

**PROPUESTA PARA EL ESTUDIO FINANCIERO DE LAS ALTERNATIVAS QUE
VIABILIZAN EL PLAN DE DESARROLLO ADICIONAL DEL CAMPO CUSIANA.**

IVÁN ANTONIO FEDULLO RUMBO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACIÓN EN ALTA GERENCIA
BUCARAMANGA**

2014

**PROPUESTA PARA EL ESTUDIO FINANCIERO DE LAS ALTERNATIVAS QUE
VIABILIZAN EL PLAN DE DESARROLLO ADICIONAL DEL CAMPO CUSIANA.**

Autor:

IVÁN ANTONIO FEDULLO RUMBO

**Propuesta Trabajo de Aplicación para optar por el título de Especialista en
Alta Gerencia**

Directora:

LUZ STELLA RUEDA CADENA

Dra. Ph. D.

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
ESPECIALIZACIÓN EN ALTA GERENCIA
BUCARAMANGA**

2014

DEDICATORIA

Primero a DIOS, por darme la fuerza y el valor necesario para culminar con éxito esta etapa de mi vida.

A mi Madre, Pastora y a mis queridos hermanos Huguito y Adriana, quienes siempre han apoyado en todo sentido los proyectos y objetivos que me he planteado en la vida.

A mi padre, Hugo , quien a pesar de que Dios se lo llevó a su presencia hace 18 años , ha sido siempre una motivación y un ejemplo de vida que me ha acompañado siempre y aunque nos faltaron muchas cosas por vivir juntos, sé que este momento hubiera sido muy especial y motivo de orgullo para los dos.

A mi Querida esposa Nazly , quien durante estos años de matrimonio ha sabido apoyarme para continuar y nunca renunciar a mis proyectos, sin importar el tiempo familiar que haya que sacrificar con el fin lograr los objetivos planteados.

A mis amados hijos Iván Andrés e Isabella quienes con su sincero amor han sido el motor que impulsa mi vida.

A mis compañeros de clases, gracias por su amistad y porque formamos un gran equipo, que entre risas, bromas y enojos, nos ayudamos para culminar con éxito este importante reto.

A la profesora Luz Stella Rueda , quien con su paciencia y tranquilidad supo guiarme en el desarrollo de este proyecto

Gracias a todas las personas que me brindaron su ayuda directa e indirectamente para la realización de este trabajo.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	11
1. PLANTEAMIENTO Y JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	13
2. OBJETIVOS	22
2.1 OBJETIVO GENERAL	22
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	22
3. MARCO DE REFERENCIA	23
3.1. MARCO DE ANTECEDENTES	23
3.2. MARCO TEÓRICO	25
3.2.1 Método del Valor Presente Neto (VPN)	27
3.2.2 Método de la Tasa Interna de Retorno (TIR)	28
3.2.3 Simulación de Montecarlo	29
3.2.4 Estado del arte – contratación petrolera en Ecopetrol	31
4. METODOLOGÍA	39
5. RESULTADOS ESPERADOS	41
6. IMPACTOS	42
7. CRONOGRAMA	43
8. PRESUPUESTO	44
BIBLIOGRAFÍA	45

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Historia de Producción Campo Cusiana – Eventos de Perforación.	16
Figura 2. Sistema de Auto Gas Lift.	20
Figura 3. Diagrama general proceso de producción Campo Cusiana.	21
Figura 4. Método del Valor Presente Neto (VPN)	27

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Esquema de Inversión contrato de Asociación Tauramena	14
Tabla 2. Acumulado de Producción @ Enero de 2013 Pozos Campo Cusiana	16
Tabla 3. Metodología	39
Tabla 4. Cronograma	43
Tabla 5. Presupuesto	44

RESUMEN

TITULO: PROPUESTA PARA EL ESTUDIO FINANCIERO DE LAS ALTERNATIVAS QUE VIABILIZAN EL PLAN DE DESARROLLO ADICIONAL DEL CAMPO CUSIANA.*

AUTOR: IVÁN ANTONIO FEDULLO RUMBO**

PALABRAS CLAVES: Cusiana, Desarrollo Adicional, Negocio, Viabilizar, Evaluación Financiera

El proyecto de desarrollo adicional de Cusiana es una Oportunidad de Negocio que busca desarrollar reservas adicionales de crudo cercanas a los 15.9 MBLS, mediante actividades de perforación de 6 pozos nuevos, la profundización de un pozo a Guadalupe y otro a Barco, 3 conversiones a productores de gas de cresta y conversiones a inyectores de gas en flanco, adicionalmente con este proyecto se busca incrementar el factor de recobro del campo en 1.2%.

La dificultad para el desarrollo de esta oportunidad de negocio radica en la no viabilidad financiera del proyecto para EQUION – quien además de socio, actúa como operador del campo dentro del marco del contrato de asociación Tauramena – esto último debido a la cercanía de la fecha de finalización del contrato de asociación, ocasionando con ello la imposibilidad de obtener para los socios los beneficios esperados del proyecto en términos de reservas e incremento del factor de recobro del campo.

Debido a lo anteriormente mencionado para Ecopetrol S.A. el desarrollo de este proyecto se convierte en una necesidad imperiosa como futuro tenedor final del campo Cusiana y por ello se plantean las diferentes alternativas que permitan lograr su ejecución antes de la finalización del contrato en el año 2016.

El objetivo del trabajo de aplicación será el de evaluar financieramente las diferentes alternativas que permitan viabilizar la ejecución del plan de desarrollo adicional para el campo Cusiana, dentro del marco del contrato de Asociación Tauramena con el fin de incrementar el factor de recobro del campo.

La evaluación financiera de las alternativas que permitan viabilizar el plan de desarrollo adicional del campo cusiana se realizará durante el segundo semestre del año 2013 y el primer semestre del año 2014.

* Trabajo de grado

** Escuela de Estudios Industriales y Empresariales. Maestría en Gerencia de Negocios – Mba. Especialización en Alta Gerencia. Directora. Luz Stella Rueda Cadena

ABSTRACT

TITLE: FINANCIAL PROPOSAL FOR THE STUDY OF ALTERNATIVES that make possible ADDITIONAL DEVELOPMENT PLAN FIELD CUSIANA*.

AUTHOR: IVAN ANTONIO Fedullo COURSE**

KEYWORDS: Cusiana, Additional Development, Business, Make viable, Financial Evaluation

The draft further development of Cusiana is a Business Opportunity seeking to develop additional oil reserves near the 15.9 MBLS , by drilling of 6 new wells , deepening a well at Guadalupe and another at Barco, 3 conversions to producers peak gas injectors and gas conversions flank , further with this project seeks to increase the recovery factor of the field in 1.2 %.

The difficulty for the development of this business opportunity lies in the non-financial viability of the project for EQUION - Partner who also acts as operator of the field within the framework of the Partnership Contract Tauramena - the latter due to the proximity of the date of completion of the partnership contract , thereby causing the inability to obtain partners to the expected benefits of the project in terms of reserves and increase the recovery factor of the field.

Due to the above for Ecopetrol the development of this project becomes an imperative as a future end holder Cusiana field and thus the different alternatives to achieve its implementation before the end of the contract in 2016 raised .

The objective of the implementation work will be to financially evaluate alternatives that allow feasible implementation plan for further development Cusiana field within the framework of the contract Tauramena Association in order to increase the recovery factor of the field.

The financial evaluation of viable alternatives to plan further development of Cusiana field will take place during the second half of 2013 and the first half of 2014.

* Work degree

**School of Industrial and Business Studies. Master of Business Administration - MBA. Specialization in Management. Director. Stella Light Chain Wheel

INTRODUCCIÓN

El proyecto de desarrollo adicional de Cusiana es una Oportunidad de Negocio que busca desarrollar reservas adicionales de crudo cercanas a los 15.9 MBLS, mediante actividades de perforación de 6 pozos nuevos, la profundización de un pozo a Guadalupe y otro a Barco, 3 conversiones a productores de gas de cresta y conversiones a inyectores de gas en flanco, adicionalmente con este proyecto se busca incrementar el factor de recobro del campo en 1.2%.

