

**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 INGENIERÍA FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
MAESTRÍA EN GERENCIA DE NEGOCIOS – MBA
BUCARAMANGA**

2015

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

IVÁN ANTONIO FEDULLO RUMBO

**Trabajo de Aplicación para optar por el título de Magister en Gerencia de
Negocios**

Directora:

LUZ STELLA RUEDA CADENA

**Magister en Administración con énfasis en negocios internacionales y
Especialista en Finanzas.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
MAESTRÍA EN GERENCIA DE NEGOCIOS
BUCARAMANGA**

2015

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 19 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 ambos.

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 y genuino amor constituyen el motor que cada día 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	14
1. PLANTEAMIENTO Y JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	16
2. OBJETIVOS.....	22
2.1 OBJETIVO GENERAL	22
2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	22
3. MARCO DE REFERENCIA.....	24
3.1. MARCO DE ANTECEDENTES.....	24
3.2. MARCO TEÓRICO	26
3.2.1 Método del Valor Presente Neto (VPN).	28
3.2.2 Método de la Tasa Interna de Retorno (TIR).	29
3.2.3 Estado del arte – contratación petrolera en Ecopetrol.	30
3.2.4 Teoría sobre los Contratos de Asociación.	37
3.2.4.1 Marco Jurídico del contrato de Asociación.....	38
3.2.4.2 Naturaleza jurídica del contrato de asociación.....	38
3.2.4.3 Características del contrato de asociación.....	39
3.2.4.4. Objeto del contrato.....	40
3.2.4.5 Partes del contrato.....	40
3.2.4.6 Etapa de exploración.	41
3.2.4.7 Etapa de explotación.	41
3.2.4.8 Operador.....	42
3.2.4.9 Cuenta conjunta.....	43
3.2.4.10 Decisiones.	43
3.2.4.11 Terminación contrato de asociación.....	43

3.2.4.12. Reversión.....	44
4. METODOLOGIA	46
5. ESTADO TECNICO CAMPO CUSIANA	47
5.1 HISTORIA DEL CAMPO	48
5.2 ÁREA COMERCIAL.....	49
5.3. HISTORIA DE PRODUCCIÓN – INYECCIÓN DE GAS	50
5.4. MODELO ESTRUCTURAL.....	51
5.5. MECANISMO DE PRODUCCIÓN	55
5.6 DISTRIBUCIÓN DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN.....	55
5.7 FACTORES DE RECOBRO	58
6. MARCO JURIDICO DEL CONTRATO DE ASOCIACIÓN TAURAMENA.....	60
6.1 ANTECEDENTES NEGOCIACIÓN ACUERDO DE INVERSIÓN VARIABLE..	61
6.2 COMPONENTE LEGAL- AMBIENTAL DEL CONTRATO DE ASOCIACIÓN TAURAMENA	64
7. IDENTIFICACION DE VARIABLES CRÍTICAS PARA LA PERFORACION DE POZOS EN CUSIANA	75
7.1 SUBSUELO	79
7.2 PERFORACIÓN.....	80
7.3 NEGOCIACIÓN – ACUERDO DE INVERSIÓN VARIABLE.....	81
7.3.1 Oportunidades de negociar inversión variable	82
8. APLICACION DEL MODELO ECOPETROL PARA LA EVALUACION FINANCIERA DE LA ALTERNATIVA 100% ECP “OPERACIÓN BAJO RIESGO”PARA LA PERFORACION DE POZOS EN CUSIANA	84
8.1 PREMISAS DEL PROYECTO CUSIANA OBR.....	87
8.2 PLAN DE ACTIVIDAD	88

8.3 PRODUCCIÓN	89
8.4 PREMISAS DE PERFORACIÓN	90
8.5 PRESUPUESTO DEL PROYECTO	91
8.6 RIESGOS DEL PROYECTO.....	92
8.7 RESULTADOS FINANCIEROS	94
9. EVALUACION FINANCIERA DE LAS ALTERNATIVAS PARA EJECUTAR EL PLAN DE DESARROLLO DE CUSIANA	96
10. CONCLUSIONES	104
BIBLIOGRAFÍA.....	107

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Esquema de Inversión contrato de Asociación Tauramena.	17
Tabla 2. Área Centro de Facilidades de Producción Cusiana (CPF Cusiana).	64
Tabla 3. Licencias ambientales contrato de Asociación Tauramena.	68
Tabla 4. Distribución presupuesto del proyecto Cusiana OBR	92
Tabla 5. Descripción de los riesgos del proyecto Cusiana OBR.....	93
Tabla 6. Resultados Financieros del proyecto Cusiana OBR.	94
Tabla 7. Resultados Financieros pozos a perforar del proyecto Cusiana OBR.	95
Tabla 8. Supuestos macroeconómicos de EQUION y ECOPETROL para la ejecución del proyecto Cusiana OBR.	97
Tabla 9. porcentajes de inversión analizados.	101

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Historia de Producción Campo Cusiana – Eventos de Perforación.	19
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)	28
Figura 5. Localización Geográfica del Campo Cusiana y sus Contratos Vigentes.	47
Figura 6. Mapa Estructural Formación Mirador, Bloques Santiago de las Atalayas, Tauramena y Rio Chitamena.	50
Figura 7. Mapa Estructural al Tope Fm. Mirador - Campo Cusiana.....	52
Figura 8. Mapa Estructural al Tope Fm. Barco - Campo Cusiana.....	53
Figura 9. Mapa Estructural al Tope Fm. Guadalupe - Campo Cusiana.	54
Figura 10. Distribución de producción campo Cusiana.....	56
Figura 11. Factores de recobro @ Np por Formación.....	58
Figura 12. Estados Mecánicos planeados para los pozos tanto inyectores como productores.....	78
Figura 13. Modelo de Maduración y Gestión de Proyectos.	85
Figura 14. Interrelación entre las fases del ciclo de vida de la gestión de programas y el ciclo de vida de la gestión de proyectos.....	86
Figura 15. Plan de actividad Cusiana OBR.....	89
Figura 16. Producción actividad Cusiana OBR.....	90
Figura 17. Matriz de Boston proyecto Cusiana OBR.	94
Figura 18. Alternativas Ejecución proyecto Cusiana.....	97
Figura 19. Valoración Actual Desarrollo Cusiana.....	98
Figura 20. Valoración parámetros EQUION con inversión variable.	99
Figura 21. Valoración alternativa OBR, ECP 100%.	100
Figura 22. Valoración alternativa de inversión variable en asociación.....	101

Figura 23. Valoración alternativa de ejecución a la finalización del contrato de asociación en el año 2016.102

Figura 24. Escenarios de inversión en asociación proyecto Cusiana.103

RESUMEN

TITULO: 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.

Para el desarrollo de este trabajo se identificó el estado técnico del campo Cusiana , teniendo en cuenta su plan de desarrollo , se realizó la descripción del marco jurídico y legal – ambiental del contrato de asociación Tauramena, se identificaron las variables críticas para la ejecución del plan de desarrollo adicional para el campo Cusiana y se realizó la evaluación financiera de dichas alternativas bajo escenarios determinísticos establecidos por la Vicepresidencia de Estrategia y Crecimiento de Ecopetrol, teniendo en cuenta el modelo de maduración de proyectos para el caso específico de la operación bajo riesgo, alternativa en la cual Ecopetrol invierte la totalidad de los recursos requeridos para el proyecto.

