asociada tomada como un 100%, está conformada de la siguiente manera:

<b>OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC. (Operador)</b>	<b>50%</b>
<b>OCCIDENTAL ANDINA, LLC.</b>	<b>50%</b>

El área actual de este contrato es de 26,656 hectáreas, localizado entre las jurisdicciones municipales de Arauca y Arauquita, en el Departamento de Arauca.

#### **4.2 GENERALIDADES CONTRATO DE ASOCIACIÓN ACTUAL**

El contrato de Asociación Cravo Norte se firmó el 11 de junio de 1980 con fecha efectiva de inició el 01 de Julio de 1980, entre ECOPETROL (50%) y OCCIDENTAL DE COLOMBIA, INC. (50%), como una Asociación con duración de 28 años (6 años de periodo de exploración y 22 años de periodo de explotación), Sobre un área inicial de 1,003,744 hectáreas. Este contrato fue protocolizado mediante Escritura Pública número 354 del 24 de octubre de 1980 otorgada en la Notaria Treinta y Dos (32) del Círculo de Bogotá.

La fecha de descubrimiento de petróleo en el área del contrato fue el 18 de junio de 1983 y Ecopetrol otorgó comercialidad el 15 de noviembre de 1983.

**Se firmó contrato el 11 de junio 1980.**

40 % ECOPETROL.

40 % Asociado.

20 % Regalías.

### Período de explotación 22 años.

2008 [revierte en este año abril 2008]

2003 [se extiende a perpetuidad, hasta que se extraiga todo el aceite o genere perdidas]

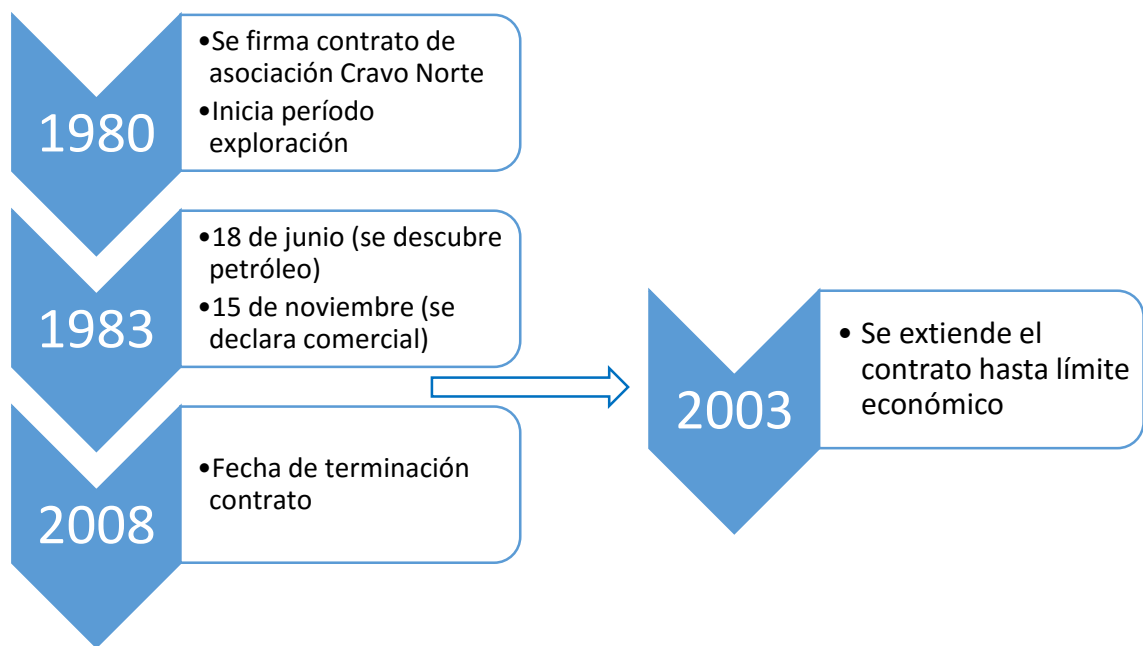
### Extensión del contrato

2009 [36 % Asociado]

[44 % Ecopetrol]

[20 % Regalías]

**Figura 5. Descripción del contrato.**



### 4.3. FUNDAMENTOS PARA LA EXTENSIÓN DEL CONTRATO.

De acuerdo con la política del Gobierno Nacional para incentivar el sector de Hidrocarburos, precisada en el Plan Nacional de Desarrollo 2002-2006 y en el documento CONPES 3245 del 15 de septiembre de 2003, la extensión de los contratos de asociación es una alternativa del Gobierno Nacional para garantizar el abastecimiento de hidrocarburos. Sobre este particular señala el documento CONPES: "... con el objetivo de mantener y/o disminuir las tasas de declinación de la producción de hidrocarburos en los campos en operación bajo la modalidad de contratos de asociación, el CONPES recomienda a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, y a ECOPETROL S.A. adoptar y aplicar la estrategia de extender en el tiempo los contratos de asociación vigentes hasta su límite económico y definir los términos y condiciones para ello...". Más adelante, y también en el acápite de recomendaciones, indica el documento CONPES 3245: "Esta estrategia implica la modificación de la Cláusula de terminación de los contratos de asociación vigentes, a efecto de que la finalización de los mismos esté determinada no por el acaecimiento de una fecha sino por el límite económico de los campos,... 'Asimismo, la segunda recomendación del documento CONPES explícitamente prevé "... ECOPETROL S.A. en el marco de su autonomía jurídica acordará con las compañías asociadas los términos y condiciones de extensión en el tiempo de los contratos de asociación. En este sentido, se deberán adoptar unos compromisos o cesiones por parte de los Asociados, de tal forma que de la evaluación de los mismos se tenga un mayor beneficio al que tendría la Nación si optara por el mecanismo de la finalización u operación directa<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> ECOPETROL, Otrosí al contrato de asociación Cravo Norte, Junio 2005.

Con base en los balances y los pronósticos de producción que se podría alcanzar con la infraestructura existente, concluyeron la necesidad de realizar nuevas inversiones que permitieran aumentar la capacidad de producción.

La justificación presentada en el Conpes es que estos pozos requieren inversiones adicionales para aumentar la productividad, las cuales no estarían dispuestas a realizar las empresas que los explotan con las condiciones de tiempo vigentes; terminaciones próximas, dado que no permitiría el pleno retorno de la inversión.

El gobierno justificó esta decisión aduciendo que el valor presente neto en dinero del momento en el caso de hacer la prórroga sería igual a 846 millones de dólares, 94 millones de dólares más de lo que se lograría si la operación la asumía Ecopetrol.

Para realizar los cálculos se estimó de la siguiente manera:

**Tabla 1. Datos proyectados por Ecopetrol y datos ocurridos.**

	<b>Proyección Ecopetrol</b>	<b>Realidad</b>
El valor proyectado del barril de petróleo. (2003)	25 dólares	63 dólares promedio
La producción actual (2003)	85.000 barriles diarios	95.000 barriles diarios
La producción estimada. (2010)	25.000 barriles diarios	81.000 barriles diarios

#### **4.4. CLÁUSULAS Y OTROSÍES**

De acuerdo con el artículo 8 numerales 8.2 y 8.7 del Decreto Ley 1760 de 2003, la Agencia Nacional de Hidrocarburos mediante Acuerdos No. 004 del 6 de abril de 2004 y No. 005 del 14 de abril de 2004 aprobó la extensión del Contrato en los términos solicitados por ECOPETROL y descritos en los documentos de ECOPETROL GCX-0013 del 9 de enero, DGO-0023 del 4 de marzo y DGO-0029 del 24 de marzo, todos de 2004.

Luego de la firma de la extensión del contrato en 2004 y su aplicación a partir del 1 de enero de 2009 por medio del otrosí al contrato de asociación Cravo Norte extensión del término del contrato, por medio del cual se hacen modificaciones al contrato original, se realiza el otrosí al contrato de asociación Cravo Norte llevado a cabo el 17 de junio de 2005 y más adelante el otrosí al contrato de usufructo firmado el 28 de febrero de 2011.

En busca de los alcances del contrato se nombran las cláusulas más relevantes:

#### **OTROSÍ USUFRUCTO FEBRERO 2011**

##### **CLÁUSULA 6**

##### **OPERACIÓN DEL OLEODUCTO; DERECHOS DE ECOPETROL A OPERAR Y EXPLOTAR EL SISTEMA**

Ecopetrol suscribe a la fecha de cierre con OXY el contrato de transporte el cual señala el derecho de la asociada a disponer en su totalidad de los derechos de uso y explotación del sistema sobre la capacidad de Ecopetrol y a recibir de manera exclusiva los beneficios y utilidades de esta operación.

## CLÁUSULA 7

### NUEVA TARIFA DE USUFRUCTO

La asociada reconocerá a Ecopetrol como contraprestación por utilizar todas las instalaciones, así como el sistema de oleoductos la suma de veintidós centavos de dólar (USD\$0.22) por barril sobre la participación de OXY en la producción de petróleo a partir de primero (1°) de enero de 2009.

## CLÁUSULA 8

### CONTRAPRESTACIÓN

En contraprestación a la renuncia y sustitución parcial, la exclusión del sistema, la dirección y operación exclusiva por parte de Ecopetrol, la explotación económica del sistema exclusiva de Ecopetrol y demás; Ecopetrol pagará a OXY, la suma de cuarenta y siete millones setecientos mil dólares de los estados unidos de américa (USD\$47.700.000).