La dificultad para el desarrollo de esta oportunidad de negocio radica en la no viabilidad financiera del proyecto para EQUION – quien además de socio, actúa como operador del campo dentro del marco del contrato de asociación Tauramena – esto último debido a la cercanía de la fecha de finalización del contrato de asociación, ocasionando con ello la imposibilidad de obtener para los socios los beneficios esperados del proyecto en términos de reservas e incremento del factor de recobro del campo.

Debido a lo anteriormente mencionado para Ecopetrol S.A. el desarrollo de este proyecto se convierte en una necesidad imperiosa como futuro tenedor final del campo Cusiana y por ello se plantean las diferentes alternativas que permitan lograr su ejecución antes de la finalización del contrato en el año 2016.

El objetivo del trabajo de aplicación será el de evaluar financieramente las diferentes alternativas que permitan viabilizar la ejecución del plan de desarrollo adicional para el campo Cusiana, dentro del marco del contrato de Asociación Tauramena con el fin de incrementar el factor de recobro del campo.

Para el logro del objetivo planteado se emplearán metodologías tales como: la recopilación de información bibliográfica desde la perspectiva técnica, se identificarán los beneficios a Nivel de Yacimiento para el campo Cusiana, la revisión de Actas de Subcomités técnicos de la Asociación Tauramena, la revisión tanto de las licencias ambientales del campo Cusiana como el marco jurídico aplicable al contrato de asociación y finalmente a través de talleres de expertos se realizará la definición de las variables del modelo financiero a aplicar. La evaluación financiera de las alternativas que permitan viabilizar el plan de desarrollo adicional del campo cusiana se realizará durante el segundo semestre del año 2013 y el primer semestre del año 2014.

1. PLANTEAMIENTO Y JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Ecopetrol y B.P EXPLORATION COMPANY LTD - hoy EQUION ENERGIA LIMITED - firmaron el contrato de asociación Tauramena el día 4 de Julio de 1988, el cual finaliza el 3 de Julio de 2016.

En el marco de dicho contrato de Asociación actualmente la compañía EQUION ENERGIA LIMITED se desempeña como operador y como tal tiene el control de todas las operaciones y actividades del área contratada, dentro de dicho contrato de asociación. Ecopetrol y EQUION han construido de forma conjunta el caso técnico llamado proyecto de desarrollo adicional para el campo Cusiana.

Este proyecto es una Oportunidad de Negocio que busca desarrollar reservas adicionales de crudo cercanas a los 15.9 MBLS (volúmenes técnicos al año 2031), mediante actividades de perforación de 6 pozos nuevos, la profundización de un pozo a Guadalupe y otro a Barco, 3 conversiones a productores de gas de cresta y conversiones a inyectores de gas en flanco; adicionalmente con este proyecto se busca incrementar el factor de recobro del campo en 1.2%.

Debido a factores tales como: la cercanía en la fecha de finalización del contrato de asociación Tauramena, la complejidad técnica del proyecto y el volumen de las inversiones requeridas para el desarrollo del mismo, la Vicepresidencia de Producción de Ecopetrol ha evaluado desde el punto de vista financiero que para las asociadas : EQUION (antes BP Exploration Company, sociedad existente de conformidad con las leyes de Inglaterra) - , TEPMA (compañía constituida de conformidad con las leyes de Holanda) y BP SANTIAGO (antes Triton Colombia Inc. Compañía constituida de conformidad con las leyes de las Islas caimán) no es viable la ejecución del proyecto en las condiciones y porcentajes actuales de

inversión variable del contrato - la cual se muestra en la siguiente tabla-, debido básicamente al poco tiempo para lograr la recuperación de la inversión realizada.

Tabla 1. Esquema de Inversión contrato de Asociación Tauramena

AÑO	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ECOPETROL	50%	53%	57%	61%	69.4%	69.4%	69.4%	78%	90%	98%
BP	19%	17.86%	16.34%	14.82%	11.628%	11.628%	11.628%	8.36%	3.8%	0.76%
TEPMA	19%	17.86%	16.34%	14.82%	11.628%	11.628%	11.628%	8.36%	3.8%	0.76%
BP SANTIAGO	12%	11.28%	10.32%	9.36%	7.344%	7.344%	7.344%	5.28%	2.4%	0.48%

Fuente: Otro SI #6 del Plan Integral para la Explotación Unificada de la Estructura Petrolífera de Cusiana

De acuerdo al ejercicio interno realizado por Ecopetrol , el proyecto en las condiciones actuales de inversión del contrato de asociación y valorado con los parámetros financieros de EQUION (precio del crudo de 80 USD/Bbl y tasa de descuento del 9%) da un VPN negativo de 1.4 MUSD; esta inviabilidad financiera del proyecto para EQUION - quien además de socio actúa como operador del campo – muestra la dificultad actual para desarrollar el proyecto y la imposibilidad de obtener los beneficios esperados del mismo en términos de reservas y factor de recobro; para Ecopetrol este proyecto es clave y de mucho interés, ya que su ejecución aporta a la consecución de la meta de producción de 1 Millón de barriles de petróleo equivalente en el año 2015 y por ser el tenedor y propietario final del campo Cusiana a partir del año 2016, lo cual hace que la administración óptima y oportuna del yacimiento sea una condición necesaria , la no ejecución de este proyecto tendría un impacto para Ecopetrol de no incorporar reservas de crudo por 15.9 MBLS .

Para llevar a cabo el plan de desarrollo antes mencionado durante los años 2014 y 2016, es necesario llegar a acuerdos comerciales que hagan viable su ejecución antes de la finalización del contrato de asociación, ya que la no ejecución del proyecto antes del año 2016, tendría un impacto negativo en las reservas a recuperar al límite económico del campo, por lo que en este trabajo de aplicación

se busca la evaluación financiera de las diferentes alternativas que permitan viabilizar la realización del plan de desarrollo para el campo Cusiana y con ello desarrollar las reservas adicionales de crudo e incrementar el factor de recobro del campo.

El Campo está conformado actualmente por 77 pozos, donde 19 son inyectores activos de gas (mecanismo de recobro mejorado y mantenimiento de presión), 2 son inyectores activos de agua (disposal), 27 pozos son productores activos de petróleo y gas, y 28 se encuentran inactivos. Los pozos activos el campo fluyen a superficie naturalmente a excepción del CSTA22 el cual tiene un sistema de gas Lift instalado.

Los pozos son productores de las Formaciones Mirador, Barco y Guadalupe, sin embargo la mayor producción y recobro lo registra la formación Mirador, en donde históricamente se han inyectado los mayores volúmenes de gas.

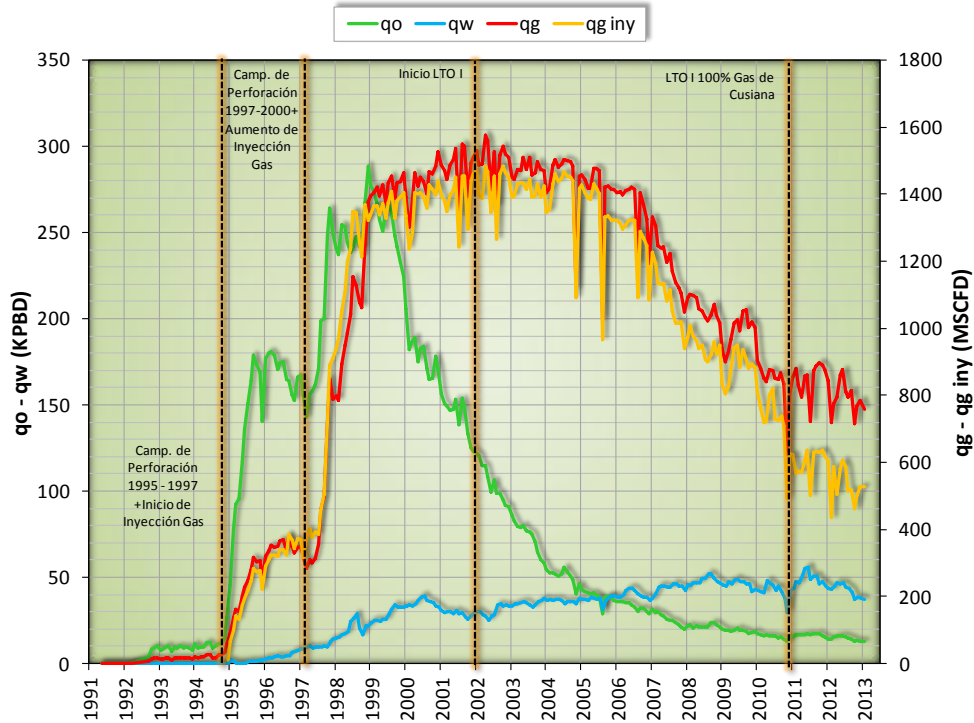
Para Enero de 2013 se han recuperado 639.88 MBLS de petróleo lo cual equivale a un factor de recobro actual del 48.5%. A la misma fecha el campo presenta una producción de 12767 BOPD, 759 MSCFD y 37183 BWPD, una tasa de inyección de gas de 529 MSCFD y una tasa de inyección de agua de 48973 BWPD.