Debido al desincentivo por parte de los socios para invertir en proyectos de largo plazo en la medida en que se aproxima la fecha de finalización del contrato de asociación por el poco tiempo para recuperar la inversión, Ecopetrol revisó internamente si las economías del socio Equion eran realmente negativas, sobre un plan de desarrollo debidamente acordado.

El contrato de asociación puede ser sujeto de modificaciones en los porcentajes de inversión que permitan maximizar la explotación del petróleo, siempre y cuando se mantenga la premisa que el riesgo exploratorio debe ser asumido totalmente por el socio privado.

Aun con la propuesta de inversión variable de la asociada Equion, las economías para Ecopetrol en asociación son mejores que la ejecución de una operación bajo riesgo.

Con esta experiencia de negociación de una nueva escala de inversión variable se brindan alternativas a la Vicepresidencia de Activos con socios para ejecutar planes de desarrollo en los campos, aún con fechas cercanas a la terminación de los contratos de asociación, con beneficios para los socios involucrados.

* Trabajo de Grado

** Facultad De Ingeniería Físico Mecánicas. Escuela De Estudios Industriales y Empresariales. Maestría En Gerencia De Negocios – MBA. Directora. Luz Stella Rueda Cadena

ABSTRACT

TITLE: FINANCIAL STUDY OF THE ALTERNATIVES THAT MAKE FEASIBLE THE ADDITIONAL DEVELOPMENT PLAN OF THE CUSIANA FIELD.*

AUTHOR: IVÁN ANTONIO FEDULLO RUMBO**

KEY WORDS: CUSIANA, ADDITIONAL DEVELOPMENT, BUSINESS, FEASIBLE, FINANCIAL EVALUATION.

For the development of this work, the technical condition of the Cusiana field, considering its development plan, was identified; the description of the juridical and legal - environmental framework for the Tauramena association contract was made; the critical variables for the execution of the additional development plan of the Cusiana field were identified, and the financial evaluation of these alternatives under deterministic scenarios established by the Vice Presidency of Growth and Strategy of Ecopetrol was made, considering the project maturation model for the specific case of operation under risk, alternative in which Ecopetrol invests the total amount of the resources required for the project.

Due to the disincentive from partners in long term projects investment, in terms of the proximity of the due date of the association contract and the low time to recover the investment, Ecopetrol reviewed internally if the economies of its partner Equion were actually negative, over a development plan properly agreed.

The contract of association can be subject of modifications in the investment percentages in order to maximize the oil exploitation, only if the premise that determines that the private partner must assume the exploration risk, is kept.

Even with the proposal of variable investment of the partnered Equion, the economies for Ecopetrol in association are better than the execution of an operation under risk.

With this experience of negotiating of a new scale of variable investment, alternatives are provided to the Vice Presidency of Assets with partners to execute development plans in the fields, even with dates close to the termination of the association contracts, with benefits for the partners involved.

* Undergraduate work.

** Faculty of Physical and Mechanical Engineering. School of Industrial and Business Studies. Master of Business Administration - MBA. Director. Luz Stella Rueda Cadena.

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 y la conversión de 3 pozos existentes, 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 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 y analizar 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

identificaran 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 y reuniones con 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 a los 15.9 MBLS, mediante actividades de perforación de 6 pozos nuevos y la conversión de 3 pozos existentes, 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 , debido básicamente al poco tiempo para lograr la recuperación de la inversión realizada.

La Tabla 1 muestra los porcentajes actuales de inversión para los asociados en el contrato de asociación Tauramena del 2007 al 2016, año en el cual finaliza el contrato de asociación.

Tabla 1. Esquema de Inversión contrato de Asociación Tauramena.

ANO	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: ECOPEPETROL

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), 3 son inyectores activos de agua (disposal), 27 pozos son productores activos de petróleo y gas, y 28 se encuentran inactivos. Los pozos activos del 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.

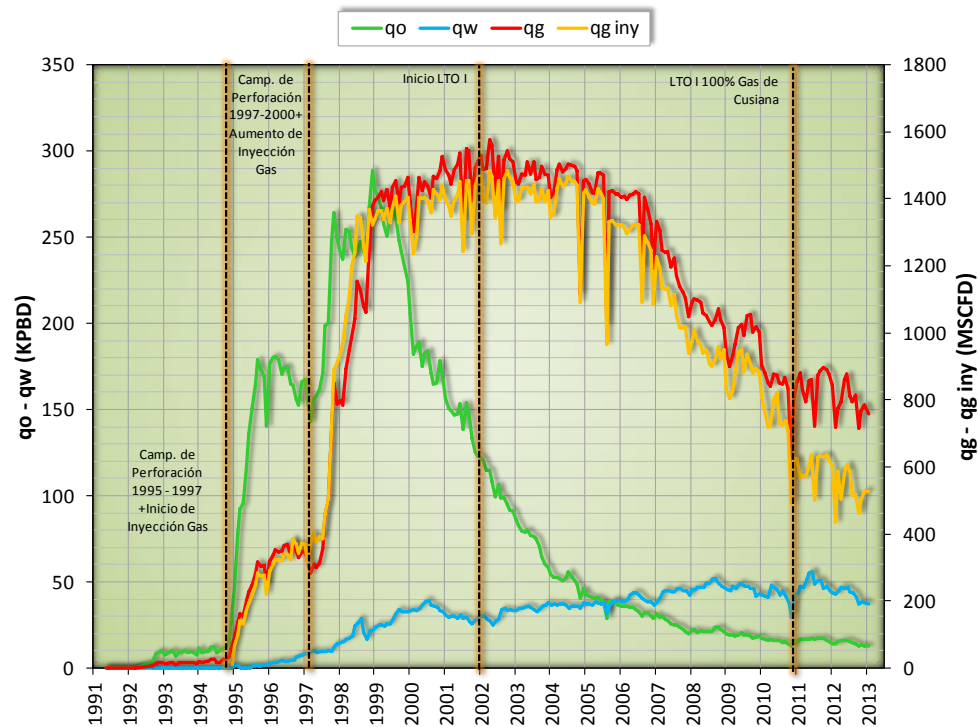
Para Enero de 2013 se han recuperado 639.88 MBLS de petróleo lo cual equivale a un factor de recobro actual del 48.5%. A la misma fecha el campo presenta una producción de 12767 BOPD, 759 MSCFD y 37183 BWPD, una tasa de inyección de gas de 529 MSCFD y una tasa de inyección de agua de 48973 BWPD.

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

“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.