## CLÁUSULA 9

### OBLIGACIONES DE ECOPETROL

ECOPETROL en su condición de propietario, operador y explotador del sistema y transportador de crudo se obliga a:

- a. Garantizar a OXY la capacidad reservada y los derechos particulares de OXY.
- b. Mantener el sistema en adecuado nivel de operación por efecto del pago del usufructo.
- c. asumir en forma directa y exclusiva a su propio costo y riesgo:
  - I. Todos aquellos gastos realizados para ejecutar todas las actividades, operaciones y mantenimiento necesarios para el recibo, bombeo, transporte, trasiego, almacenamiento en Coveñas y demás actividades de abandono de los bienes e instalaciones del sistema.
  - II. El ciento por ciento (100 %) de todas las inversiones de capital en el sistema.

- III. El ciento por ciento (100 %) de las obligaciones relacionadas con el abandono del sistema y del terminal marítimo de Coveñas y las obligaciones pensionales del personal al servicio del sistema y del terminal marítimo de Coveñas, en consecuencia, a partir de la fecha la asociada no tendrá ninguna obligación con el abandono del sistema, del terminal marítimo y ninguna obligación pensional con personal del sistema como del terminal marítimo de Coveñas.

## **5. ANÁLISIS TÉCNICO Y OPERACIONAL DE LA EXTENSIÓN DEL CONTRATO**

A continuación, presentaremos una descripción del estado actual de los campos que comprenden el contrato Cravo Norte y el estudio ingenieril llevado a cabo para mejorar la producción en estos campos.

En desarrollo de este contrato se han descubierto los campos Caño Limón, La Yuca, Caño Yarumal, Matanegra, Redondo, Caño Verde, Redondo Este, La Yuca Este, Tonina, Remana y Giba, en la Cuenca de Los Llanos Orientales.

1. Caño limón
2. La yuca
3. Yarumal
4. Mata negra
5. Redondo
6. Redondo este
7. Caño verde
8. La yuca este
9. Tonina
10. Remaná
11. Jiba

### **5.1. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ACTUAL**

Los pozos de los campos de Caño Limón, La Yuca, Caño Yarumal, Matanegra, Redondo, Caño Verde, Redondo Este, La Yuca Este, Tonina y Remana, actualmente en producción, utilizan especialmente el sistema de levantamiento

artificial por bombeo electro sumergible (ESP) y también algunas unidades de bombeo por cavidades progresivas (PCP).

En el área del contrato se han perforado 263 pozos, de los cuales 243 pozos se encuentran activos (236 pozos productores, 5 pozos inyectoros y 2 pozos observadores de presión), 4 pozos cerrados temporalmente, 4 pozos abandonados, 1 pozo pendiente de abandonar, 1 pozo suspendido, y 10 pozos secos.

## **5.2 FACILIDADES**

Con relación a las instalaciones y facilidades de producción, inyección y bombeo del campo, se resaltan las Facilidades de Producción PF1 y PF2, la Estación de Bombeo PS1 y el Oleoducto Caño Limón – Coveñas.

La capacidad de tratamiento de fluidos en el campo es de 3,340 KBFPD. La infraestructura de almacenamiento es de 730 KBLS de petróleo y una estación de bombeo con capacidad instalada de 300 KBOPD.

El sistema de generación de energía cuenta en PF1 con 6 unidades con motor Allen para un total instalado de 12.7 MW, y en PF2 hay 4 unidades con motores Mirrlees con un total instalado de 31.2 MW. Entre las dos estaciones se contabilizan con 44 MW instalados.

## **5.3 BALANCE DE POZOS Y LISTADO DE FACILIDADES**

Se hace mención de los campos del actual contrato Cravo Norte con su respectivo número de pozos, sus características y condiciones actuales.

## 1. Campo Caño Limón

### **Estructura: Caño Limón**

Pozos Perforados 32

Activos 31

Pozos Inactivos 0

Pozos Abandonados 0

Pozos a Abandonar 0

Pozos secos 1

### **Tipos de Completamiento**

Entubado y Cañoneado 31

Camisa expandible para control de arena 1

Empaquetamiento con Grava 1

### **Sistemas de Levantamiento Artificial**

ESP 30

PCP 1

### **Estructura: La Yuca**

Pozos Perforados 114

Activos 106

Pozos Inactivos 4

Pozos Abandonados 3

Pozos a Abandonar 0

Pozos secos 1

### **Tipos de Completamiento**

Entubado y Cañoneado 113

Camisa expandible para control de arena 1

Empaquetamiento con Grava 4

Mecanismo de control de arena 1

### **Sistemas de Levantamiento Artificial**

ESP 1 0 8

PCP 2

### **Estructura: Matanegra**

Pozos Perforados 4 2

Activos 4 1

Pozos Inactivos 0

Pozos Abandonados 1

Pozos a Abandonar 0

Pozos secos 0

### **Tipo de Completamiento**

Entubado y Cañoneado 41

Camisa expandible para control de arena 1

Empaquetamiento con Grava 1

### **Sistemas de Levantamiento Artificial**

ESP 41

PCP0

## **2. Campo Caño Yarumal**

### **Estructura: Caño Yarumal**

Pozos Perforados 4 1

Activos 4 1

Pozos Inactivos 0

Pozos Abandonados 0

Pozos a Abandonar 0

Pozos secos 0

**Tipo de Completamiento**

Entubado y Cañoneado 4 1

Camisa expandible para control de arena 3

Empaquetamiento con Grava 0

Mecanismo de control de arena 1

**Sistemas de levantamiento Artificial**

ESP 41

PCP 0

**3. Campo Redondo****Estructura: Caño Verde**

Pozos Perforados 14

Activos 13

Pozos Inactivos 0

Pozos Abandonados 0

Pozos a Abandonar 0

Pozos secos 1

**Tipos de Completamiento**

Entubado y Cañoneado 13

Camisa expandible para control de arena 0

Empaquetamiento con Grava 0

**Sistemas de Levantamiento Artificial**

ESP 13

PCP 0

**Estructura: Redondo**

Pozos Perforados 11

Activos 8

Pozos Inactivos 0

Pozos Abandonados 0

Pozos a Abandonar 0

Pozos secos 3

**Tipos de Completamiento**

Entubado y Cañoneado 8

Camisa expandible para control de arena 0

Empaquetamiento con Grava 0

**Sistemas de Levantamiento Artificial**

ESP 8

PCP 0

**4. Campo La Yuca Este**

**Estructura: La Yuca Este**

Pozos Perforados 2

Activos 1

Pozos Inactivos 0

Pozos Abandonados 0

Pozos a Abandonar 0

Pozos secos 1

**Tipos de Completamiento**

Entubado y Cañoneado 1

Camisa expandible para control de arena 0

Empaquetamiento con Grava 1

**Sistemas de Levantamiento Artificial**

ESP 1

PCP 0

## 5. Campo Redondo Este

### **Estructura: Redondo Este**

Pozos Perforados 1

Activos 1

Pozos Inactivos 0

Pozos Abandonados 0

Pozos a Abandonar 0

Pozos secos 0

### **Tipos de Completamiento**

Entubado y Cañoneado 1

Camisa expandible para control de arena 0

Empaquetamiento con Grava 0

### **Sistemas de Levantamiento Artificial**

ESP 1

PCP 0

## 6. Campo Remana

### **Estructura: Remana**

Pozos Perforados 1

Activos 1

Pozos Inactivos 0

Pozos Abandonados 0

Pozos a Abandonar 0

Pozos secos 0

### **Tipos de Completamiento**

Entubado y Cañoneado 1

Camisa expandible para control de arena 0

Empaquetamiento con Grava 0

**Sistemas de Levantamiento Artificial**

ESP 1

PCP 0

**7. Campo Tonina**

**Estructura: Tonina**

Pozos Perforados 1

Activos 1

Pozos Inactivos 0

Pozos Abandonados 0

Pozos a Abandonar 0

Pozos secos 0

**Tipos de Completamiento**

Entubado y Cañoneado 1

Camisa expandible para control de arena 0

Empaquetamiento con Grava 0

**Sistemas de Levantamiento Artificial**

ESP 1

PCP 0

**8. Campo Matanegra (Solo Riesgo)**

**Estructura: Matanegra**

Pozos Perforados 1

Activos 1

Pozos Inactivos 0

Pozos Abandonados 0

30

Pozos a Abandonar 0

Pozos secos 0

**Tipos de Completamiento**

Entubado y Cañoneado 1

Camisa expandible para control de arena 0

Empaquetamiento con Grava 0

**Sistemas de Levantamiento Artificial**

ESP 1

PCP 0

**9. Campo Giba (Solo Riesgo)**

**Estructura: Giba**

Pozos Perforados 4

Activos 0

Pozos Inactivos 1 (En suspensión)

Pozos Abandonados 0

Pozos a Abandonar 0

Pozos secos 3

**Tipos de Completamiento**

Entubado y Cañoneado 1

Camisa expandible para control de arena 0

Empaquetamiento con Grava 0

**Sistemas de Levantamiento Artificial**

ESP 0

PCP 0

## **6. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA EXTENSIÓN DEL CONTRATO DE ASOCIACIÓN CRAVO NORTE.**

El 23 de abril de 2004 se firmó el Otrosí para la extensión del Contrato de Asociación Cravo Norte entre la empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol S. A y Occidental de Colombia INC, OXY; 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.

En síntesis, el análisis económico se centra, fundamentalmente, en la valoración de la situación económica y financiera existente, en los riesgos, los costos, precios; busca identificar los impactos positivos y negativos del proyecto y asignarles un valor que refleje el aporte del proyecto al bienestar nacional.