Las ventas de gas en Cusiana por LTO1 iniciaron en el año 2002, siendo alimentadas principalmente por gas de los campos del norte y en menor proporción por Campo Cusiana, sin embargo a partir de Enero de 2011 la totalidad de las ventas por LTO1 han sido soportadas por gas del mismo Campo Cusiana, lo cual ha generado menores volúmenes de inyección de gas en el campo e impactos en producción asociados. El factor de reemplazamiento acumulado es de aproximadamente 0.93 “.¹

¹ PLAN DE DESARROLLO CONCEPTUAL DE CUSIANA, GERENCIA TECNICA Y DE DESARROLLO DE E&P, SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS PAG 13

A continuación se muestra la gráfica de producción e inyección histórica del campo. Figura 1

Figura 1. Historia de Producción Campo Cusiana – Eventos de Perforación.



La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra los acumulados y las tasas de producción e inyección de cada pozo del Campo Cusiana a Enero de 2013.

Tabla 1. Acumulado de Producción @ Enero de 2013 Pozos Campo Cusiana

Pozo	Qo (BOPD)	Qg (MSCFD)	Qw (BWPD)	NP (MBIs)	Gp (GSCF)	Wp (MBIs)
BAA1Z	-	-	-	10.3	24.7	0.0
BAA23	-	-	-	4.7	13.3	0.3
BAA23ST1	851	67	210	1.1	75.7	0.3
BAA4Y	-	-	-	2.0	7.3	0.0
BAA4YRE	-	-	-	0.1	0.5	0.1

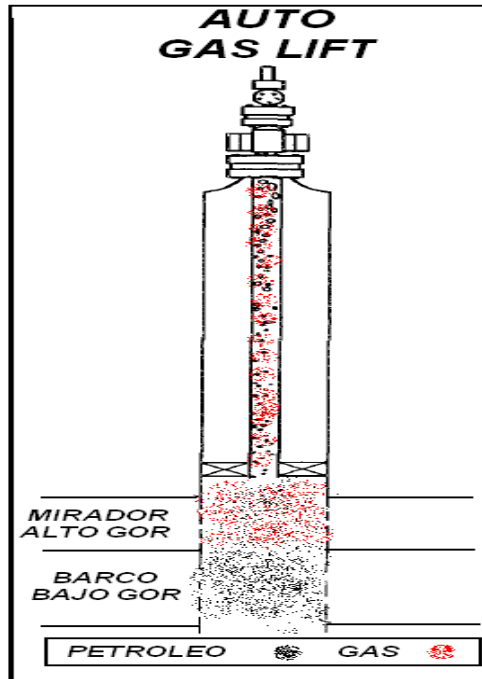
Pozo	Qo (BOPD)	Qg (MSCFD)	Qw (BWPD)	NP (MBIs)	Gp (GSCF)	Wp (MBIs)
BAB2ST1	764	37	1106	15.1	175.4	1.3
BAB2V	-	-	-	2.8	4.3	0.7
BAB2W	-	-	-	0.5	0.8	0.1
BAB6	438	67	130	22.7	128.4	0.2
BABA33Z	-	-	-	12.9	148.2	0.2
BABA38Z	219	18	222	15.8	218.3	0.4
BABA40	-	-	-	7.7	209.1	1.0
BAC3ST1S	-	-	-	5.7	16.9	0.1
BAC3ST2Z	-	-	-	5.7	150.3	1.0
BACA27	117	21	150	8.5	102.3	4.9
BACA34	166	54	706	0.0	27.4	0.2
BAD21Z	-	-	-	21.7	180.6	8.6
BAD24	-	-	-	6.9	46.5	1.0
BAD5Z	413	35	1228	22.4	166.0	1.5
BADD17	33	15	713	16.9	259.8	17.9
BADD22	-	-	-	6.6	21.8	2.5
BADD25	-	-	-	3.1	30.4	0.1
BAG19Z	-	-	-	15.4	111.7	32.0
BAG9	-	-	-	2.8	6.8	0.0
BAGC37	-	-	-	5.1	49.0	3.0
BAGX39	504	3	6926	11.6	104.1	27.9
BAH15	-	-	-	13.0	353.0	1.3
BAH15L1Z	390	12	71	1.0	21.7	0.1
BAH41Y	-	-	-	0.5	1.0	0.1
BAH41Z	-	-	-	3.5	4.7	0.0
BAJ20	-	-	-	0.1	1.1	0.0
BAPB26	907	37	578	9.4	211.8	1.4
BAPB28ST1Y	205	16	706	0.8	18.4	0.6
BAW18	-	-	-	16.1	270.7	9.0
BAW29	-	-	-	5.8	44.0	0.3
BAWA32Z	167	3	202	14.5	236.5	1.5
BAWA35	-	-	-	19.3	357.0	1.2
BAWA42	-	-	-	0.9	37.9	0.2
BAX11Z	-	-	-	14.3	39.7	0.0

Pozo	Qo (BOPD)	Qg (MSCFD)	Qw (BWPD)	NP (MBIs)	Gp (GSCF)	Wp (MBIs)
BAX14Y	-	-	-	0.4	3.5	0.0
BAXA30	-	-	-	9.1	152.9	0.3
BAY16Z	-	-	-	8.0	68.6	4.3
BAY7Z	-	-	-	12.9	45.1	0.1
BAZ10	507	14	418	29.5	347.1	1.0
BAZ12	-	-	-	15.3	90.5	0.2
CSK10ST1	635	23	5179	10.7	74.0	19.0
CSK19X	-	-	-	4.7	9.3	3.5
CSK2AST1	-	-	-	0.0	0.0	0.0
CSK6REZ	484	22	23	2.6	71.1	1.2
CSK7	467	21	4803	24.1	138.9	18.5
CSKA16X	-	-	-	6.7	136.0	2.3
CSKA16XST1	937	58	2784	0.8	37.1	2.5
CSKA20Y	-	-	-	4.8	15.4	0.8
CSM1	857	47	-	0.2	11.4	-
CSM21Z	-	-	-	3.8	12.0	1.0
CSM25Z	292	25	7078	11.9	224.0	18.0
CSMA28	407	6	950	1.9	14.3	1.7
CSQ17	195	14	128	8.8	179.8	0.4
CSQ4ST2Y	260	31	381	27.9	368.9	0.8
CSR11	-	-	-	20.7	196.9	1.6
CSR13Y	-	-	-	3.2	33.5	0.0
CSR9ST1	148	8	1095	7.9	164.8	2.1
CSR9Z	-	-	-	5.6	11.5	0.1
CST3ST1	-	-	-	2.0	5.3	0.7
CST3X	-	-	-	8.0	12.9	1.5
CSTA22	-	-	-	1.8	6.1	0.4
CSTA27ST1Z	1058	46	1023	2.2	45.8	1.5
CSTC14	-	-	-	3.2	5.1	0.7
CSTC18	-	-	-	18.9	279.2	1.2
CSTS23	-	-	-	9.1	144.2	0.4
CSTS24	-	-	-	4.8	47.1	2.1
CSTS26Y	-	-	-	3.6	120.3	1.3
CSV29	391	29	75	0.7	41.6	0.8

Pozo	Qo (BOPD)	Qg (MSCFD)	Qw (BWPD)	NP (MBIs)	Gp (GSCF)	Wp (MBIs)
CSV8	-	-	-	8.6	16.3	0.7
CSVA12	-	-	-	4.7	38.5	0.0
RCE1	-	-	-	14.2	18.0	0.1
RCE2W	955	30	300	9.3	41.7	0.7
Total	12767	759	37185	640	7106	213

Sistema de levantamiento: Los pozos del Campo Cusiana producen por flujo natural, el método de recobro mejorado por inyección de gas ha logrado mitigar la declinación en la presión del yacimiento y conservar la capacidad de levantamiento propia de los pozos. Actualmente el único pozo que posee un sistema de levantamiento artificial es el pozo CSTA22, al cual se le instalo un sistema gas Lift en Febrero de 2011. Adicionalmente, algunos pozos productores de las Formaciones Barco y Guadalupe, cuentan con un sistema de auto Gas Lift como se ve en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, el cual consiste en cañonear unos pies de la Fm. Mirador, la cual posee altas saturaciones de gas y así disminuir el peso de la columna de petróleo y producir eficientemente capas más profundas que usualmente tienen bajo GOR (menores a 10.000) y/o alta producción de agua.