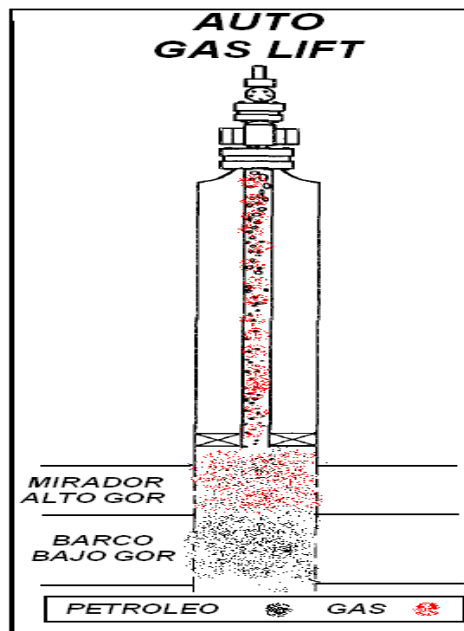
Fuente: ECOPETROL

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 instaló un sistema gas Lift en Febrero de 2011. Adicionalmente, algunos pozos productores

¹ ECOPETRO S.A. Plan De Desarrollo Conceptual De Cusiana, Gerencia Técnica Y De Desarrollo De E&P, Superintendencia De Yacimientos Pag 13

de las Formaciones Barco y Guadalupe, cuentan con un sistema de auto Gas Lift como se ve en la Figura 2, 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.



Fuente: ECOPETROL

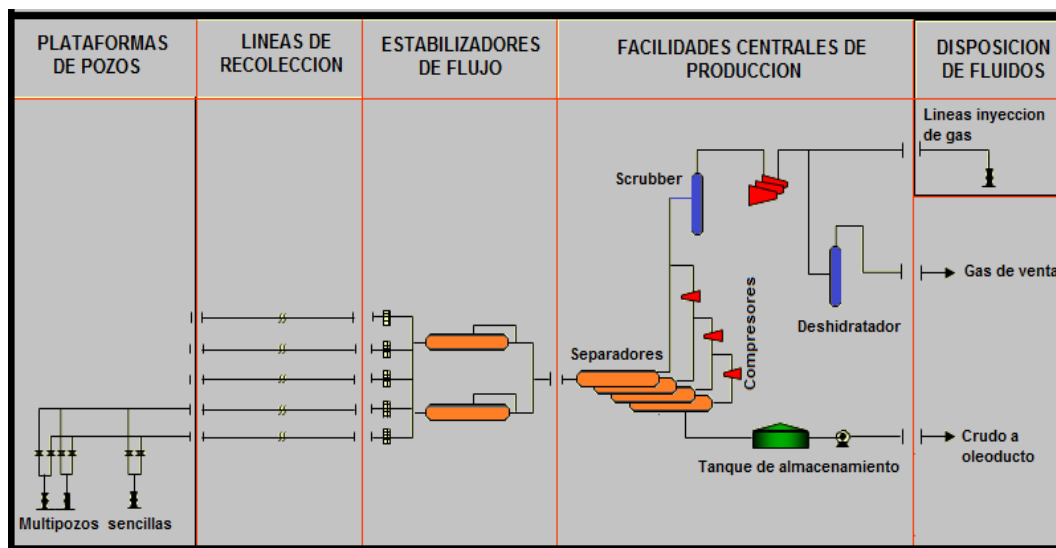
Facilidades de superficie: Los fluidos producidos por los pozos del campo son transportados a través de las líneas de flujo en superficie directamente al CPF del Campo Cusiana; éste se compone de 2 trenes de procesamiento de crudo, con capacidad de 180 KBPD cada uno y 3 trenes de turbinas con capacidad de manejo total de 1050 MSCFD de gas. La capacidad de inyección de agua para disposición es de 80.000 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 Figura 3.²

El mecanismo de producción del yacimiento es el de 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”. La figura 3 describe el diagrama general del proceso de producción del campo Cusiana.

Figura 3. Diagrama general proceso de producción Campo Cusiana.



Fuente: ECOPELROL

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

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 para la perforación de pozos 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 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 aproximadamente 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 13 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 el Campo Cusiana”.

³ ECOPETROL S.A. Plan De Desarrollo Conceptual De Cusiana, Gerencia Técnica 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 si no 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.

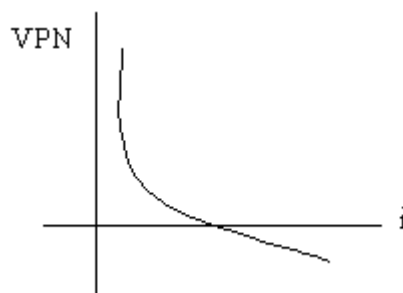
el dinero para llevar a cabo otras inversiones, o sea, del costo de oportunidad del dinero”.⁵

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 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.

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

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 (OPEP) 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)".⁸

3.2.4 Teoría sobre los Contratos de Asociación. El contrato de asociación es un acuerdo de voluntades cuyo objeto principal es la exploración del área contratada y la explotación del petróleo nacional que pueda encontrarse en dicha área, siendo el riesgo exploratorio asumido totalmente por el asociado y se le reembolsa el cincuenta por ciento (50%) de los costos ocasionados por el pozo comercial, con la producción de este sin intereses, en crudo.

El origen del contrato de asociación se encuentra en la ley 20 de 1969, que fue derogada casi en su totalidad por el Decreto Ley 2655 de 1988 conocido como el Código de Minas. Esta Ley en su artículo 1° establece que " todas la minas pertenecen a la Nación , sin perjuicio de los derechos constitutivos a favor de terceros"⁹ y en su artículo 12 consagró que el gobierno podía declarar de reserva nacional cualquier área petrolífera del país y aportarla, sin que necesitara sujetarse al régimen de licitación y contratación a Ecopetrol , para que esta empresa la explorara, explotara y administrara de forma directa o a través de la asociación con el capital público o privado, nacional o extranjero.

⁸ ECOPETROL 60 AÑOS, Energía Limpia para el futuro, Villegas Editores, Capitulo 11, paginas 517-547

⁹ REPUBLICA DE COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPUBLICA, Ley 20 de 1969"Por la cual se dictan algunas disposiciones sobre minas e hidrocarburos", artículo 1°.

3.2.4.1 Marco Jurídico del contrato de Asociación: El contrato de asociación se encuentra regulado por el Decreto 2310 de 1974 y por el decreto 743 de 1975.

El Decreto 2310 de 1974 consagró la posibilidad de celebrar contratos de asociación entre otros contratos al abolir el de concesión. Así mismo el Decreto 743 de 1975 estableció que los contratos consagrados en el Decreto 2310 de 1974, incluyendo el de asociación, quedan sujetos al derecho privado.

De otra parte, el artículo 76 de la Ley 80 de 1993 establece que “los contratos de exploración y explotación de recursos naturales renovables y no renovables, así como los concernientes a la comercialización y demás actividades comerciales e industriales propias de las entidades estatales a las que correspondan las competencias para estos asuntos, continuarán rigiéndose por la legislación especial que les sea aplicable. Las entidades estatales dedicadas a dichas actividades determinarán en sus reglamentos internos el procedimiento de selección de los contratistas, las cláusulas excepcionales que podrán pactarse, las cuantías y los trámites a que deben sujetarse”¹⁰ .

Con base en la parte final del artículo, Ecopetrol expidió el Estatuto de Contratación en el cual establece cómo se seleccionan los contratistas y todos los trámites para celebrar los contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos.