### **6.1. TÉRMINOS DE NEGOCIACIÓN**

Los términos acordados en el desarrollo de la negociación adelantada entre ECOPETROL y Occidental se describen a continuación.

a. Vigencia del contrato: Hasta el límite económico de los campos. Situación que se presentaría cuando el margen operacional (ingresos menos costos de operación) neto de regalías es negativo por al menos 4 meses seguidos y que no se prevea una mejora en las condiciones que lo torne positivo en los siguientes 6 meses.

b. Distribución de la producción: La producción de los campos se distribuirá, después de regalías, 50% para ECOPETROL y 50% para Occidental hasta el 31 de diciembre de 2005; posterior a esa fecha y hasta mediados del año 2008 será de

52% para ECOPETROL y 48% para Occidental; y de mediados del año 2008 y hasta el límite económico del campo será de 55% para Ecopetrol y 45% para Occidental.

c. Costos de Abandono: Las partes compartirán los costos de abandono en función a la distribución de la producción.

d. Aporte por usufructo de activos: desde mediados del año 2008 o después de este si se siguen presentando situaciones de fuerza mayor que postergue la terminación del contrato, Occidental reconocerá a ECOPETROL 0,22 dólares por barril producido por concepto de la utilización de los activos en campo los cuales pasarán a propiedad de Ecopetrol o de la nación 100%.

e. Distribución de costos de operación: Se realizará en función de la participación de la producción (55% Ecopetrol, 45% Asociada).

## **6.2 SUPUESTOS PARA VALORAR LAS ALTERNATIVAS DE NEGOCIO**

Para realizar las proyecciones y estimar el VPN del proyecto para el país, Ecopetrol y OXY se tomó en consideración los siguientes supuestos para la valoración de las alternativas de negociar el contrato de asociación:

a) Precio del petróleo crudo en puerto: Escenario CERA medio para el WTI - Ajuste por calidad (crudo) (Fuente Proyección corporativa Portafolio). El ajuste por calidad está definido como el 85.7% del precio del WTI.

b) Regalías: Valor promedio actual de 20%, el cual se mantendría al negociarse la extensión del Contrato de Asociación. Si por el contrario éste termina porque no hay extensión, los valores a aplicar serían después de mediados del 2008 de 32% para

el escenario de producción base y 32% o % variable para el escenario de producción adicional.

c) Impuestos: Renta: 35% anual efectivo.

d) Tasas de Descuento: Los proyectos se evaluaron con una tasa de descuento base del 12.28% en dólares reales y se realizaron sensibilidades al 10% y al 15%.

e) costos de operación en campo: Los costos de operación de Caño Limón están altamente influenciados por el manejo de grandes volúmenes de agua producidos conjuntamente con el crudo. En este sentido, para la estimación y proyección de estos costos se tomaron en consideración los volúmenes proyectados de producción de crudo y agua, se estimaron los costos totales año a año y finalmente se calcularon los costos unitarios de crudo.

f) Costos de transporte: se tomó el valor unitario de transporte entre el campo y el terminal de Coveñas de 2,07 dólares por barril (Fuente Portafolio 04-08 Ecopetrol).

g) Pago por usufructo de facilidades: en el caso de realizarse la extensión del Contrato de Asociación y como reconocimiento de que el Estado tiene un derecho ganado por las reservas y la propiedad de los activos después de la fecha terminación la cual se estima mediados de 2008, Occidental aportaría a ECOPETROL 0,22 dólares por barril sobre la producción del socio antes deducir regalías.

h) Los resultados de las evaluaciones realizadas se mostrarán en valor presente neto esperado, para las siguientes entidades: Proyecto, ECOPETROL, Socio (Occidental) y País.

### **6.3 COSTOS DE OPERACIÓN EN CAMPO**

Los campos en Cravo Norte tienen altos niveles de producción de agua (BSW por encima del 90%) que contrastan con la declinación natural del campo en términos de producción de crudo. Por lo tanto, los costos de operación están altamente relacionados por el alto manejo de los fluidos (agua y crudo). Los costos para el año 2004 se estima que estarán en el orden 86.4 millones de dólares con un costo unitario de US\$ 2.79 por barril. La proyección de los mismos si se con el perfil de producción base haría que en el año límite económico se presentará en el año 2020 con un costo unitario de US\$ 13.48 por barril.

### **6.4 COSTOS DE ABANDONO**

A la fecha se ha hecho un estimado del costo de abandono de la totalidad de la infraestructura petrolera en el campo Caño Limón en 42.6 millones de dólares constantes del año 2003. Este valor incluye el desmantelamiento total de las facilidades de producción PF1 y PF2, de la estación de bombeo PS1, taponamiento y abandono de los pozos (según normas de los Ministerios de Minas y Energía y del Medio Ambiente), levantamiento de líneas superficie, el saneamiento ambiental de las localizaciones, el retiro de líneas eléctricas y estructuras asociadas, el relleno sanitario y sitios de extracción de arena, y el desmantelamiento de campamentos. Es necesario anotar que el contrato Cravo Norte en los términos actuales no contempla el fondeo de estos recursos, y por lo tanto deberán ser aportados por quien o quienes estén recibiendo el beneficio de su producción en el momento en que se tome la decisión de abandono final de los campos.

## **6.5 TRANSPORTE DE CRUDO**

El crudo Caño Limón es transportado por el oleoducto Caño Limón Coveñas, que es propiedad de los Socios del Contrato de Asociación Cravo Norte y operado por Ecopetrol. Este sistema se extiende desde la estación de bombeo en Caño Limón (PS1) hasta el terminal marítimo de Coveñas (estación de medición ACN e instalaciones costa afuera) El oleoducto tiene una capacidad de bombeo de 220.000 barriles por día.

## **6.6 INVERSIÓN INICIAL**

El estudio arrojó un estimativo de inversión de (57 MM USD\$ por renuncia al usufructo), que debe pagar Ecopetrol a la OXY, valor utilizado para la negociación de la extensión del contrato de asociación.

Previo a cualquier inversión la empresa realiza una evaluación financiera con las inversiones realizadas para compararlas con las ganancias producto de esta.

Los costos de extracción del petróleo en estos campos son bajos en comparación con el promedio mundial ya que estos campos de bajo costo de extracción por barril están en declive o se han cerrado por agotamiento; actualmente los campos descubiertos son pequeños o campos de crudo pesados, de difícil y costos elevados de extracción. Por lo tanto, las condiciones de estos campos son las ideales por sus características y por contar con un acuífero activo lo cual permite el mantenimiento de la presión; se puede decir “este es un yacimiento perfecto”.

Otro parámetro es el transporte el cual existe toda la infraestructura de oleoductos para transportarla ya sea para uso interno como para exportación.

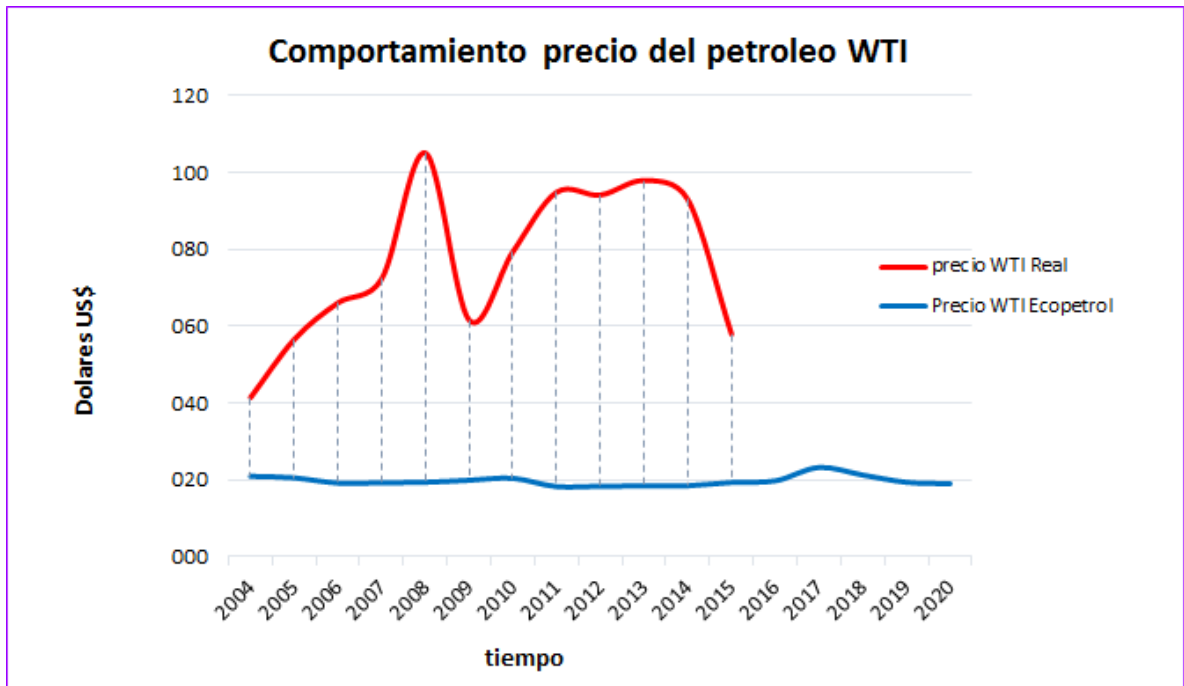
Se anexa una tabla con los datos relacionados a la inversión por parte de la asociada para justificar la extensión del contrato.