Figura 2. Sistema de Auto Gas Lift.



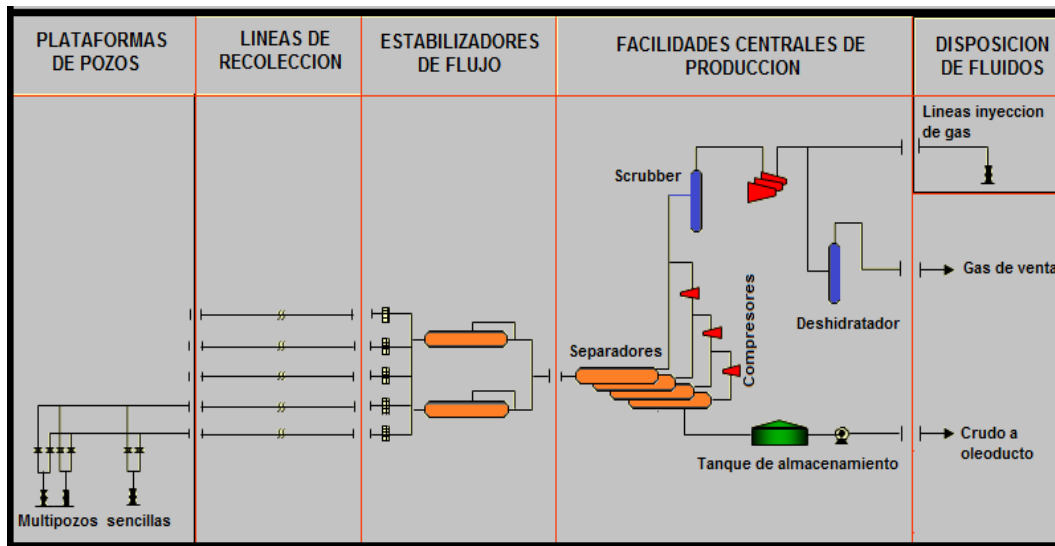
Facilidades de superficie: Los fluidos producidos por los pozos del campo son transportados a través de las líneas de flujo en superficie directamente al CPF del Campo Cusiana; éste se compone de 2 trenes de procesamiento de crudo, con capacidad de 180 KBPD cada uno y 3 trenes de turbinas con capacidad de manejo total de 1050 MSCFD de gas. La capacidad de inyección de agua para disposición es de 80000 BWPD.

El gas producido en el campo es reinyectado de nuevo al yacimiento, luego de asegurar ventas de gas y el crudo es tratado con el fin de retirarle el agua, el gas y las trazas de arena con que llega al CPF, para que reúna las especificaciones de entrega al oleoducto. El esquema de producción general se puede ver en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**²

² PLAN DE DESARROLLO CONCEPTUAL DE CUSIANA, GERENCIA TECNICA Y DE DESARROLLO DE E&P, SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS PAG 14-20 y 38

El mecanismo de producción del yacimiento es expansión de fluidos y roca. Como método de recobro mejorado, en el Campo Cusiana se implementó la reinyección de gas (proveniente del mismo yacimiento) a partir del año 1994, método que ha permitido un mantenimiento de presión de yacimiento, generar un efecto de revaporización de carbonos y optimizar así el recobro de petróleo”.

Figura 3. Diagrama general proceso de producción Campo Cusiana.



2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GENERAL

- Evaluar financieramente las diferentes alternativas que permitan viabilizar la ejecución del plan de desarrollo adicional para el campo Cusiana dentro del marco del contrato de Asociación Tauramena con el fin de incrementar el factor de recobro del campo.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar el estado técnico actual del plan de desarrollo del campo Cusiana dentro del marco el contrato de asociación Tauramena de la Gerencia Regional Nororiente de Ecopetrol.
- Describir el marco jurídico aplicable al contrato de asociación Tauramena en la operación actual del campo Cusiana de la Gerencia Regional Nororiente de Ecopetrol.
- Identificar las variables críticas de cada una de las alternativas del plan de desarrollo adicional para el campo Cusiana.
- Aplicar el modelo de Ecopetrol para la evaluación Financiera con las alternativas que cumplan con los criterios técnicos y de viabilidad ambiental para la perforación de pozos en Cusiana.
- Evaluar financieramente con escenarios probabilísticos las alternativas que cumplan con los criterios técnicos y de viabilidad ambiental para la perforación de pozos en Cusiana.

3. MARCO DE REFERENCIA

3.1. MARCO DE ANTECEDENTES

Cusiana es un campo maduro ubicado en el Piedemonte Llanero Colombiano en el cual se estiman unas reservas probadas desarrolladas en producción (RPDP) de aprox. 20 MBLS (12 MBLS aceite y 8 MBLS de NGL) y donde aún se visualiza un potencial remanente de reservas de petróleo significativo principalmente en las Formaciones Barco y Guadalupe. Sin embargo, su desarrollo se ve limitado por los altos costos de ejecución de los proyectos y la poca disponibilidad de gas de inyección causada por las ventas de 200 MSCFD de gas por la planta LTOI que a partir de Enero de 2011 han sido soportadas en su totalidad por gas del mismo campo y causan en yacimiento una menor relación de reemplazamiento e impactos en producción de petróleo teniendo en cuenta que el principal mecanismo de recobro del campo es la re-inyección de gas.

A la luz de lo anteriormente expuesto, la estrategia de desarrollo propuesta para el campo contempla los siguientes aspectos:

- Aseguramiento de la curva base de producción del campo (RPDP)
- Aseguramiento de venta de gas por 200 MSCFD soportadas por Cusiana.
- Aseguramiento de volúmenes adecuados de producción e inyección de gas en el Campo.
- Aumento del factor de recobro de las formaciones Barco y Guadalupe
- Minimizar el impacto causado por Back Oil Loses del campo
- Extracción de productos blancos asociados a ventas de gas

El pilar del desarrollo y optimización de producción del Campo Cusiana, es la implementación de la estrategia denominada “*Blow Down Modificado*”, que está

enmarcada en una eficiente administración del gas disponible en el campo y en la cual se plantea una serie de trabajos de conversiones, reactivación de pozos y adición de cañoneos con el fin de asegurar volúmenes suficientes de producción de gas para la inyección de gas, con el fin de viabilizar y soportar las opciones de desarrollo de reservas de petróleo identificadas en el Campo y garantizar las ventas de gas.

El plan de desarrollo del Campo Cusiana considera la perforación de seis nuevos pozos de desarrollo, la profundización de un pozo a Guadalupe y otro a Barco, 3 conversiones a productores de gas de cresta y conversiones a inyectores de gas en flanco.

Considerando la proyección de la curva básica de producción y el plan de desarrollo propuesto permitirá incrementar en un 1.2% el Factor de Recobro del Campo, lo cual se traduciría en un adicional de reservas del orden de 25 MBLS.”³

“En 1998 se obtuvo una tasa máxima de producción de 288 KBLS de petróleo tras agresivas campañas de perforación entre los años 1995 y 1999 y acompañada de recobro mejorado por inyección de gas, proceso que comenzó en Diciembre de 1994 bajo un esquema de inyección de cresta. Entre los años 2000 y 2004 se realizaron pilotos de recobro mejorado por inyección de agua en distintos sectores del campo; sin embargo, los resultados no fueron los esperados al presentarse irrupciones tempranas del agua de inyección en pozos productores. Cabe mencionar que la totalidad del agua de producción de los Campos del Piedemonte Llanero es dispuesta en Campo Cusiana”.