3.2.4.2 Naturaleza jurídica del contrato de asociación: El Decreto 743 de 1975 que reglamentó parcialmente el decreto 2310 de 1974 en su artículo 4º estableció que los contratos de exploración y explotación que celebrara Ecopetrol quedaban sujetos al derecho privado, a menos que tuvieran cláusulas de caducidad. Así

¹⁰ REPÚBLICA DE COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley 80 de 1993 “Por la cual se expide el Estatuto General de Contratación de la Administración Pública” artículo 76. En Diario oficial No. 41094 de octubre 28 de 1993.

mismo determinó que en cualquier caso, necesitaban la aprobación del Ministerio de Minas y Energía para su validez.

Se piensa que debido a la inserción de la cláusula de caducidad, se trata de un contrato administrativo, sujeto por lo tanto a las normas del derecho público. Así mismo, se defiende esta teoría diciendo que el Código de Petróleos (Decreto Legislativo 1056 de 1953, Artículo 212) establece que la industria del petróleo es de utilidad pública y se trata de un servicio público.

Sin embargo, hay quienes sostienen que Ecopetrol actúa en el ámbito privado como una empresa industrial y comercial del Estado ¹¹ y por lo tanto sus contratos son de derecho privado. Del mismo modo establecen que la intención del Gobierno con el Decreto 2310 de 1974 fue el de agilizar la celebración y consecuente ejecución de los contratos petroleros, para lo cual era necesario sacarlo del ámbito administrativo, de tal suerte que las condiciones contractuales obedecieran a la voluntad de las partes.

Se debe tener en cuenta que la celebración de estos contratos tiene su propio régimen, el cual, como ya fue mencionado, se encuentra en el Decreto 743 de 1975, el cual dice que los contratos petroleros se someten al derecho privado.

3.2.4.3 Características del contrato de asociación: Las principales características del contrato de asociación son las siguientes:

- Es un contrato bilateral, en la medida en que las dos partes se obligan recíprocamente como lo establece el artículo 1496 del Código Civil Colombiano.

¹¹ ECOPEPETROL S.A. es una sociedad pública por acciones de acuerdo con el Decreto Legislativo 1760 de 2003.

- Es oneroso ya que persigue la utilidad comercial conforme al ánimo de lucro de los contratantes, gravándose cada uno en beneficio del otro en los términos del artículo 1497 del Código Civil Colombiano.
- Es conmutativo pues las partes se obligan a hacer algo mirado como equivalente a lo que la otra parte debe hacer, como lo establece el artículo 1498 del Código Civil Colombiano.
- Es aleatorio pues el equivalente en la prestación se da en función de una contingencia incierta en los términos del artículo 1498 del Código Civil Colombiano, en la medida en que se explora un campo sin la certeza de encontrar petróleo suficiente para comercializar.
- Es principal porque no necesita de otro contrato para subsistir, lo hace por sí mismo como lo establece el artículo 1499 del Código Civil Colombiano.
- Es consensual ya que se perfecciona con el consentimiento de las partes en los términos del artículo 1500 del Código Civil Colombiano, no obstante lo cual necesita cumplir con un requisito para su validez, como es la aprobación por parte del Ministerio de Minas y Energía, mediante Resolución.
- Es un contrato de ejecución sucesiva en la medida que las obligaciones y derechos derivados del mismo se deben ejecutar en etapas previamente determinadas.

3.2.4.4. Objeto del contrato. El objeto del contrato de asociación es la exploración del área contratada y la explotación de los hidrocarburos de propiedad nacional que se pueden encontrar en la misma, mediante la realización de una serie de inversiones y el manejo conjunto de cuentas.

3.2.4.5 Partes del contrato. En el contrato de asociación interviene por un lado, la Empresa Colombiana de Petróleos Ecopetrol y un particular que por lo general es extranjero. Es necesario tener en cuenta que siempre que se celebra este contrato con Ecopetrol, pues el Decreto 2310 de 1974 estableció que la exploración y explotación de hidrocarburos, en adelante estaría a cargo de dicha empresa.

Es de anotar que en el contrato de asociación no se forma una nueva persona jurídica y que las partes tienen interés en una misma operación, sólo que en la etapa de exploración, el asociado es el responsable ante terceros, realizando trabajos por cuenta y nombre propio.

3.2.4.6 Etapa de exploración. Al igual que en la concesión, la exploración tiene el propósito de averiguar si el terreno contratado tiene petróleo en cantidades comercialmente explotables. El período de exploración es de tres (3) años que pueden ser prorrogados por otros tres (3), esto, siempre y cuando el asociado haya cumplido íntegramente sus obligaciones. Tanto Ecopetrol como el asociado deben guardar confidencialidad sobre toda la información del área contratada, durante los tres (3) años siguientes a la fecha de adquisición.

3.2.4.7 Etapa de explotación. A diferencia de la etapa de exploración, en la cual, las obligaciones son todas a cargo del asociado bajo la vigilancia de Ecopetrol, en esta etapa es donde se da la operación conjunta, de tal suerte que participan ambas partes en el proceso una vez se declara la comercialidad. Los trabajos de explotación se inician el día que las partes reconocen la existencia del primer campo comercial o cuando Ecopetrol no acepta la existencia del mismo, después de realizados los trabajos adicionales que esa entidad estableció como necesarios para reconocer que dicho campo comercial existía.

La existencia del campo comercial se determina “mediante la perforación por parte del asociado dentro del campo comercial propuesto, de un número suficiente de pozos que permita definir razonablemente el área y la comercialidad del campo”¹².

Una vez el asociado descubra un campo comercial debe informar este hecho por escrito a Ecopetrol, quien tiene noventa (90) días para aceptar u objetar la existencia del mismo. Si acepta debe dar aviso al asociado y entra a participar en

¹² LEJOUR DE MORENO, Op.cit.,p. 166

el desarrollo del campo comercial descubierto, reembolsando al asociado el cincuenta por ciento (50%) de los costos directos de exploración.

Por el contrario si no acepta, el asociado tiene derecho a ejecutar por su cuenta y riesgo los trabajos necesarios para la explotación del campo y a recuperar el costo de estos trabajos y los costos directos de exploración en que haya incurrido esta modalidad se denomina “Solo Riesgo” y para llevarla a cabo, el asociado debe manifestarlo a más tardar dentro de los ciento veinte (120) días siguientes a la fecha en que Ecopetrol comunicó la no aceptación del campo comercial. Si no ejerce el derecho a reembolsarse hasta el doscientos por ciento (200%) del costo total de los trabajos ejecutados por su cuenta y riesgo para la explotación de los pozos de exploración que hayan resultado productores y hasta el setenta por ciento (70 %) de los costos directos de exploración que haya llevado a cabo.

El período de explotación en el contrato de asociación es de veintidós (22) años contados a partir de la fecha en que finalizó el período de exploración, es decir, desde la fecha de reconocimiento del campo comercial. Por esto es de anotar que el contrato en su totalidad tiene una duración de máximo veintiocho (28) años: seis (6) de exploración y veintidós (22) de explotación.

3.2.4.8 Operador. “Es la persona designada por las partes para que, por cuenta de éstas, lleve a término directamente las operaciones necesarias para explorar y explotar los hidrocarburos que se encuentren el Área Contratada”¹³

El operador es una entidad distinta de las partes que debe realizar todas las actividades con sus propios medios con libertad y autonomía técnica y directiva.