**Tabla 2. Inversiones Compañía Asociada del proyecto (Millones de dólares)**

INVERSIONES	OXY
Sísmica	10
Perforación 40 pozos	78.1
Usufructo (pago Ecopetrol)	-47.7
Total	40.4

## 6.7 PRECIO DEL PETRÓLEO

**Gráfico 2. Comportamiento precio del petróleo.**



Se observa en la gráfica la diferencia enorme entre las dos líneas del comportamiento del precio del petróleo para estos campos que componen el contrato Cravo Norte; el real y el proyectado por ECOPETROL S.A.

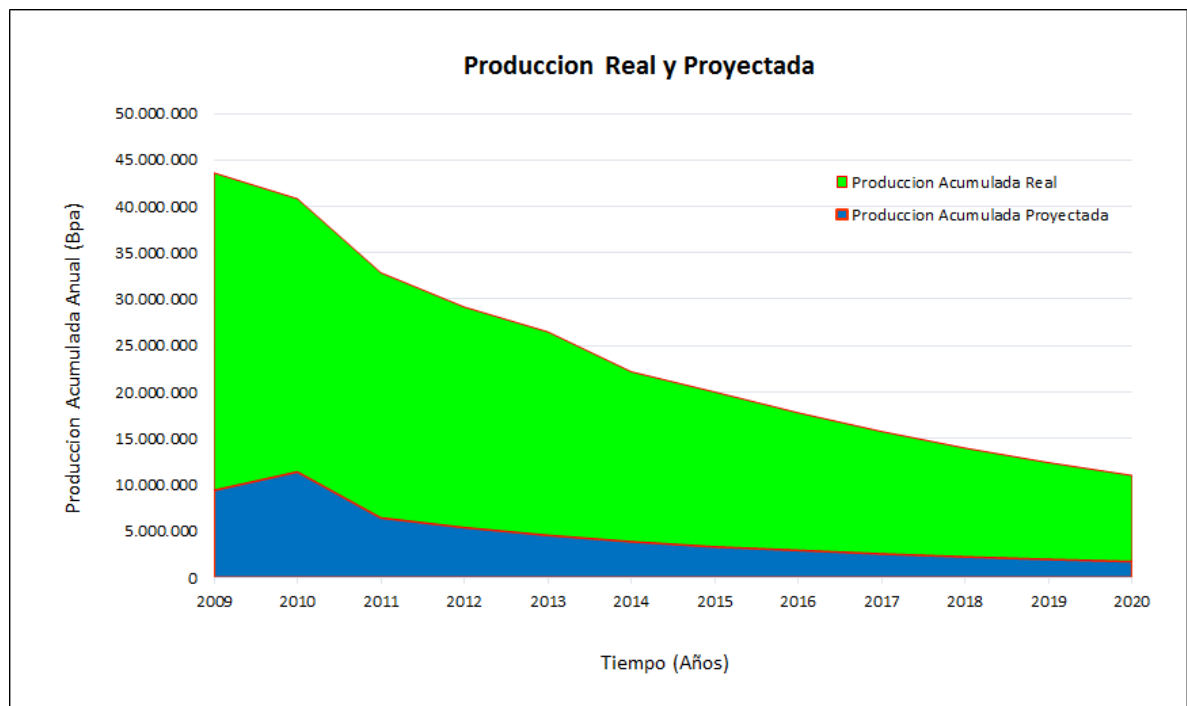
Precio del petróleo proyectado: 20 dólares USD\$

Precio del petróleo real: 74 dólares USD\$

Una diferencia del 370 % en el comportamiento del precio del petróleo.

## 6.8 PRODUCCIÓN

**Gráfico 3. Producción Real Vs Producción proyectada acumulada.**



Producción proyectada 56.224.600

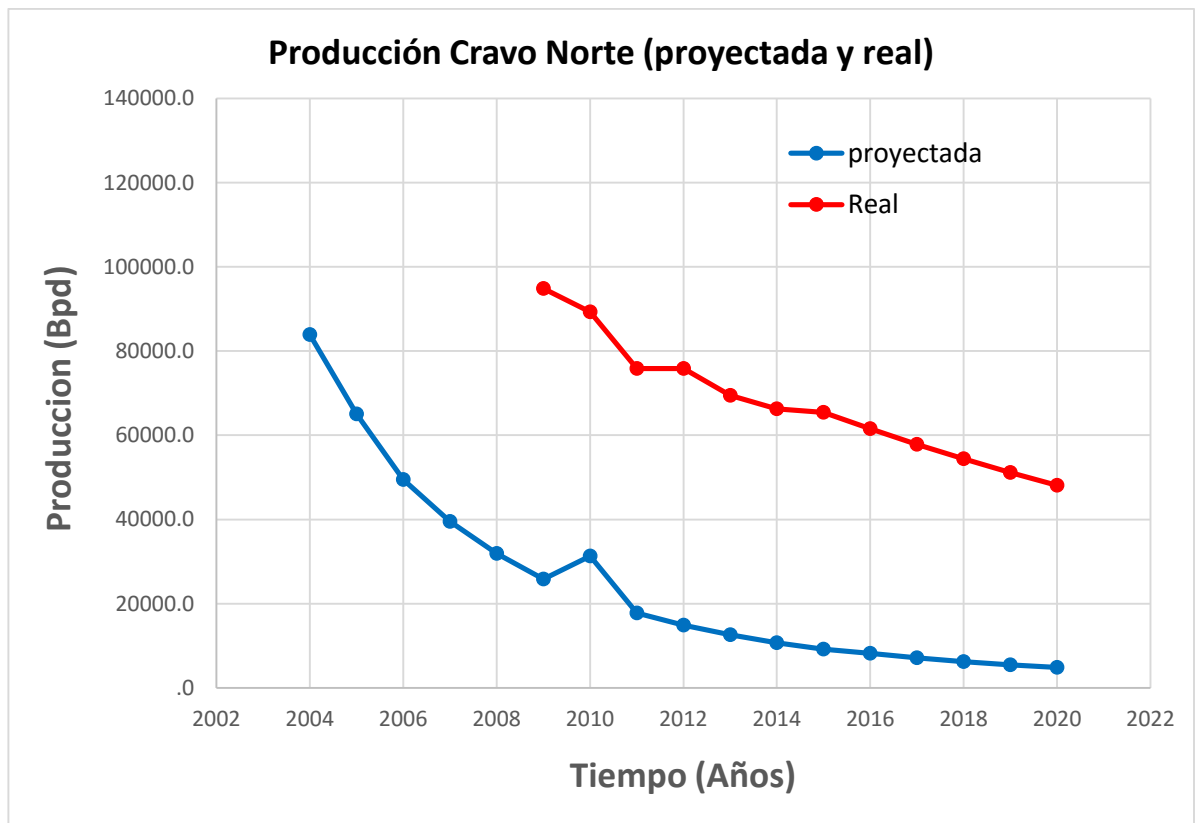
Producción real 229.763.397

Diferencia: 173.538.797 (409%)

Una diferencia de ciento setenta y tres millones quinientos treinta y ocho mil setecientos noventa y siete barriles de petróleo.

Se observa una diferencia de cuatrocientos nueve por ciento (409%) en la producción que proyectó Ecopetrol y la ocurrida en realidad, acá cabe cuestionarnos si existe alguna intención clara por parte de los responsables del estudio y valoración para el beneficio de algunos intereses.

**Gráfico 4. Producción Real diaria Vs Producción proyectada diaria.**



La diferencia en la producción diaria entre lo proyectado y la realidad al momento del inicio de la extensión es de 69.02 kbpd, aproximadamente 70 mil Bpd. Con una proyección de 25.85 Kbpd y una producción real al momento de la entrada en

vigencia de la extensión del contrato en 94.869 Kbps hay una diferencia de 366.99 %.

## **6.9 REGALÍAS E IMPUESTO DE RENTA**

Sin extensión las regalías pasarían de 20% a 32% por lo tanto se mantuvieron en el 20% al haberse realizado la extensión del contrato Cravo Norte.

## **7. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA EXTENSIÓN DE CONTRATO DE ASOCIACIÓN CRAVO NORTE**

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 la evaluación financiera, esta permite por medio de proyecciones de flujos de caja evidenciar el escenario sobre el cual se pretende recuperar la inversión.

Para este análisis financiero se evaluaron los siguientes indicadores:

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

Se basa en los cálculos y proyecciones por parte de Ecopetrol de la producción de estos campos y los datos reales ocurridos para justificar la extensión del contrato.

Se efectuará el valor presente neto real con la producción desde (1) primero de enero de 2009 hasta 2015, adicional y con este comportamiento e historial de producción se realizará una proyección hasta 2020 para obtener un valor del costo en dinero dejado de recibir. También se hallará la tasa interna de retorno con base en los flujos de caja ocurridos tras la firma de la extensión del contrato.

Con estos indicadores financieros definidos los compararemos con los proyectados por parte del gobierno y Ecopetrol; se expondrá un juicio personal acerca de la conveniencia de este contrato para el país.

A continuación, se presenta la propuesta por parte de Ecopetrol para el futuro del campo en su explotación con sus proyecciones y se expondrá con gráficos y tablas

lo sucedido actualmente en el desarrollo y explotación del contrato firmado por Ecopetrol a nombre del gobierno y OXY como empresa extranjera multinacional.