³ PLAN DE DESARROLLO CONCEPTUAL DE CUSIANA, GERENCIA TECNICA Y DE DESARROLLO DE E&P, SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS PAG 9

3.2. MARCO TEÓRICO

“La definición de “evaluación” propuesta por Unicef y presentada en el acápite 1.6.2 señala que el proceso evaluativo consiste en un ejercicio de análisis de la pertinencia, eficacia e impacto del proyecto a la luz de determinados objetivos específicos. Así, la evaluación recopila información relevante para el análisis del proyecto desde la perspectiva de diversos objetivos.

Convencionalmente, hemos distinguido los distintos tipos de evaluación según sus puntos de vista y los criterios utilizados para analizar el proyecto. Los puntos de vista y los criterios de análisis, a su vez, se relacionan con los diferentes objetivos que diversos agentes pueden lograr mediante el proyecto. Por Ejemplo:

- La *evaluación financiera* identifica, desde el punto de vista de un inversionista o un determinado participante en el proyecto, los ingresos y egresos atribuibles a la realización del proyecto y, en consecuencia, la rentabilidad generada por el mismo. La evaluación financiera juzga el proyecto a la luz del objetivo de generar rentabilidad financiera. Juzga el flujo de fondos generado por el proyecto.
- La *evaluación económica* tiene la perspectiva de la sociedad o la nación, como colectividad. Indaga sobre el aporte que hace el proyecto al bienestar socioeconómico nacional, sin tener en cuenta el efecto del proyecto sobre la distribución de ingresos y riquezas. Así, por definición, la evaluación está juzgando el proyecto según su aporte al objetivo de contribuir al bienestar de la colectividad nacional.
- La *evaluación social*, igual que la económica, analiza el aporte neto del proyecto al bienestar socioeconómico, pero además asigna una prima a los impactos del proyecto que modifican la distribución de ingresos y riquezas, esta evaluación

analiza el aporte del proyecto al objetivo amplio de aumentar el bienestar de la sociedad y de mejorar la equidad distributiva.

La naturaleza del proyecto y los objetivos de sus inversionistas y ejecutores definirán la relevancia de cada tipo de evaluación. Para los proyectos realizados por inversionistas del sector privado, podría esperarse que la única evaluación tomada en cuenta para la toma de decisiones sea la evaluación financiera, ya que el objetivo de los ejecutores se relaciona con la maximización de ganancias financieras. En contraste, si el proyecto propuesto es realizado por el sector público, es posible que el objetivo que motive la realización del proyecto no se relacione con la rentabilidad de la inversión, sino que busque satisfacer alguna necesidad de la comunidad o hacer un aporte al bienestar colectivo.

Un proyecto se descarta sino se obtiene un resultado favorable de las evaluaciones relevantes, después de haber analizado las diferentes alternativas de diseño y las modificaciones generadas por el propio proceso de preparación y evaluación. El proyecto que arroja un resultado positivo en las evaluaciones relevantes se compara con las otras alternativas de inversión, con el fin de seleccionar la mejor. Así, La evaluación apoya y contribuye al proceso de toma de decisiones, con el fin de participar en una mejor utilización de recursos y en cumplimiento de los objetivos de los inversionistas o ejecutores”.⁴

“La evaluación financiera mide la rentabilidad que un determinado proyecto genera para un determinado agente, para así poder tomar una decisión sobre la bondad de ejecutarlo o participar en él. Su análisis debe basarse en una comparación entre los ingresos que genera y aquellos que podrían recibirse si los recursos se invirtieran en su mejor uso alternativo, es decir es necesario evaluar la rentabilidad de cualquier inversión a la luz del costo de sacrificar las oportunidades de utilizar

⁴ MOKATE, Karen Marie. Evaluación financiera de proyectos de Inversión. Págs. 17 y 18.

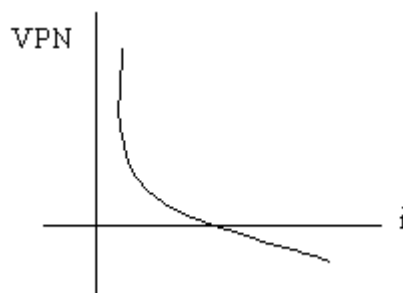
el dinero para llevar a cabo otras inversiones, o sea, del costo de oportunidad del dinero”.⁵

Los métodos financieros utilizados son los criterios utilizados para la toma de decisiones de los diferentes proyectos.

3.2.1 Método del Valor Presente Neto (VPN). “El método del Valor Presente Neto es muy utilizado por dos razones, la primera porque es de muy fácil aplicación y la segunda porque todos los ingresos y egresos futuros se transforman a pesos de hoy y así puede verse, fácilmente, si los ingresos son mayores que los egresos. Cuando el VPN es menor que cero implica que hay una pérdida a una cierta tasa de interés o por el contrario si el VPN es mayor que cero se presenta una ganancia. Cuando el VPN es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente. La condición indispensable para comparar alternativas es que siempre se tome en la comparación igual número de años, pero si el tiempo de cada uno es diferente, se debe tomar como base el mínimo común múltiplo de los años de cada alternativa.

En la aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de interés que se utilice. Por lo general el VPN disminuye a medida que aumenta la tasa de interés, de acuerdo con la siguiente gráfica:

Figura 4. Método del Valor Presente Neto (VPN)



⁵ MOKATE, Karen Marie. Evaluación financiera de proyectos de Inversión. Pág. 137

En consecuencia para el mismo proyecto puede presentarse que a una cierta tasa de interés, el VPN puede variar significativamente, hasta el punto de llegar a rechazarlo o aceptarlo según sea el caso.

El VPN representa el valor presente de los beneficios netos después de haber recuperado las sumas invertidas en el proyecto y sus correspondientes costos de oportunidad. Por lo tanto, VPN igual a cero no significa que no hay beneficios, sino que los beneficios alcanzan tan sólo a compensar el capital invertido y su costo de oportunidad (el sacrificio de otras alternativas de inversión). Un VPN negativo no necesariamente implica que no hay ingresos netos positivos, sino que aquellos no alcanzan a compensar los costos de oportunidad de dejar de lado las alternativas de inversión; en tal caso será más rentable invertir en las alternativas y optar por no invertir en el proyecto. Así mismo un VPN positivo implica que el proyecto arroja un beneficio aún después de recuperar el dinero invertido y cubrir el costo de oportunidad de las alternativas de su inversión”.⁶

Al evaluar proyectos con la metodología del VPN se recomienda que se calcule con una tasa de interés superior a la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO), con el fin de tener un margen de seguridad para cubrir ciertos riesgos, tales como liquidez, efectos inflacionarios o desviaciones que no se tengan previstas.

3.2.2 Método de la Tasa Interna de Retorno (TIR). “Otro criterio utilizado para la toma de decisiones sobre los proyectos de inversión es la tasa interna de retorno (TIR). Se define como la tasa de descuento intertemporal a la cual los ingresos netos del proyecto apenas cubren los costos de inversión, de operación y de rentabilidades sacrificadas. Es la tasa de interés que, utilizada en el cálculo del VPN, hace que el Valor presente neto del proyecto sea igual a cero. En otras

⁶ MOKATE, Karen Marie. Evaluación Financiera de proyectos de inversión. Págs. 140 y 141

palabras, indica la tasa de interés de oportunidad para la cual el proyecto apenas será aceptable”.⁷

La TIR es, entonces, un valor crítico de la tasa de interés de oportunidad. Señala la tasa de rentabilidad generada por los fondos invertidos, asumiendo que los frutos de la inversión (los flujos netos positivos del proyecto) se reinvierten en el proyecto, es decir, mide la rentabilidad del dinero mantenido dentro del proyecto.

3.2.3 Simulación de Montecarlo. “Cuando se realiza un análisis de sensibilidad y posteriormente se plantean escenarios para estudiar una situación incierta , el horizonte del análisis se circunscribe al planteamiento y evaluación de tres a cinco diferentes situaciones , buscando hacerse a una idea de lo que podría suceder en el futuro , sin embargo esos escenarios por bien definidos que sean , en ocasiones son limitados , ya que la realidad puede presentarse de muchas formas de acuerdo con la interacción de incertidumbres , y lo ideal es estar preparados para evaluar cualquier tipo de situación posible.