¹³ Modelo de contrato de asociación celebrado entre ECOPETROL y un asociado en 1999, cláusula cuarta, numeral 4.24.

3.2.4.9 Cuenta conjunta. Los gastos en que se incurra para llevar a cabo los trabajos de exploración corren por cuenta y riesgo del asociado, pero una vez Ecopetrol acepta la existencia de un campo comercial, la propiedad en los derechos de la operación del área contratada se divide en cincuenta por ciento (50%) para Ecopetrol y cincuenta por ciento para el asociado.

3.2.4.10 Decisiones. Todas las decisiones referentes al manejo de la cuenta conjunta, a los aspectos técnicos y al desarrollo de las áreas están a cargo de un Comité Ejecutivo definido como un “órgano que se integra dentro de los treinta (30) días siguientes a la aceptación del primer campo comercial, para supervisar, controlar y aprobar todas las operaciones y acciones que se adelanten durante la vigencia del contrato”¹⁴. Los integrantes de este comité son representantes de Ecopetrol y del asociado.

3.2.4.11 Terminación contrato de asociación. El contrato de asociación puede terminar por varias causales contempladas en el mismo:

- Por vencimiento del período de exploración sin que el asociado haya descubierto un campo comercial salvo cuando se den las excepciones a la duración máxima de la exploración.
- Por haber transcurrido el tiempo de duración el contrato.
- Por voluntad de la asociada previo cumplimiento de sus obligaciones.
- Por declaración unilateral de Ecopetrol en cualquier momento antes de vencerse el período de duración del contrato en los siguientes casos.
 - ✓ Por muerte o disolución del asociado o de sus cesionarios.
 - ✓ Por traspaso del contrato por parte del asociado o de sus cesionarios sin el lleno de los requisitos.
 - ✓ Por incapacidad financiera del asociado y sus cesionarios, la cual se presume en el evento de un proceso concursal.

¹⁴ Ibid. Cláusula cuarta, numeral 4.5.

- ✓ Por incumplimiento de las obligaciones contenidas en el contrato, por parte del asociado.

3.2.4.12. Reversión: Terminado el contrato en el período de exploración o explotación, el asociado debe dejar en producción los pozos productores y entregar las construcciones, oleoductos y en general todos los inmuebles que pertenezcan a la cuenta conjunta, todo lo cual pasa de forma gratuita a Ecopetrol.

En general, el contrato de asociación estándar es un acuerdo de voluntades cuyo objeto principal es la exploración del área contratada y la explotación del petróleo nacional, que pueda encontrarse en dicha área, siendo el riesgo exploratorio asumido totalmente por el asociado y se le reembolsa un porcentaje de los costos ocasionados por el pozo comercial, con la producción de este sin intereses, en crudo. El Decreto 743 de 1975 estableció que los contratos de exploración y explotación que celebrara Ecopetrol quedaban sujetos al derecho privado, sin embargo por involucrar recursos del estado se debe ser muy riguroso en los criterios con los cuales se asignan los recursos en los procesos de compras y contratos de bienes y servicios.

Con la expedición del Decreto Ley 1760 de 2003 que establece la naturaleza jurídica de la ANH como una unidad administrativa con personería jurídica, patrimonio propio y autonomía administrativa y financiera, el Estado Colombiano decidió escindir Ecopetrol con el objeto de desprender de esta empresa la administración de los hidrocarburos del país. Fue así cómo se creó la ANH para que en adelante llevara a cabo esa función, logrando así una mayor transparencia en dicha actividad , ya que anteriormente Ecopetrol era juez y parte al administrar los recursos hidrocarburíferos, estando a su vez asociado con un inversionista para explorar y explotar petróleo en el país, como sucedía en el contrato de

asociación. La función más relevante de la ANH es la de administrar las áreas hidrocarburíferas de la Nación y asignarlas para la exploración y explotación.¹⁵

¹⁵ AGUDELO CASTRO, Christian. REY CARAZO, Paola. Tesis Cronología de la Contratación Petrolera en Colombia. Universidad de la Sabana 2004. Pag 73-104

4. METODOLOGIA

Para el desarrollo de este trabajo se identificó el estado técnico del campo Cusiana, teniendo en cuenta su plan de desarrollo , también se realizó la descripción del marco jurídico y legal –ambiental del contrato de asociación Tauramena , se identificaron las variables críticas de cada una de las alternativas para la ejecución del plan de desarrollo adicional para el campo Cusiana y se realizó la evaluación financiera de dichas alternativas , teniendo en cuenta el modelo de maduración de proyectos de Ecopetrol para el caso específico del OBR , alternativa en la cual Ecopetrol invierte el 100% de los recursos requeridos para el proyecto.

La evaluación financiera para evaluar las alternativas fue realizada bajo escenarios determinísticos establecidos por la Vicepresidencia de Estrategia y Crecimiento de Ecopetrol.

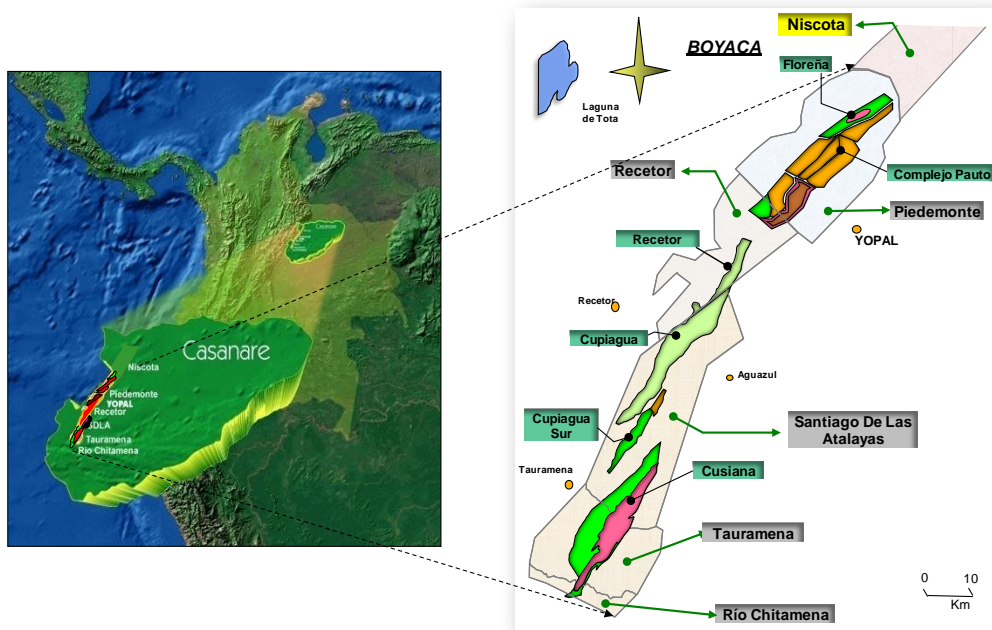
Debido al desincentivo por parte de los socios para invertir en proyectos de largo plazo en la medida en que se aproxima la fecha de finalización del contrato de asociación por el poco tiempo para recuperar la inversión, Ecopetrol revisó internamente si las economías del socio EQUION eran realmente negativas, sobre un plan de desarrollo debidamente acordado. Si dicho escenario anterior se cumple, esto implica que Ecopetrol debe aumentar su porcentaje de participación en las inversiones y por ende el porcentaje de participación en las inversiones del socio debe reducirse.