## **7.1 ALTERNATIVAS DE NEGOCIO ECOPETROL**

Así mismo, se mostrará que, con la negociación de la extensión en los términos planteados en este documento, el PAÍS y ECOPETROL obtendrán un mejor Valor Presente Neto esperado, con una menor exposición de riesgo teniendo en cuenta que el socio aportará 95 millones de dólares correspondientes a la inversión de Ecopetrol.

Adicionalmente, se tendrá como beneficio adicional el compromiso en firme de generar actividad exploratoria por valor de 30 millones de dólares en otras áreas diferentes al contrato Cravo Norte y el de mantener en el área a un Operador eficiente que ha venido realizando un excelente manejo de los yacimientos de Caño Limón.

El volumen de aceite original estimado es de 1,826.8 MBO, con una producción acumulada de petróleo a diciembre de 2003 es de 1,025.9 MBO y unas reservas estimadas hoy (recuperadas y por recuperar) de 1,177.5 MBO para un factor de recobro esperado de 64.46%. En este estimado se están teniendo en cuenta la producción que se obtendría con la perforación adicional de 60 pozos de los cuales 40 no son viables económicamente para el asociado, si no se presenta una alternativa de extensión en el Contrato Cravo Norte.<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS S.A, Extensión contrato de asociación Cravo Norte, Enero 16 de 2004.

Las valoraciones de los escenarios de producción base y producción adicional se realizaron para evaluar los casos de: No realizar negocio (no hay extensión) y Negociar la extensión.

### **7.1.1 No Hacer Negocio**

Al no llegarse a un acuerdo de extensión con el socio, este no realizaría las inversiones de los proyectos de producción adicional en asociación con Ecopetrol por no ser económicamente viables dado el tiempo restante del contrato Cravo Norte. En este caso Ecopetrol o el país podrán adelantar las inversiones en forma directa (100%) una vez se termine el contrato de Asociación (mediados del año 2008) para generar la producción adicional. Para esta situación las regalías después de terminado el contrato serían de 32% para la producción base y del 8% o 32% para la producción adicional. En esta alternativa, los costos de abandono y los riesgos asociados con cada proyecto serían asumidos 100% por ECOPETROL y el país. La aplicación de la cláusula “Operaciones Bajo Riesgo” por parte de Ecopetrol no es viable técnicamente por la interferencia de producción que se generaría entre los pozos 100% de Ecopetrol y los de la Asociación. Es decir, no es posible desarrollar el proceso sin afectar la operación de los pozos actuales. Igualmente, implicaría que el esfuerzo económico para la perforación de los pozos requeridos estaría 100% en cabeza de la empresa. Adicionalmente, de conformidad con el contrato, el Operador no se vería en la obligación de realizar las actividades de perforación, lo que implicaría la eventual intervención de un segundo operador para la perforación, con las consecuentes dificultades de tipo contractual. Desde otro punto de vista, atendiendo a que los campos más importantes explotados bajo el Contrato de Asociación Cravo Norte se extienden en

territorio venezolano, en donde existen instalaciones de explotación de los mismos, y que se ha podido verificar en las oportunidades en que ha sido necesario disminuir el nivel de producción en Colombia por circunstancias de fuerza mayor, que la producción en el vecino país ha aumentado, es estratégico para nuestro país realizar con la mayor celeridad posible todos los proyectos de desarrollo de dichos campos, con el fin de obtener el mayor beneficio posible de los yacimientos explotados frente a nuestro competidor natural en su explotación, situación que se ve agravada si se tiene en cuenta que el fuerte empuje de agua que hace tan interesante estos campos, lleva el hidrocarburo hacia el territorio Venezolano.<sup>3</sup>

### **7.1.2 Negociación de la Extensión**

La segunda alternativa valorada es la de realizar la extensión del contrato, la cual tiene como premisa la iniciación de los proyectos mencionados a partir del 2004. En este caso y como se verá en detalle en los términos de la negociación, el Socio y Ecopetrol aportarán el capital necesario para los proyectos de desarrollo contemplados. La producción, los costos de operación y de abandono se distribuirán en las proporciones negociadas. Adicionalmente, se tendrá el compromiso de los socios de invertir 30 millones de dólares en exploración en otras áreas diferentes a las del contrato Cravo Norte. El compromiso de las partes (Ecopetrol y socios) para lograr acuerdos en el corto plazo en materia de fondo de pensiones del oleoducto Caño Limón Coveñas y en el plan bilateral de contingencias.<sup>4</sup>

---

<sup>3</sup> EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS S.A, Razones extensión asociación Cravo Norte, 2004

<sup>4</sup> EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS S.A, Razones extensión asociación Cravo Norte, 2004.

## 7.2 RESULTADOS ECONÓMICOS PROYECTADOS POR ECOPETROL

En la siguiente tabla se presentan los resultados del valor esperado en valor presente neto, comparando las alternativas de: No hacer Negocio, la posición inicial presentada por Occidental y el caso de negociación entre las partes.

**Tabla 3. Proyección VPN Ecopetrol.**

	Tasa de descuento 12.28%											
	CASO NO HACER NEGOCIO			Propuesta Inicial Socio			CASO NEGOCIACION					
	Base	Adicional	TOTAL	Bono MUS\$100 (5 años) - Sin Tarifa	Base	Adicional	TOTAL	Bono MUS\$95 (4 años) - Con Tarifa	Base	Adicional	TOTAL	
<b>Reservas Mbbls</b>	142.6	48.6	<b>191.3</b>	142.6	50.4	<b>193.0</b>	142.6	50.4	<b>193.0</b>			
% Producción Ecopetrol	(1)	100%		50%			(2)	(2)				
% Producción Socio	(1)	0%		50%			(2)	(2)				
% Regalías	(3)	Variable		20%	20%		20%	20%				
<b>EVPN MUS\$</b>												
Proyecto	896.1	33.0	<b>929.1</b>	896.1	71.9	<b>968.0</b>	896.1	71.9	<b>968.0</b>			
Ecopetrol	208.3	-3.8	<b>204.5</b>	227.4	34.0	<b>261.4</b>	237.6	33.2	<b>270.8</b>			
Socio	177.2	0.0	<b>177.2</b>	180.9	-50.4	<b>130.5</b>	171.5	-49.2	<b>122.3</b>			
<b>País</b>	<b>718.8</b>	<b>33.0</b>	<b>751.9</b>	<b>715.2</b>	<b>122.3</b>	<b>837.5</b>	<b>724.6</b>	<b>121.1</b>	<b>845.7</b>			
Regalías País	301.7	19.6	<b>321.2</b>	266.0	78.5	<b>344.5</b>	266.0	78.5	<b>344.5</b>			
Impuestos País	208.8	17.3	<b>226.1</b>	221.7	9.9	<b>231.6</b>	221.0	9.4	<b>230.4</b>			

(1) Distribución producción: 50% Ecp y 50% Socio hasta terminación del contrato y 100% Ecp después terminación contrato.

(2) Distribución de la producción Ecp-Oxy: 50%-50% (2004 a 2005), 52%-48% (2006 hasta mediados de 2008) y 55%-45% (mediados de 2008 en adelante)

(3) Regalías: 20% hasta terminación del contrato y 32% Ecp después terminación contrato.

**NOTA:** No incluye valor presente neto esperado del proyecto que se podría generar con MUS\$30 de Exploración que invertirá el Socio

Se supone un adicional en reservas de hidrocarburos de 48.6 millones de barriles sin hacer extensión y con extensión 50.4 ósea un aumento en las reservas recuperables de 1.7 millones de barriles. El valor presente neto del proyecto es de 896.1 millones de dólares

A una tasa de descuento del 12.28% la alternativa de hacer negocio (extender el contrato) le genera al país cerca de 93.8 millones de dólares de beneficio adicional, es decir más del 12.5% con respecto al caso de

no hacer negocio. Con respecto a Ecopetrol sería 66.3 millones de dólares.<sup>5</sup>

### 7.3 RESULTADOS ECONÓMICOS REALES.

El Valor presente neto (VPN) se calculó teniendo en cuenta las consideraciones mencionadas anteriormente con la novedad de la utilización de los datos reales ocurridos durante el tiempo transcurrido desde el inicio de la extensión del contrato.

No se tiene en cuenta la depreciación de activos ya que es un campo de hace 20 años, así como la amortización de precios al no existir pozos nuevos.

A continuación, representa la tabla con los datos reales ocurridos y el VPN obtenido por la asociada como resultado de la extensión del contrato.

**Tabla 4. VPN real OXY.**

AÑO	Precio Cravo Norte	Producción OXY	Ingresos Neto OXY	Gastos	Ingreso Bruto	Impuesto Renta (\$)	FCA (flujo de caja)	VPN
2009	52.8	23,239,775	1,227,686,949	88,953,658	560,998,256	190,739,407	370,258,849	- 40,400,000
2010	68.1	19,988,378	1,360,655,696	80,847,111	639,500,022	211,035,007	428,465,015	329,763,848
2011	81.3	17,937,536	1,458,937,625	80,244,095	692,134,648	228,404,434	463,730,214	339,868,221
2012	80.7	16,135,200	1,302,339,407	75,683,581	613,790,223	202,550,774	411,239,449	327,610,778
2013	84.0	14,886,623	1,249,781,643	74,161,654	587,487,451	193,870,859	393,616,592	258,752,857
2014	79.7	12,428,862	990,813,448	67,379,056	457,169,240	150,865,849	306,303,391	220,577,585
2015	49.7	11,317,108	562,044,785	64,827,059	232,726,062	90,763,164	141,962,898	152,875,321
Total							2,515,576,408	63,104,166
								<b>1,652,152,775</b>

<sup>5</sup> EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS S.A, Documento extensión contrato de asociación Cravo Norte, Enero 16 de 2004, Pág. 17.