Los orígenes de la simulación de Montecarlo se remontan a la segunda guerra mundial, durante el diseño de la bomba atómica. El matemático John Von Neumann, fue uno de los participantes en el proyecto y una de las personas que contribuyeron en forma importante a su posterior divulgación. Von Neumann mostró cómo es posible llegar a resultados combinando muestreo de variables , consiguiendo soluciones que en ocasiones serían imposibles de obtener , debido a la dificultad que entraña el poder resolver una integral que combina múltiples incertidumbres interrelacionadas.

La simulación de Montecarlo es una técnica que permite considerar todas las posibles combinaciones, interrelaciones y escenarios que pueda llegar a tener una oportunidad o cualquier situación específica que se desee analizar. Al incluir la

⁷ MOKATE, Karen Marie. Evaluación Financiera de proyectos de inversión. Pág. 145

distribución de probabilidad de cada una de las variables críticas, se obtiene el histograma resultante de los riesgos combinados, que no es otra cosa que la proyección y medición de la incertidumbre. Como resultado , es factible por ejemplo , obtener las posibilidades de cumplimiento de una meta o de perder dinero (VPN negativo) , lo cual es muy útil y en muchos casos es más fácilmente entendible para las personas que van a tomar decisiones con respecto a la situación.

En el mundo de los negocios, las compañías de servicios y las grandes fábricas – entre otras aplicaciones – cada vez es más popular el uso de técnicas de simulación que permiten generar múltiples escenarios, los cuales son de gran utilidad al momento de evaluar los cursos de acción a seguir. De hecho, de acuerdo con diversos estudios realizados en los Estados Unidos, más de la mitad de las grandes empresas utilizan herramientas de simulación en sus ejercicios de planeación estratégica.

El propósito de la simulación es imitar el mundo real a partir de la utilización de un modelo matemático que permita estudiar las propiedades y características de la situación analizada, para generar conclusiones y tomar decisiones basados en los resultados. Las etapas necesarias para realizar el proceso son:

- Construcción del modelo en condiciones de certidumbre plena.
- Identificación de las variables críticas.
- Definición de las distribuciones de probabilidad de las variables aleatorias.
- Construcción del modelo de simulación.
- Análisis de resultados
- Generación de análisis complementarios.

Es de esperar que las variables que arrojaron alto impacto en el análisis de sensibilidad , y que presentan, ya sea en el diagrama causa-efecto integrado o en el de influencia , sean aquellas a las que se les definan distribuciones de probabilidad para utilizar en el modelo de simulación. Cristal Ball y @Risk son los programas para computador más empleados a nivel empresarial para realizar simulaciones, ya que permiten la construcción de modelos en hojas de cálculo”.⁸

3.2.4 Estado del arte – contratación petrolera en Ecopetrol. “Hasta los años cincuenta, Estados Unidos producía más de la mitad del petróleo mundial y por ello su régimen fiscal era referencia obligada para las compañías privadas del hemisferio occidental. En Estados Unidos, la propiedad privada incluye el subsuelo, salvo en la plataforma marítima, mientras en la mayor parte del mundo, la Nación o el Estado son propietarios del subsuelo. La excepcionalidad de Estados Unidos es importante porque este país es la cuna de la industria petrolera internacional y porque, como se verá más adelante, los contratos de asociación surgen de acomodar —más mal que bien— los intereses de inversionistas privados que ahora solo tienen derechos restringidos de operación y de producción.

Cuando una nación es propietaria de los recursos minerales, el Estado tiene tres alternativas para explotarlos: 1) estructurar un sistema de licencias que den acceso libre a los inversionistas, en el que se puede cobrar o no un pago determinado en competencia, y en el que generalmente se cobran regalías; 2) contratar a operadores privados para que exploren y exploten los recursos, con pagos prefijados por labor ejecutada y sin que las compañías operadoras tengan participación en las ganancias (contratos de servicios); o 3) actuar como terrateniente, arrendando los terrenos de exploración, y luego aplicando un acuerdo de repartición del producto encontrado en el subsuelo con el arrendatario.

⁸ BRAVO MENDOZA, Oscar. SANCHEZ, Marleny: Gestión integral de riesgos. Tomo I, Tercera Edición, Ed. Bogotá, Julio de 2009. Consorcio Gráfico Ltda. Páginas 337 - 339

Los instrumentos para lograr el government take incluyen las regalías, la parte de producción tomada por el Gobierno (cuando aplica), los impuestos y los cobros independientes del nivel de actividad. Cada instrumento fiscal tiene efectos negativos o positivos sobre la rentabilidad privada, e impactos regresivos o progresivos sobre los ingresos del Gobierno. Los economistas no son amigos de las regalías, dada su ineficacia económica; estas, como porcentaje de la producción, introducen un umbral mínimo de inversión, desfavorecen el interés en campos pequeños, reducen la viabilidad de los prospectos cuando los precios bajan y desestimulan la producción cuando se acerca el agotamiento.

Los contratos de concesión (royalty/tax [R/T]) fueron los primeros en usarse históricamente en la industria petrolera y, en la práctica, los únicos arreglos disponibles para propósitos prácticos durante los años cincuenta. En estos contratos, las compañías adquieren derechos de propiedad sobre la totalidad del flujo de recursos que extraen (después de regalías). La nacionalización de la industria petrolera en diversos países como Arabia Saudita, Venezuela y Kuwait, y la fundación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (opec) en 1960, coincidieron con la finalización de estos contratos, salvo en Estados Unidos y Europa Occidental.

En un contrato de asociación genérico, las compañías internacionales exploran por su cuenta y riesgo, y adquieren derechos de propiedad sobre la fracción del flujo de recursos producidos que queda después de entregar una parte de la producción a la empresa estatal petrolera y después de las regalías. Una parte del recurso extraído se usa para recuperar costos de inversión y de exploración (al comienzo de la explotación) y, posteriormente, otra parte de la extracción se contabiliza como “petróleo de ganancia”.

El contrato de asociación fue presentado internacionalmente como conquista progresista de los países productores, cuando su lógica era pre moderna. El papel de las empresas estatales en los contratos de asociación tiende a ser menos el de socio de negocio y más el de propietario que recolecta rentas de la tierra, especialmente cuando la tributación es baja y la empresa estatal es fuente de ingresos fiscales para los gobiernos.

Ecopetrol nace ante la inminencia de recibir los activos de la Concesión de Mares, que revertía en 1951, pero debido a que no tenía recursos ni experiencia suficiente para acometer planes agresivos de exploración, Hasta 1974, las reservas administradas por Ecopetrol crecieron más por las reversiones que por nuevos descubrimientos.

Con el contrato de asociación inicial usado entre 1974 y 1989, llamado contrato 50-50 (28 años de duración, de los cuales seis eran de exploración y 22 de explotación), se descubrieron Caño Limón (1983; 1.250 millones de barriles) y Cusiana (1989; 750 millones de barriles), y el government take de este contrato era del orden del 78,90%. La estabilidad jurídica de un país era la variable que podía definir la atracción de capital para exploración y producción, cuando los demás aspectos de la prospectividad y los regímenes fiscales fueran similares en países competidores. Esta era una ventaja de Colombia que tuvo efectos tangibles con estos hallazgos.

Las reservas probadas pasaron de 635,1 millones en 1983, a 1.108 en 1984, y a 1.984,3 en 1989; es decir, se habían triplicado en una década. Los precios del crudo Western Texas Intermediate (WTI) entre 1974 y 1989 tuvieron un promedio (nominal) de USD \$21,9 por barril, que no eran relativamente altos, pero que generaban ingresos elevados por el aumento de producción. Entre 1983, año del descubrimiento de Caño Limón, y 1989, año del descubrimiento de Cusiana, la producción total de Colombia pasó de 55,5 millones anuales a 160,4 (casi el

triple), y el valor nominal de la producción petrolera bruta pasó de us \$1.681 millones a us \$3.977 millones.