5. ESTADO TECNICO CAMPO CUSIANA

“El Campo Cusiana está ubicado geográficamente 155 Km. al noreste de Bogotá, en el departamento de Casanare, hacia el occidente del municipio de Aguazul. Geológicamente está ubicado en el piedemonte oriental de la Cordillera Oriental de los Andes Colombianos, al oeste de los Llanos Orientales Colombianos y regido bajo los contratos de asociación de Santiago de las Atalayas, Tauramena y Río Chitamena.

Cusiana sería el campo ubicado al extremo sur de un tren en donde se encuentran también los campos Floreña, Pauto, Volcanera, Recetor, Cupiagua y Cupiagua Sur, como se muestra en la figura 5.

Figura 5. Localización Geográfica del Campo Cusiana y sus Contratos Vigentes.



Fuente: ECOPEPETROL

5.1 HISTORIA DEL CAMPO

El descubrimiento del Campo Cusiana por parte de la Asociación BP/TOTAL/TRITON tuvo lugar después de actividades de exploración realizadas por varias compañías durante un periodo de más de 25 años, en varios contratos de asociación o áreas de concesión.

En 1982, TRITON adquirió el Contrato de Asociación Santiago de las Atalayas (SDLA) que contenía la Estructura de Cupiagua y la mitad Norte de la estructura de Cusiana. Mediante un proceso de oferta de intereses, BP y TOTAL adquirieron una participación en el Contrato de Asociación SDLA en 1986.

En 1988, el pozo Cusiana-1 probó la existencia de importantes volúmenes de gas y condensado en la Formación Mirador. Posteriormente en Julio de 1991, tras implementar modernas técnicas de exploración y perforación el pozo Cusiana-2A perforó y comprobó presencia de hidrocarburos en los tres intervalos principales de yacimiento (Formaciones. Mirador-Barco y Guadalupe). El pozo Buenos Aires-1 perforado buzamiento abajo del pozo Cusiana 2A en el área del Contrato de Asociación Tauramena, fue terminado en Enero de 1992. Este pozo confirmó el descubrimiento anterior y sugirió la existencia de un Campo más grande con extensión al sur del área del Contrato de Asociación Santiago de las Atalayas.

Posteriormente en 1998, fue perforado el pozo RCE1 al sur del área de Buenos Aires, bajo el contrato de Asociación Río Chitamena comprobando también la existencia de hidrocarburos en un nuevo bloque asociado al tren estructural de la falla de Tauramena.

En lo que respecta a adquisición sísmica entre los años 1975 y 1991 el Campo fue cubierto por aproximadamente 745 Km de información sísmica. En los años 1991 y 1992 se adquirieron datos sísmicos de mejor calidad en las campañas ST-91 y

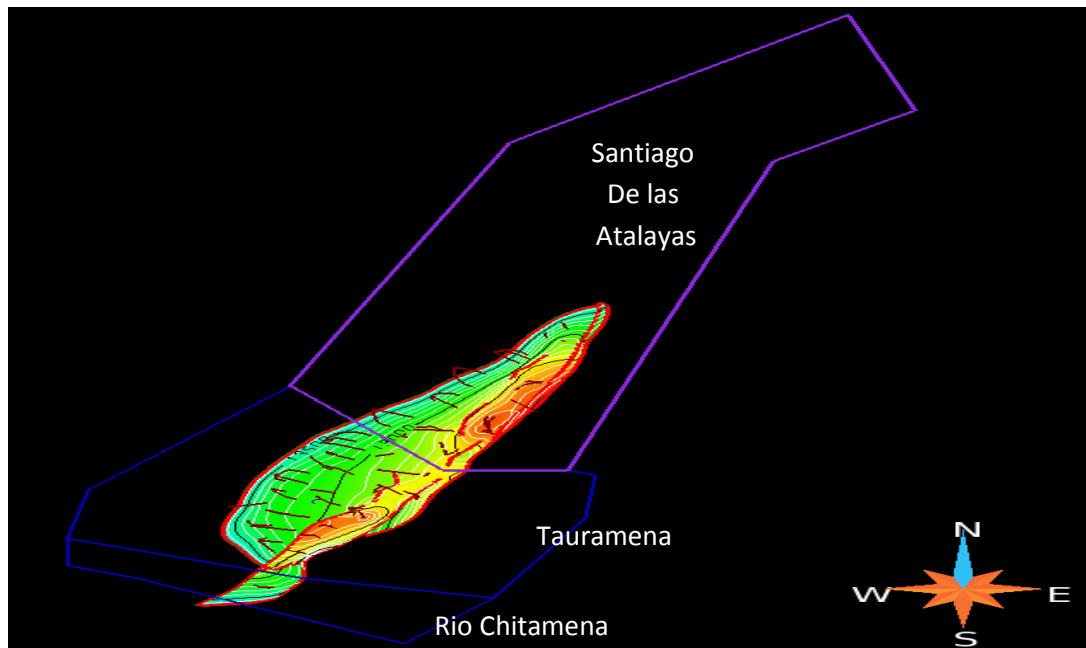
ST-92. Estos estudios comprendieron 171 Km con 7 líneas de buzamiento y 2 líneas de rumbo. Los datos adicionales de 1992 (5 líneas de buzamiento) fueron obtenidos en la campaña RC-92 desarrollada por Grant Tensor y procesados por Western Geophysical para proporcionar control estructural adicional en el sector norte de SDLA.

La asociación SDLA disparó un programa de sísmica 3D que cubrió el campo Cupiagua en marzo de 1995 y la adquisición concluyó en marzo de 1996. Este programa de sísmica 3D cubrió ampliamente el área de Cupiagua. Los datos se procesaron y estuvieron listos para su interpretación en julio de 1996. Estos datos tienen una calidad muy superior a la de los datos de la sísmica convencional y constituyen la base de la reciente interpretación de la estructura de Cusiana. Este campo está siendo operado actualmente por EQUION ENERGIA LIMITED (anteriormente BP Exploration Colombia) bajo un esquema de explotación unificado que cobija los contratos de asociación Santiago de las Atalayas, Tauramena y Rio Chitamina.

5.2 ÁREA COMERCIAL

El campo Cusiana se encuentra en las áreas correspondientes a los contratos de asociación Santiago de las Atalayas, Tauramena y Rio Chitamina. La Figura 6 corresponde a un mapa estructural al tope de la Formación Mirador, mostrando la geometría estructural del campo Cusiana, incluyendo los bloques de Santiago de las Atalayas, Tauramena y Rio Chitamina.

Figura 6. Mapa Estructural Formación Mirador, Bloques Santiago de las Atalayas, Tauramena y Río Chitamina.



Fuente: ECOPEPETROL

5.3. HISTORIA DE PRODUCCIÓN – INYECCIÓN DE GAS

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.