El flujo de caja inicial o inversión viene dado por 010 MUS\$ de inversión en sísmica, 78.1 MUS\$ en perforación de 40 pozos y el pago por parte de Ecopetrol a la asociada de 47.7 MUS\$. Los gastos son la suma de los costos de producción por cada barril, los costos de transporte y el pago de usufructo.

La tabla 4 es el VPN obtenido por la asociada hasta la fecha de realización del estudio, se evaluó a una tasa de descuento del 12,28%.

Cabe resaltar que fue claramente una mala decisión realizar la extensión; comparándolo con operaciones de este tipo se puede decir que la venta de Isagen por parte del gobierno se hizo por 1.925 millones de dólares aduciendo no tener el dinero para realizar algunas obras de infraestructura y por la extensión de este contrato a la multinacional se ha sido obsequiado una suma semejante de dinero.

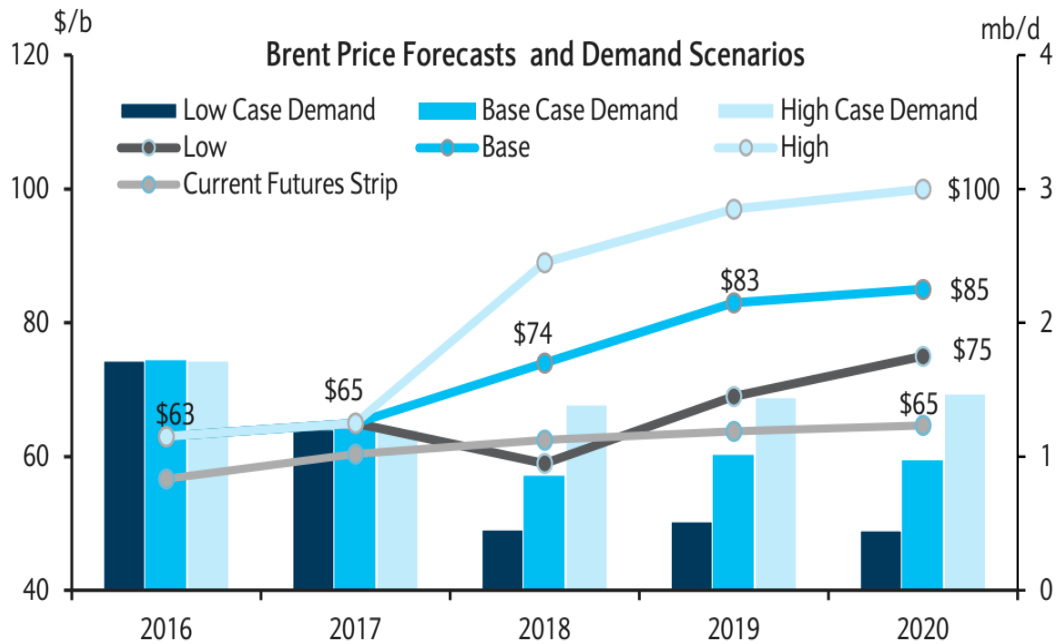
La proyección realizada por ECOPETROL dio un VPN para el caso base de 929.1 MMUSD\$ (millones de dólares) sin extensión y haciendo la extensión el VPN sería de 968 MMUSD\$ (millones de dólares); una diferencia de 38.9 MMUSD\$.

La proyección indica que sin la firma de la extensión donde Ecopetrol será único operador de los campos del contrato las reservas de petróleo es 191.3 MMBIs; con la firma de la extensión del contrato se dará un incremento en las reservas a 193 MMBIs, es decir 1.7 MMBIs (Millones de barriles); este incremento significa un ingreso adicional como fundamento para negociar con el socio; el ingreso evaluado con valor promedio del precio del petróleo WTI para Cravo Norte con extensión del contrato es de 28.73 MMUSD\$ (millones de dólares) sin ajustarlos a VPN, es decir se negoció sobre la base de un aumento de reservas que generan ingresos por 29 millones de dólares al proyecto y le pertenecen a Ecopetrol 16 millones de dólares; “por la firma de la extensión ingresa a Ecopetrol 16 millones de dólares por aumento en reservas”.

Finalmente, dejó Ecopetrol de recibir hasta el momento cerca de 1633 millones de dólares; que en pesos colombianos con un valor promedio del dólar en Colombia durante 2015 de \$2.736,83 pesos es \$4,469,243,390,000 “Cuatro billones cuatrocientos sesenta y nueve mil doscientos cuarenta y tres millones trescientos noventa mil pesos colombianos”.

**7.3.1 Comparación proyección Ecopetrol vs autor.** En la proyección de los valores para los años 2016 a 2020 del precio del barril de petróleo se apoya en la proyección de la firma BARCLAYS del precio del petróleo WTI.

**Gráfico 5. Proyección precio del petróleo.**



Fuente: BARCLAYS

Utilizamos 3 escenarios; un escenario inicial con demanda de petróleo baja con un precio del petróleo bajo, un escenario base más cercano a lo que se espera que ocurra y un escenario con demanda alta de hidrocarburos.

Para efecto de comodidad y manejo de un solo valor en la proyección del VPN y compararlo con el presentado en el informe por Ecopetrol se toma el valor base en esta proyección.

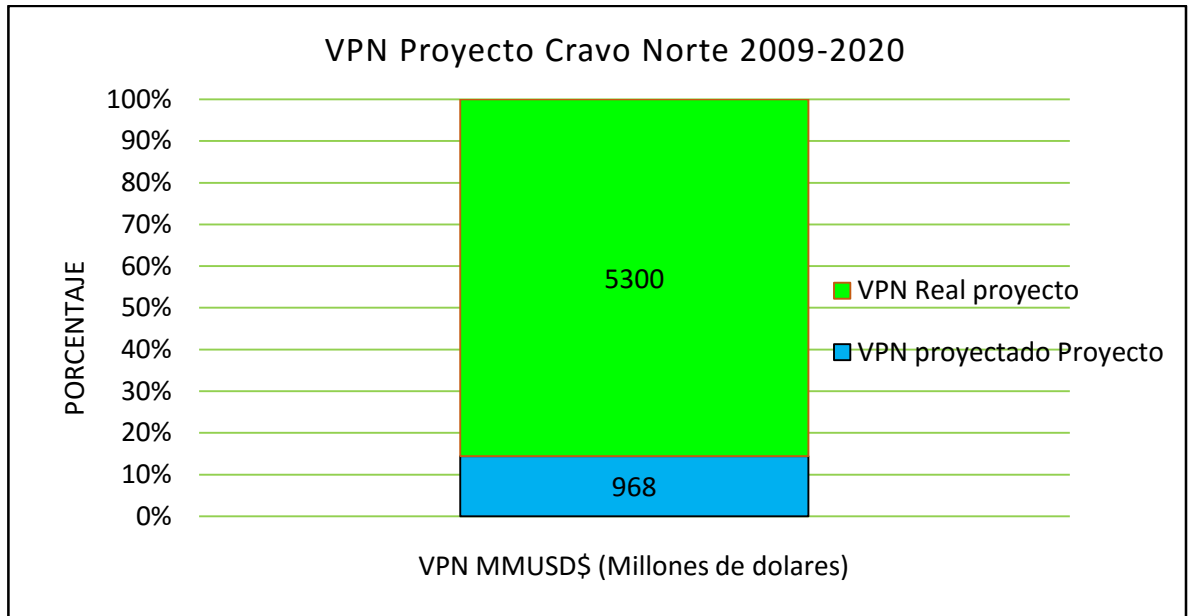
**Tabla 5. VPN Real OXY**

AÑO	Precio Cravo Norte	Producción OXY	Ingresos Neto OXY	Gastos	Ingreso Bruto	Impuesto Renta (\$)	FCA (flujo de caja)	VPN
2009	52.8	12,303,411	649,951,914	84,770,499	565,181,416	192,161,681	373,019,734	-59,570,000
2010	68.1	10,582,083	720,347,133	77,355,024	642,992,109	212,187,396	430,804,713	332,222,777
2011	81.3	9,496,343	772,378,743	76,160,668	696,218,075	229,751,965	466,466,110	341,724,123
2012	80.7	8,542,165	689,473,804	71,668,763	617,805,040	203,875,663	413,929,377	329,543,602
2013	84.0	7,881,153	661,649,105	71,482,062	590,167,043	194,755,124	395,411,919	260,445,366
2014	79.7	6,579,986	524,548,296	63,891,663	460,656,632	152,016,689	308,639,944	221,583,662
2015	49.7	5,991,410	297,553,121	63,209,378	234,343,743	91,394,060	142,949,683	154,041,489
2016	54.0	5,326,190	287,566,303	60,718,561	226,847,741	90,739,096	136,108,645	63,542,803
2017	55.7	4,734,828	263,753,581	58,238,382	205,515,199	86,316,384	119,198,816	53,884,825
2018	63.4	4,209,124	266,934,244	56,107,627	210,826,617	90,655,445	120,171,172	42,029,121
2019	71.1	3,741,789	266,157,205	54,218,525	211,938,680	74,178,538	137,760,142	37,737,772
2020	72.8	3,326,342	242,307,370	52,456,411	189,850,960	66,447,836	123,403,124	38,529,834
Total							3,167,863,379	30,739,536
								<b>1,846,454,911</b>