Los aumentos de reservas e ingresos para la compañía y el Gobierno generaron expectativas de ser un país petrolero y alentaron las presiones por renegociar el contrato. Hay que recordar que Ecopetrol era un instrumento de apoyo a los recaudos fiscales, que existía animadversión hacia el capital extranjero, y que el contrato de asociación, visto como conquista del país, empezaba a dar frutos. Colombia asumió los nuevos descubrimientos como la cuota inicial de decenas de campos grandes que seguirían surgiendo con alta frecuencia, y pensó que merecía más de la bonanza actual y futura. El cambio al contrato de asociación en 1989 (Contrato de Producción Escalonada, discutido por Segovia, 2011) aumentó el government take de acuerdo con la producción acumulativa (contrato de producción escalonada), llegando a un 81,30%.

Las consecuencias de esta decisión sobre la estabilidad de las reglas del juego en Colombia, combinadas con precios bajos y hallazgos de baja materialidad, redujeron la competitividad del contrato 50-50. En 1992, tres años después de que las decisiones multianuales de exploración tomadas con rezago cumplieron su ciclo, las reservas probadas colombianas alcanzaron su pico (3.232 millones de barriles), descendiendo año tras año hasta llegar a un mínimo de 1.358 millones de barriles en 2007. A su vez, la producción de crudo tuvo su pico en 1999 (815,3 millones de barriles anuales), después de la cual se produjo un declive sistemático que se prolongó hasta 2005, cuando se llegó a un mínimo de 525,8 millones de barriles anuales.

Los cambios posteriores al contrato de asociación intentaron compensar el impacto negativo de la modificación de 1989 (Barrios, 2005): en 1994 se introdujo una repartición basada en el cociente entre ingresos y gastos acumulados, que no tuvo cambios observables sobre el government take ; en 1997 se redujo la

participación del Estado al 30% de la producción en campos pequeños y se mantuvo en el 50% para pozos grandes, cambio aparentemente drástico en la forma pero que, se logró vender con mucha persuasión sobre la base de que, con la geología colombiana, es mejor el 30% de algo que el 50% de nada; el government take bajó levemente al 80,1% . El último cambio se hizo en 1999, introduciendo un esquema de regalías escalonado, empezando con el 5% para pozos pequeños, subiendo al 25% para campos de tamaño superior a 60 millones de barriles, mejorando el factor de repartición de acuerdo al cociente entre ingresos y gastos, e introduciendo descuentos en regalías para el gas y por calidad del crudo hallado. Estos cambios redujeron el government take a un 62,80%.

Ahora bien, el retorno al contrato de concesión en Colombia fue una consecuencia lógica de la reforma de 2003, pues la discusión sobre las virtudes de los diferentes tipos de contrato era necesaria pero insuficiente para generar el cambio institucional: con el fin de dinamizar el aumento de reservas, debía entregarse su administración a una entidad independiente, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), creada en 2003; con esto se redimía el pecado original de haber creado a Ecopetrol con un conflicto de interés por dentro. Puesto que la ANH no podía asociarse, el uso de las concesiones era inevitable: una cosa diferente es que el contrato de concesión se hubiera diseñado para que fuera más atractivo que el contrato de asociación, pero el cambio contractual era imposible sin que fuera parte de un paquete completo de reforma institucional que incluyó el cambio de naturaleza y gobierno corporativo de Ecopetrol.

Para que Ecopetrol pudiera crecer, endeudarse y ser un competidor más, debía salir de las cuentas nacionales; y para salir de las cuentas nacionales, Ecopetrol debía cambiar de naturaleza jurídica, asumiendo una propiedad mixta, en un proceso que culminó en 2007 con la democratización accionaria, en la que el 10,1% de las acciones de la compañía pasaron a manos de accionistas privados.

En 2003 se introdujeron dos modalidades de contratos de concesión: el contrato de exploración y producción (E&P) y el contrato de evaluación técnica (TEA).

El contrato E&P tiene las siguientes características (ANH, 2011): el período de exploración es de seis años, prorrogable por cuatro años más, y el de evaluación es de uno a dos años, prorrogables por dos años más; los programas de trabajo en exploración deben tener una actividad mínima, pero la evaluación y la exploración son discreción del contratista; la producción es autónoma y se hace bajo la responsabilidad del contratista, el cual es dueño de la totalidad de la producción, después de las regalías; y los pagos se hacen por el uso del subsuelo (USD por hectárea), dependientes del tamaño del área contratada y de la duración de la fase de exploración.

Las regalías son escalonadas, empezando en el 5% para campos hasta cinco mboed, subiendo linealmente hasta el 20% para tamaños de campos entre cinco y 125 mboed, permaneciendo en el 20% para campos entre 125 y 400 mboed, subiendo linealmente hasta el 25% para tamaños de campos entre 400 y 600 mboed, y finalmente permaneciendo en el 25% para campos con reservas mayores a 600 mboed. Se hacen descuentos a los hallazgos de gas, tanto en continente como costa afuera, y a los campos de crudos pesados. Con el contrato E&P original, el government take es del 50,64%

El contrato TEA es un modelo más sencillo, orientado a evaluar potenciales de hidrocarburos en áreas especiales bajo responsabilidad del contratista. Podrá tener un máximo de 18 meses en áreas continentales y un máximo de 24 meses en áreas costa afuera. Un contrato tea o una parte de este se puede convertir en contrato de E&P cuando su titular presenta programas exploratorios que sean aceptados por la ANH, conforme a su reglamentación vigente.

Simulaciones efectuadas recientemente en Ecopetrol para siete proyectos tipo encuentran que el government take actual puede fluctuar entre el 50 y el 60%, y que los pagos a la ANH por todo concepto dentro del government take pueden ser casi tan importantes como las regalías por producción. Todavía no se han observado beneficios grandes en materialidad con el nuevo contrato, y el crecimiento de reservas proviene en buena parte de campos maduros.

Una de las metas estratégicas más importantes de Ecopetrol es alcanzar una producción de 1 millón de boed de hidrocarburos en el año 2015. La compañía planea llegar a esta meta 1) añadiendo 436 millones de boe de reservas anualmente, 2) incrementando el factor de recuperación a 30% del actual de 23% y 3) perforando 45 pozos exploratorios por año.

Hay un aspecto estratégico del cambio sectorial que todavía no se refleja en las cifras mostradas: las presiones competitivas de las compañías que han llegado entusiastamente y seguirán llegando a Colombia. Puesto que las ventajas competitivas son siempre temporales en cualquier negocio, la siguiente fase de la competencia involucrará un mayor peso de la investigación, el desarrollo y la innovación en gestión de crudos pesados sobre toda la cadena de valor, así como de exploración y producción costa afuera (offshore) y la petroquímica, entre otras. Estas nuevas tecnologías requieren una combinación de desarrollos propios y en alianzas con centros de excelencia internacional.

Mehlum, Moene y Torvik (2006) llegan a una conclusión distinta: los recursos naturales solo son una maldición en países con instituciones débiles. Cuando las instituciones son fuertes, los ingresos adicionales son un complemento de las actividades productivas, a las que puede potenciar; cuando las instituciones son débiles, los ingresos adicionales son objeto de redistribución contenciosa, eliminando el esfuerzo en actividades productivas.

Usando un índice de calidad institucional (un número entre 0 y 1, donde 0 es la peor calificación y 1 la mejor), Mehlum, Moene y Torvik (2006) encuentran una relación estrecha entre el incremento de la abundancia de recursos naturales sobre el crecimiento económico, para una muestra de 87 países. El resultado es que, con calidad institucional superior a 0,93, el ingreso de divisas contribuye al crecimiento y, con calidad inferior a 0,93, sucede lo contrario (hay maldición de los recursos). En la muestra usada, 15 países tienen suficiente calidad institucional para neutralizar la maldición de los recursos, y Colombia aparece con un índice de calidad institucional igual a 0,53, superior a Perú (0,32), similar a México (0,54) y Venezuela (0,56), e inferior a Chile (0,63), Australia (0,94), Noruega (0,96), Canadá (0,97) y Holanda (0,98)".⁹

⁹ Ecopetrol 60 Años, Energía Limpia para el futuro, Villegas Editores, Capítulo 11, páginas 517-547

4. METODOLOGÍA

La metodología a ser empleada a lo largo del Trabajo de Aplicación se detalla en la tabla siguiente:

Tabla 3. Metodología

Objetivos	Actividades	Descripción Detallada	Técnicas y Herramientas
<p>1. Identificar el estado Técnico actual del plan de desarrollo del campo Cusiana de la Gerencia Regional Nororient</p>	<p>1. Recopilación de información bibliografica desde la perspectiva técnica Campo Cusiana. 2. Recopilación de Actas de Talleres y Subcomités técnicos de la Asociación Tauramena -Rio Chitamana.3.</p>	<p>1. Plan de desarrollo Conceptual Campo Cusiana 2. Perfiles de Producción 3. Costos de Perforación 4. Matriz de Involucrados en el proyecto</p>	<p>1. Intranet de Ecopetrol S.A. 2. Carpetas compartidas Gerencia técnica de desarrollo 3. Revisión de Información con operación Directa y Asociada en la Gerencia Regional Nororient</p>
<p>2. Describir el marco Jurídico aplicable al contrato de asociación Tauramena - Rio campo chitamana a la operación actual del campo Cusiana de la Gerencia Regional Nororient</p>	<p>1. Revisión Bibliográfica Contrato de Asociación Tauramena -Rio Chitamana. 2. Revisión estado actual Licencias ambientales del campo Cusiana. 3. Revisión Acuerdos de Inversión en Contratos de Asocioación Tauramena - Rio Chitamana y Piedemonte. ☐</p>	<p>1. Análisis Marco legal existente del Contrato de Asociación Tauramena -Rio Chitamana 2. Estudio de las licencias operativas del Campo Cusiana 3. Estudio de la Legislación ambiental local y nacional vigente 4. Revisión de casos similares en los contratos de Asociación de Tauramena - Rio Chitamana y Piedemonte</p>	<p>1. Intranet de Ecopetrol S.A 2. Marco Legal del Contrato de Asociación Tauramena -Rio Chitamana 3. Marco ambiental regulatorio de los campos de la GNO</p>

<p>3. Identificar las variables críticas de cada una de las alternativas del plan de negocio para la perforación de pozos en Cusiana.</p>	<p>1. Consulta de Bases de Datos 2. Revisión Bibliográfica 3. Definir el cronograma de actividades para desarrollar la perforación de los pozos</p>	<p>1. Entrevistas con profesionales Expertos en las áreas de Yacimientos , Finanzas y Comercial 2. A través de la revisión de los documentos que conforman el proyecto definir las variables que pueden llegar a impactar las diferentes alternativas del Plan de negocio.</p>	<p>1. Sesiones de trabajo con expertos de las diferentes áreas del proyecto.</p>
<p>4. Aplicar el Modelo de Ecopetrol para la evaluación Financiera con las alternativas que cumplen con los criterios técnicos y de viabilidad ambiental para la perforación de pozos en Cusiana</p>	<p>1. Identificar los factores claves de éxito 2. Determinar las causas internas y externas 3. Elaborar el Panorama de Riesgo 4. Elaborar el Plan de gestión de Riesgos 5. Correr simulación de Montecarlo para con las variables críticas para los diferentes escenarios . 6. Analizar los resultados obtenidos 7. Realizar los ajustes al modelo</p>	<p>1. Identificar los factores claves de éxito mediante reuniones con profesionales expertos , los cuales deben asegurarse para el logro de los objetivos 2. Determinar las causas internas y externas que pueden afectar positiva o negativamente el desarrollo del proyecto de perforación adicional en Cusiana. 4. Elaborar mediante la Metodología de Gestión integral de Riesgos de Ecopetrol S.A el Plan de Gestión de Riesgos. 5. Realizar la evaluación financiera aplicando el modelo de ECP. 6. Sesiones con expertos para analizar los resultados obtenidos y realizar los ajustes correspondientes.</p>	<p>1. Matriz de Riesgos de Boston 2. Metodología de Gestión intergral de Riesgos de Ecopetrol. 3. Crisall Ball</p>
<p>5. Evaluar Financieramente con escenarios probabilísticos las alternativas que cumplen con los criterios técnicos y de viabilidad ambiental para la perforación de pozos en Cusiana</p>	<p>1. Realizar Taller de definición de indicadores financieros 2. Efectuar proyecciones con escenarios .</p>	<p>1. Realizar las evaluaciones Financieras con los tres escenarios siguientes : Contrato de asociación con los porcentajes actuales de inversión , Contrato de Asociación con otros porcentajes de Inversión y en Operación Bajo Riesgo (OBR) , inversiones 100% Ecopetrol 2. Realizar sesiones de trabajo con expertos para definir la validez de los resultados financieros del proyecto con los cuales serán evaluados los diferentes escenarios planteados y realizar los ajustes correspondientes .</p>	<p>1. Excel 2. Intranet de Ecopetrol S.A.</p>

5. RESULTADOS ESPERADOS

El principal resultado esperado es el de evaluar financieramente las alternativas que permitan viabilizar la ejecución del proyecto de desarrollo adicional para el campo Cusiana, el cual busca desarrollar reservas adicionales de crudo cercanas a los 15.9 MBLS , mediante actividades de perforación de 6 pozos nuevos y la profundización de un pozo a Guadalupe y otro a Barco, 3 conversiones a productores de gas de cresta y conversiones a inyectores de gas en flanco, también con este proyecto se busca incrementar el factor de recobro del campo en 1.2%. Este Campo está siendo operado actualmente por EQUION ENERGIA LIMITED (anteriormente BP Exploration Colombia) bajo un esquema de explotación unificado que cubre los contratos de asociación Santiago de las Atalayas, Tauramena y Rio Chitamina.

Adicionalmente también se espera a que través de la evaluación financiera se escoja la mejor alternativa de negocio para los socios de los contratos de Asociación Tauramena y Rio Chitamina.

6. IMPACTOS

Desde el punto de vista estratégico y comercial para Ecopetrol este proyecto es clave y de mucho interés, ya que su ejecución aportará a la consecución de las metas de producción de 1.0 Millón de barriles de petróleo equivalente en el año 2015 y de 1.3 Millones de barriles de petróleo equivalente en el año 2020.

Con la evaluación financiera y la posible negociación de los porcentajes de inversión en los contratos de asociación Tauramena – Rio Chitamina se brindarían alternativas a la Vicepresidencia de producción de Ecopetrol para ejecutar planes de desarrollo en los campos, aún con fechas cercanas a la terminación de dichos contratos de asociación y con beneficios para las partes involucradas.

8. PRESUPUESTO

Se presenta en la siguiente tabla, el presupuesto global estimado para la elaboración del Trabajo de Aplicación.

Tabla 5. Presupuesto

RUBROS	PRESUPUESTO			
	ESTUDIANTE	UNIVERSIDAD	EMPRESA	GRAN TOTAL
Software y/o licencias				
Compensación Autor	18750000			18750000
Compensación Director		7000000		7000000
Computador y software		5000000	1850000	6850000
Contribución Empresa				0
Uso recursos Físicos			3500000	3500000
Uso Recursos TICs	250000		2000000	2250000
Papelería	100000		500000	600000
Transporte	2500000		4500000	7000000
Imprevistos	1000000			1000000
TOTAL	\$ 22.600.000	\$ 12.000.000	\$ 12.350.000	\$ 46.950.000

BIBLIOGRAFÍA

- BACCA URBINA, Gabriel .Formulación y Evaluación de Proyectos.
- BRAVO MENDOZA, Oscar. SANCHEZ, Marleny: Gestión integral de riesgos. Tomo I, Tercera Edición, Ed. Bogotá, Julio de 2009. Consorcio Gráfico Ltda.
- Ecopetrol 60 Años , Energía Limpia Para el futuro, Villegas Editores
- HERNANDEZ HERNANDEZ, Abraham. Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión.
- LEON GARCIA Oscar. Administración Financiera Fundamentos y Aplicaciones, Edición 2009.
- LEÓN GARCÍA, Oscar. Valoración de Empresas, Gerencia de Valor y EVA. Digital Express Ltda.
- MEZA OROZCO, Johnny de Jesús. Evaluación financiera de Proyectos.
- MOKATE, Karen Marie. Evaluación financiera de proyectos de inversión. Editorial Alfaomega.
- ORTIZ ANAYA, Héctor. Análisis Financiero Aplicado y Principios de Administración financiera. Editorial Universidad Externado de Colombia.
- PLAN DE DESARROLLO CONCEPTUAL DE CUSIANA, Gerencia Técnica de Desarrollo de E&P, Superintendencia de Yacimientos.

- VAN HORME, James C. WACHOWICZ, John M. Jr. Fundamentos de Administración Financiera. Editorial Pearson.