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”.¹⁶

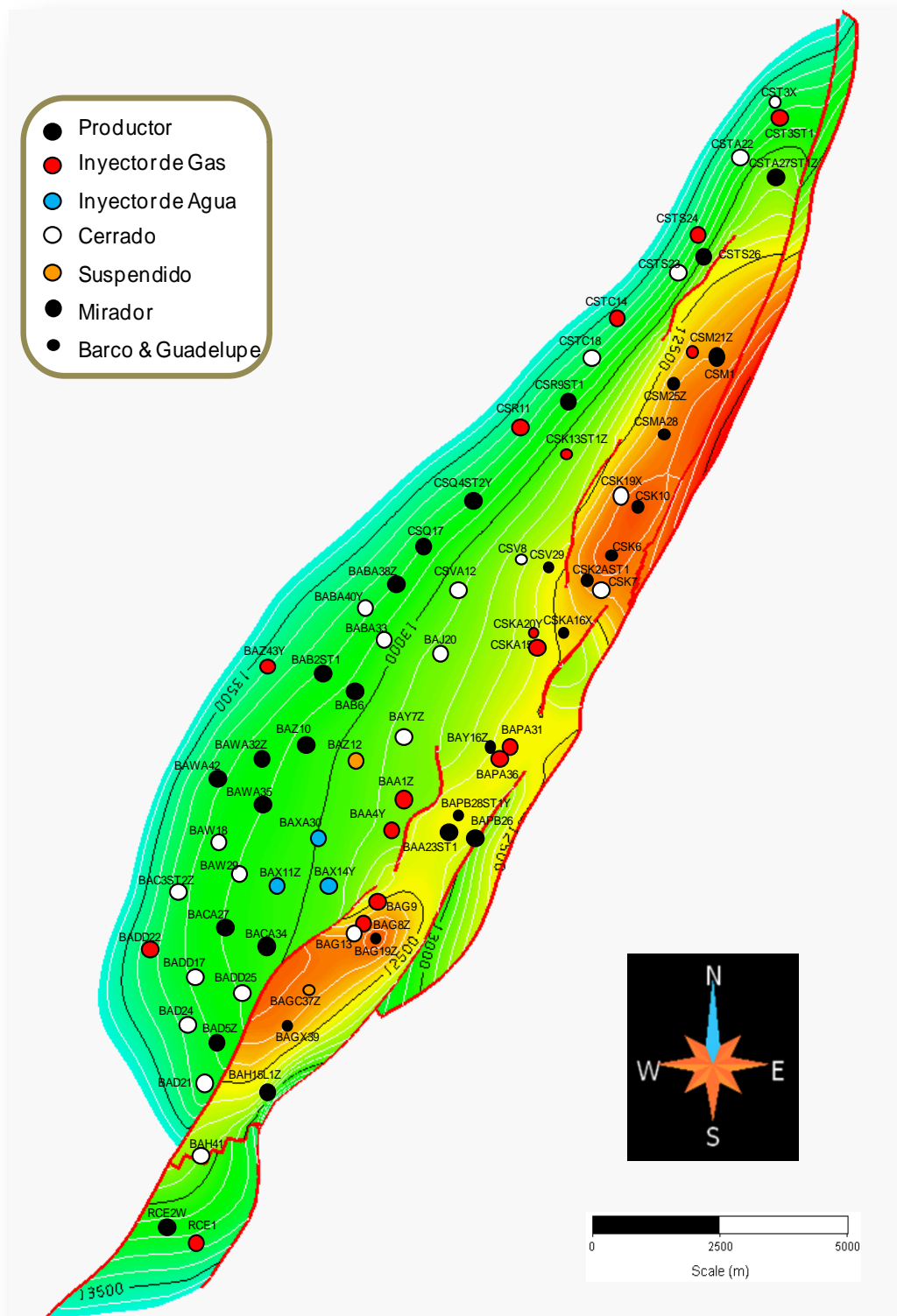
5.4. MODELO ESTRUCTURAL

“El Campo Cusiana se encuentra en el “foreland” de la Cordillera Oriental, y ha sido afectado por eventos orogénicos andinos desde el Cretácico Tardío hasta el presente. Estos eventos orogénicos ocasionaron algunas discordancias evidentes desde el punto de vista estratigráfico. Los más importantes sistemas de fallas que delimitan el Piedemonte Llanero son el sistema de fallas de Guaicaramo, el sistema de fallas Cusiana - Cupiagua – Tamara y la Falla de Yopal. El sistema de fallas de Guaicaramo separa la Cordillera Oriental del Piedemonte Llanero y causa el afloramiento de las unidades Cretácicas al occidente del área. El sistema de fallas Cusiana – Cupiagua separa el Piedemonte de los Llanos y es el responsable del entrampamiento de los campos del Piedemonte en el área de Casanare. La Falla de Yopal es una falla de escamación delgada con despegue en la Formación Carbonera que suprayace al sistema de Fallas de Cusiana – Cupiagua – Tamara y no permite que este último aflore.

Los yacimientos son principalmente las areniscas de las Formaciones Mirador, Los Cuervos, Barco y Guadalupe. Las Figura 7, Figura 8 y Figura 9 corresponden a mapas estructurales al tope de las Formaciones Mirador, Barco y Guadalupe, mostrando los diferentes elementos estructurales presentes en el campo Cusiana).

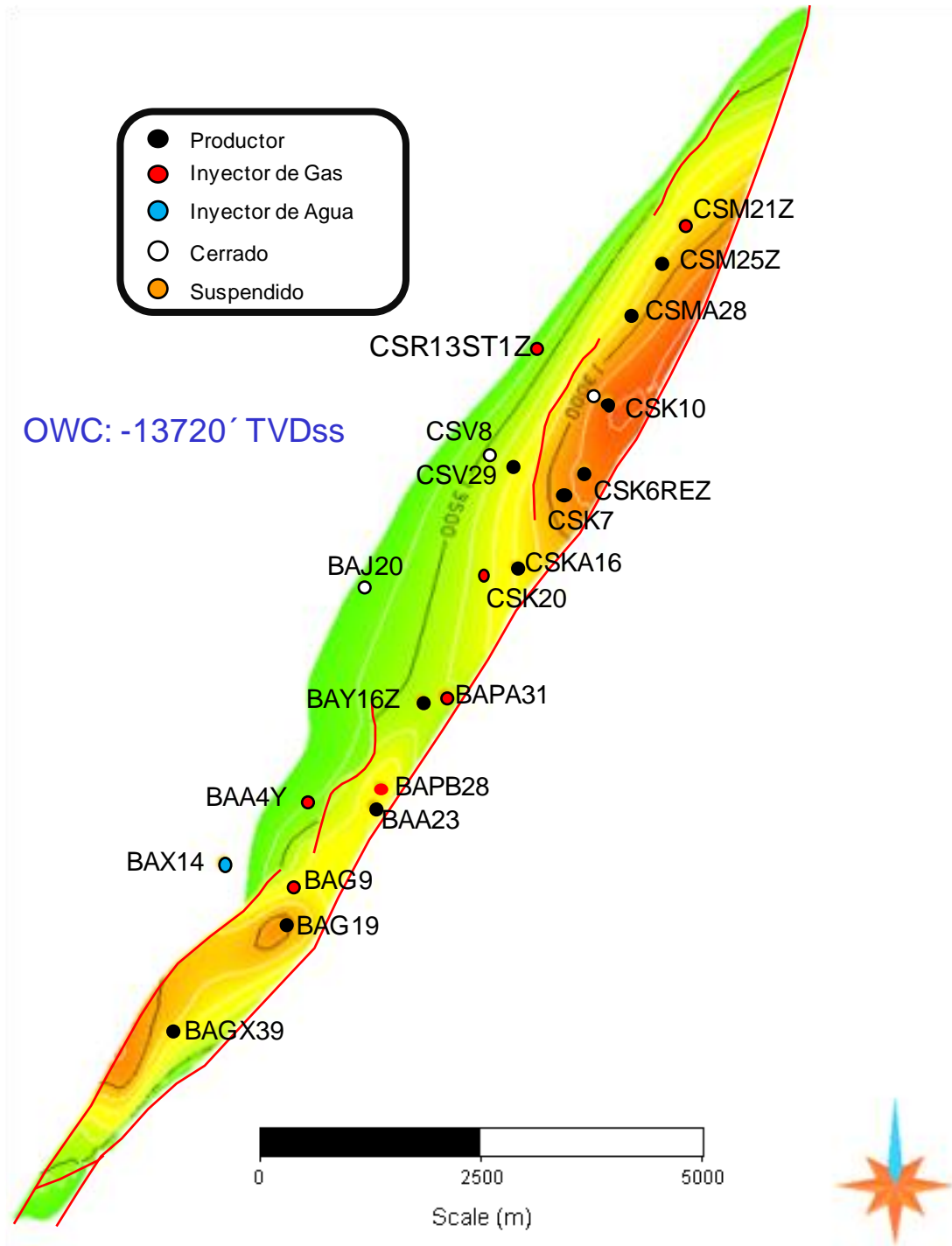
¹⁶ ECOPETROL S.A. Plan De Desarrollo Conceptual De Cusiana, Gerencia Técnica Y De Desarrollo De E&P, Superintendencia De Yacimientos Pag 9-13