**Tabla 6. VPN Real sin extensión (Total Proyecto).**

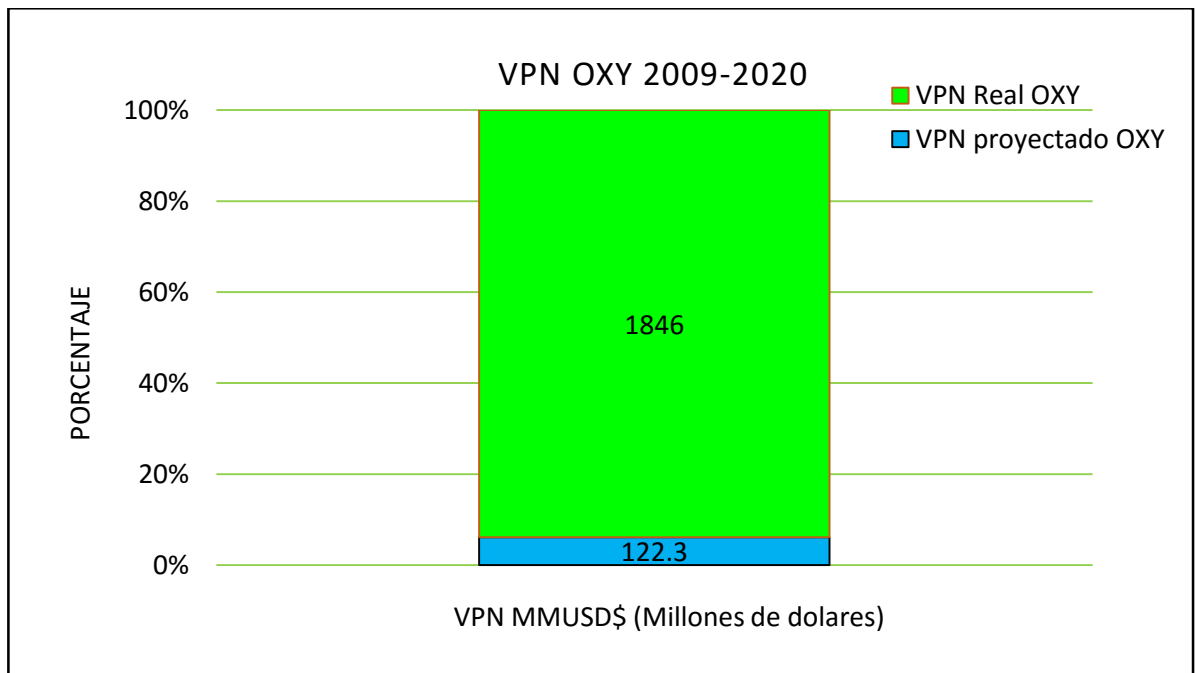
AÑO	Precio Cravo Norte	Prod anual C.N (Bbl)	Ingresos Neto	Gastos	Ingreso Bruto	Impuesto Renta (\$)	FCA (flujo de caja)	VPN
2009	52.8	34,176,140	649,951,914	182,678,306	1,622,743,679	551,732,851	1,071,010,828	-130,800,000
2010	68.1	29,394,674	720,347,133	169,466,175	1,831,498,085	604,394,368	1,227,103,717	953,874,980
2011	81.3	26,378,729	772,378,743	170,807,549	1,974,688,958	651,647,356	1,323,041,602	973,366,653
2012	80.7	23,728,236	689,473,804	162,424,520	1,752,780,491	578,417,562	1,174,362,929	934,687,186
2013	84.0	21,892,093	661,649,105	164,742,378	1,673,171,803	552,146,695	1,121,025,108	738,911,997
2014	79.7	18,277,739	524,548,296	149,241,392	1,307,837,207	431,586,278	876,250,929	628,207,794
2015	49.7	16,642,806	297,553,121	149,871,799	676,664,649	263,899,213	412,765,436	437,334,831
2016	54.0	14,794,971	287,566,303	145,807,399	652,987,886	261,195,154	391,792,732	183,479,055
2017	55.7	13,152,299	263,753,581	141,455,610	591,193,225	248,301,155	342,892,071	155,109,052
2018	63.4	11,692,012	266,934,244	137,792,699	603,691,312	259,587,264	344,104,048	120,902,646
2019	71.1	10,393,859	266,157,205	134,550,581	604,774,989	211,671,246	393,103,743	108,060,194
2020	72.8	9,239,838	242,307,370	131,438,549	541,637,480	189,573,118	352,064,362	109,946,330
Total							9,029,517,503	87,698,713
								<b>5,300,779,430</b>

**Gráfico 6. Comparación VPN proyectado y real del proyecto.**



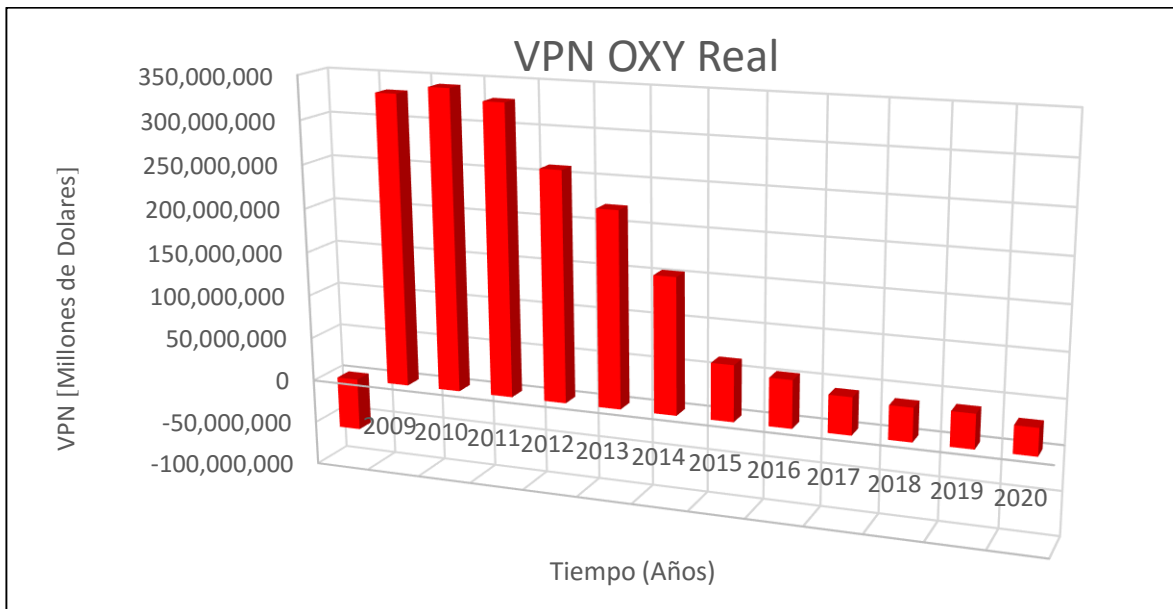
Se nota una diferencia en el VPN de 4332 millones de dólares, es decir 455 % en lo que proyecto Ecopetrol y el ocurrido en realidad.

**Gráfico 7. Comparación VPN proyectado y real para la Asociada.**



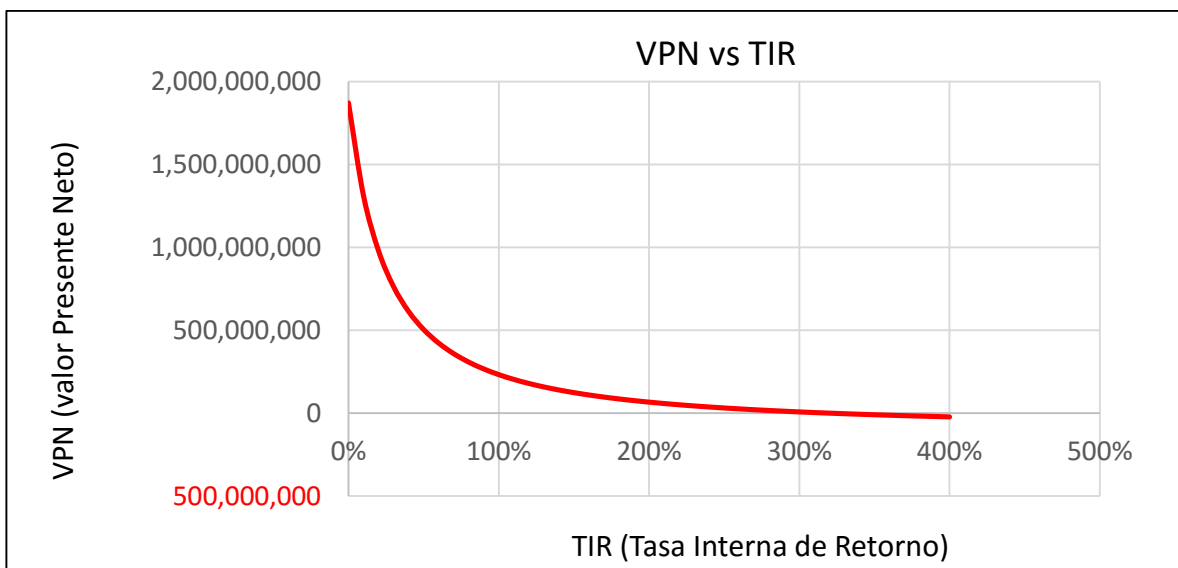
Para los ingresos de la asociada hay una marcada diferencia entre lo proyectado y el real de 1750 millones de dólares, esto es 1531 %.

**Gráfico 8. Diagrama VPN flujos de caja.**



El valor de la tasa interna de retorno es 371,6%.

**Gráfico 9. Diagrama comparativo Valor Presente Neto y Tasa Interna de Retorno**



Los criterios del Conpes fueron:

a. Que los compromisos que se adopten como consecuencia de la extensión, representen un mayor beneficio al que la nación obtendría en caso de que no se diera la extensión, es decir que el valor presente neto (VPN) del negocio para la nación, en el caso de extensión sea mayor que el valor presente neto (VPN) en el caso de no extensión.

Claramente se realizó una proyección con una tasa de producción mucho más baja que la que se presentaba en ese momento, con un precio del barril de petróleo más bajo en el momento de la proyección y constante a través de los años que llevo a unos resultados muy alejados de lo que ocurrió en realidad.

No se presentan los flujos de caja para determinar con claridad los resultados obtenidos en la proyección.

b. En desarrollo de la estrategia, Ecopetrol S.A en el caso de su autonomía jurídica acordara con las compañías asociadas los términos y condiciones de extensión en el tiempo de los contratos de asociación, hasta el límite económico.

Una vez firmado la extensión del contrato en 2004 fueron suscritos 2 otrosíes adicionales otorgando otros beneficios.

c. Se deberían adoptar unos compromisos o cesiones por parte de los asociados, de tal forma que de la evaluación de los mismos se tenga un mayor beneficio al que tendría la nación si optara por el mecanismo de finalización u operación directa, claro está incluyendo de manera detallada el análisis de los costos operativos, las contingencias ambientales y los costos de cierre y abandono de los campos que tendría que incurrir la nación si se optara por la operación directa.

La extensión del contrato llevo unos compromisos por parte de la asociada; uno de estos como se estipula es incluir de manera detallada los costos operativos, las contingencias ambientales, costos de cierre y abandono de estos campos; para esto se establece el pago de usufructo donde todos estos servicios deben quedar a cargo de Ecopetrol a beneficio de la asociada por el pago de una mínima cuota de 0,22 dólares por barril, el otro compromiso es la perforación de 40 pozos compartiendo gastos entre ambas compañías, decisión que está en las condiciones de realizar y ejecutar Ecopetrol como único operador y de acuerdo a las condiciones de mercado decidir si las lleva a cabo.

## 8. CONCLUSIONES

En la cláusula del otrosí de usufructo se deja claro que Ecopetrol está en la obligación en condición de propietario, operador y explotador del sistema de encargarse de mantener para la utilización por parte de la OXY de todas las inversiones de capital y egresos para cubrir los gastos de las actividades, operaciones y mantenimiento para el recibo, bombeo, transporte, trasiego, almacenamiento, abandono y costos pensionales; todos esto por 0,22 centavos de dólar por barril, está claro que no fue una conveniente decisión.

Como se pudo ver, en el año 2014 Ecopetrol decidió cancelar unilateralmente el acuerdo con la universidad industrial de Santander que permitía el uso de este campo como espacio de investigación, formación académica y trabajo social en la región; un campo el cual se entregó en el 2006 con una tasa de producción de 14 barriles diarios y en un acto de administración e investigación se llevó en 8 años a 450 barriles diarios de crudo; por otro lado cede 45 % de la producción en un contrato con tasa a la fecha de noventa y cinco mil barriles diarios de petróleo (95.000 Bpd) el cual son campos que no necesitan inversiones de importancia pues esta la infraestructura establecida y el mecanismo de producción natural es un acuífero activo; por lo tanto no pueden existir mejores condiciones en un yacimiento para su explotación.

En el contrato de asociación el objetivo es explorar y en caso de éxito, explotar los yacimientos comerciales encontrados, las empresas asociadas asumen completamente el riesgo y los costos de exploración; sólo en el caso de encontrarse campos comerciales, la empresa estatal entra a compartir los costos pasados y futuros en porcentajes previamente definidos y es recomendable para cuando se

tiene incertidumbre en la presencia de hidrocarburos pero estos campos todos estaban en producción por lo tanto es el contrato equivocado el que está otorgando el gobierno.

En un escenario donde los precios del petróleo están en alza y donde el ritmo productivo desciende es conveniente para el país administrar y explotar este recurso de forma adecuada y en proporción a los intereses y necesidades como motor de desarrollo de la nación.

Este esquema en la política colombiana es lo que se ha denominado como economía de enclave, la cual se corresponde con un modelo económico donde las compañías extranjeras se localizan en un determinado país para extraer un recurso no renovable para la exportación con muy poca integración con el mercado interno.

Firmada la paz nacerán condiciones y escenarios atractivos para inversión y exploración en áreas de conflicto armado, en este nuevo escenario teniendo en cuenta que en la cuenca de los llanos solo el 30 % del territorio ha sido explotado se acerca una posible reactivación de la industria y descubrimiento de nuevos yacimientos, de hacerse realidad estas condiciones, se insiste en una ley que regule de manera responsable la administración de la política petrolera en el país.

No hay una fiscalización de la producción que las compañías extranjeras reportan y la política tributaria se basa en la buena fe de las compañías extranjeras.

## 9. RECOMENDACIONES

Se recomienda a Ecopetrol considerar el contrato de producción compartida o servicio con riesgo ya que este sistema se utiliza en países con perspectivas petroleras pero con necesidades de recursos técnicos y financieros como es el caso de Colombia y no entregar campos que están en producción y sin ninguna incertidumbre.

Se hace urgente y necesario redactar una ley de hidrocarburos donde sean partícipes diferentes representaciones de la sociedad, que descentralice del poder ejecutivo las decisiones estratégicas y que proyecte el beneficio de toda la sociedad, el cuidado y preservación del medio ambiente, y el crecimiento económico sustentable.

Se recomienda a la ANH no otorgar extensiones de contratos petroleros sin un análisis serio y detallado o por favores políticos; promover y rescatar la sísmica y exploración directa de Ecopetrol y establecer condiciones para atraer las inversiones de compañías exploradoras sin que esto se traduzca en un saqueo de los recursos naturales y no renovables de la nación.

## BIBLIOGRAFÍA

COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPUBLICA. Senador JORGE ENRIQUE ROBLEDO. Respuestas solicitud de información sobre el contrato de asociación Cravo norte firmado entre Ecopetrol y OXY (occidental de Colombia). Radicado 2-2014-063-20402. BOGOTA D.C. 19 de septiembre de 2014.

COLOMBIA, SENADO DE LA REPUBLICA. Doctor JORGE ENRIQUE ROBLEDO. Solicitud de información ANH. Radicado 20146240216442 del 14 de octubre de 2014. BOGOTA D.C. miércoles 29 de octubre de 2014.

ECOPETROL S.A, OCCIDENTAL ANDINA, LLC, otrosí al contrato de asociación Cravo Norte, extensión del término del contrato, 2004.

ECOPETROL S.A, OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC, OCCIDENTAL ANDINA LLC, otrosí al contrato de asociación Cravo Norte, 2005.

ECOPETROL S.A, OCCIDENTAL ANDINA LLC, OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC, Otrosí al contrato de usufructo, 2011.

ECOPETROL S.A, OCCIDENTAL ANDINA LLC, OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC, otrosí - contrato de asociación Cravo Norte – modificación autonomía del operador, 2011.

ECOPETROL, VICEPRESIDENCIA EJECUTIVA DE EXPLORACION Y PRODUCCION, criterios para la decisión de extensión o no de los contratos de asociación, 2013.

EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS, OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC,  
Contrato de asociación Cravo Norte, 1980.

EMPRESA COLOMBIANA DE PETRÓLEOS S.A, extensión contrato de asociación  
Cravo Norte, 2004.

JOSE FERNANDO ISAZA, Consideraciones sobre el contrato de asociación  
petrolera en Colombia.

## ANEXOS

### LISTA DE DOCUMENTOS CONSULTADOS Y COMPLEMENTARIOS

Contrato de Exploración y Explotación para el Sector Cravo Norte del 11 de junio 1980

Otrosí al Contrato de Asociación para la Exploración y Explotación del sector Cravo Norte, Devolución de Área del 5 de agosto de 1981

Otrosí, Protocolización Contrato de Ecopetrol del 19 de mayo de 1983

Otrosí al Contrato de Asociación para la Exploración y Explotación del sector Cravo Norte del 19 de diciembre de 1986

Otrosí, Protocolización por Asociación para la Explotación y Exploración del Sector Cravo Norte del 8 de febrero de 1989

Otrosí al Contrato de Asociación para la Exploración y Explotación del sector Cravo Norte, Devolución de Área del 9 de abril de 1991

Consejo de Estado y Sala de Consulta y Servicio Civil, radicado 1.499 del 31 de julio de 2003

Documento CONPES 3245 del 15 de septiembre 2003

Extensión Asociación Cravo Norte, Documento para la ANH del 16 de enero 2004

Otrosí al Contrato de Asociación Cravo norte, Extensión del Término del Contrato del 23 de abril 2004

Decreto 2288 de 2004

Otrosí al Contrato de Asociación Cravo norte, Extensión del Término del Contrato del 17 de junio 2005

Otrosí al Contrato de Usufructo del 28 de febrero 2011

Otrosí, Contrato de Asociación CRAVO NORTE, Modificación Autonomía del Operador del 3 de marzo 2011

Decreto ley 4137 de 2011

Directriz: Criterios para la Decisión de Extensión o no de los Contratos de Asociación de 2013