Figura 7. Mapa Estructural al Tope Fm. Mirador - Campo Cusiana.



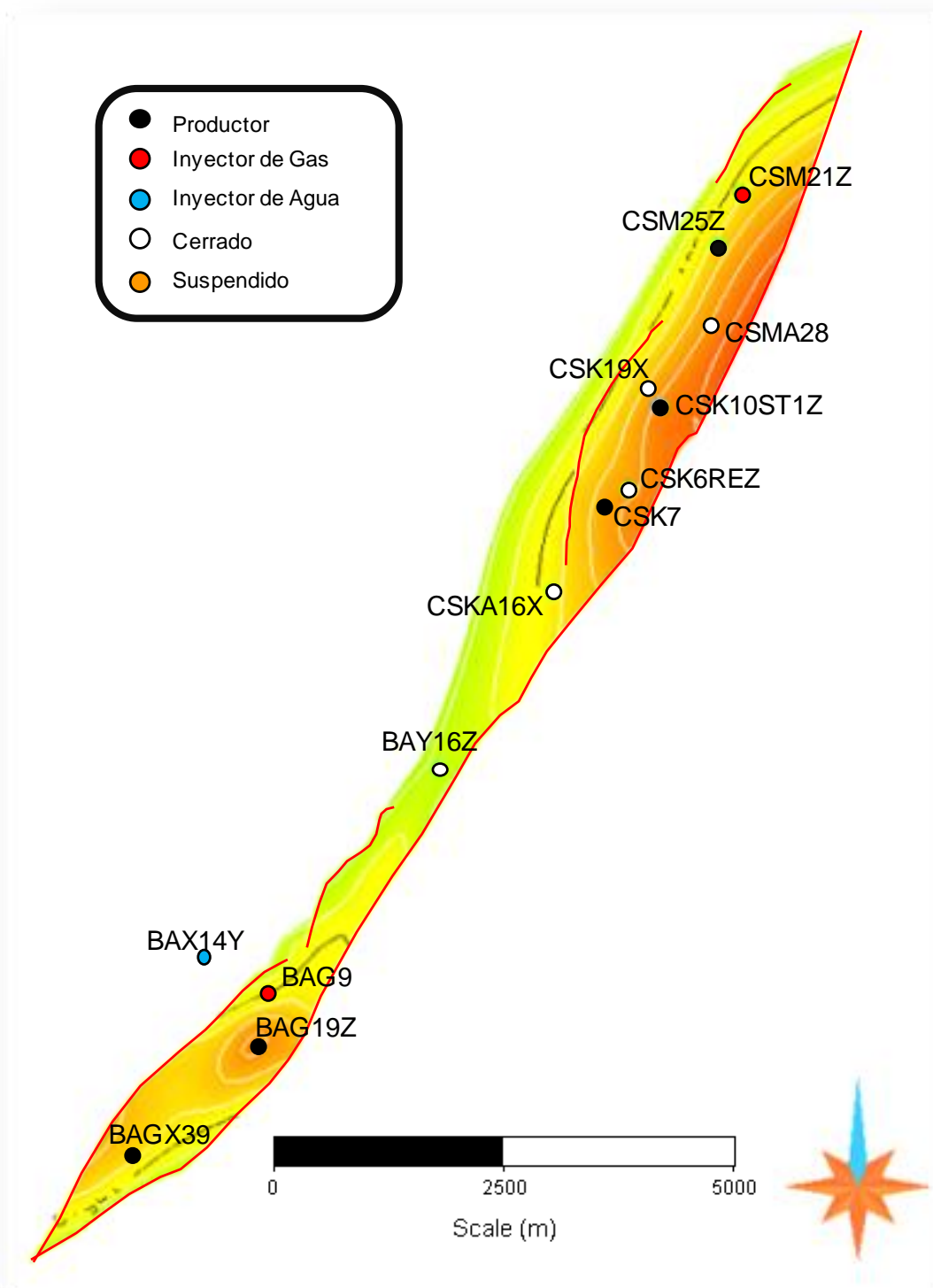
Fuente ECOPETROL

Figura 8. Mapa Estructural al Tpo Fm. Barco - Campo Cusiana.



Fuente: ECOPEPETROL

Figura 9. Mapa Estructural al Tople Fm. Guadalupe - Campo Cusiana.



Fuente: ECOPEPETROL

5.5. MECANISMO DE PRODUCCIÓN

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.

5.6 DISTRIBUCIÓN DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN

En el Campo Cusiana las formaciones productoras corresponden a las formaciones Mirador, Barco y Guadalupe. En general los pozos producen de la Fm. Mirador o de las Formaciones Barco y Guadalupe. Para el caso de éstas últimos, en los últimos años algunos pies de la Fm. Mirador se han tenido que cañonear con el fin de garantizar el levantamiento del pozo al producir gas y generar un beneficio al alivianar la columna hidrostática de los pozos.

Una buena cantidad y control de la producción por formación se tiene en campo Cusiana al poseer un riguroso monitoreo en producción e inyección mediante registros de producción PLT e inyección ILT en los pozos.

Es importante aclarar, que algunos de los pozos productores han sido completados en los intervalos arenosos de la formación Los Cuervos; sin embargo, es muy difícil identificar claramente el aporte de esta formación en los registros PLT dado el mayor aporte de las formaciones principales.

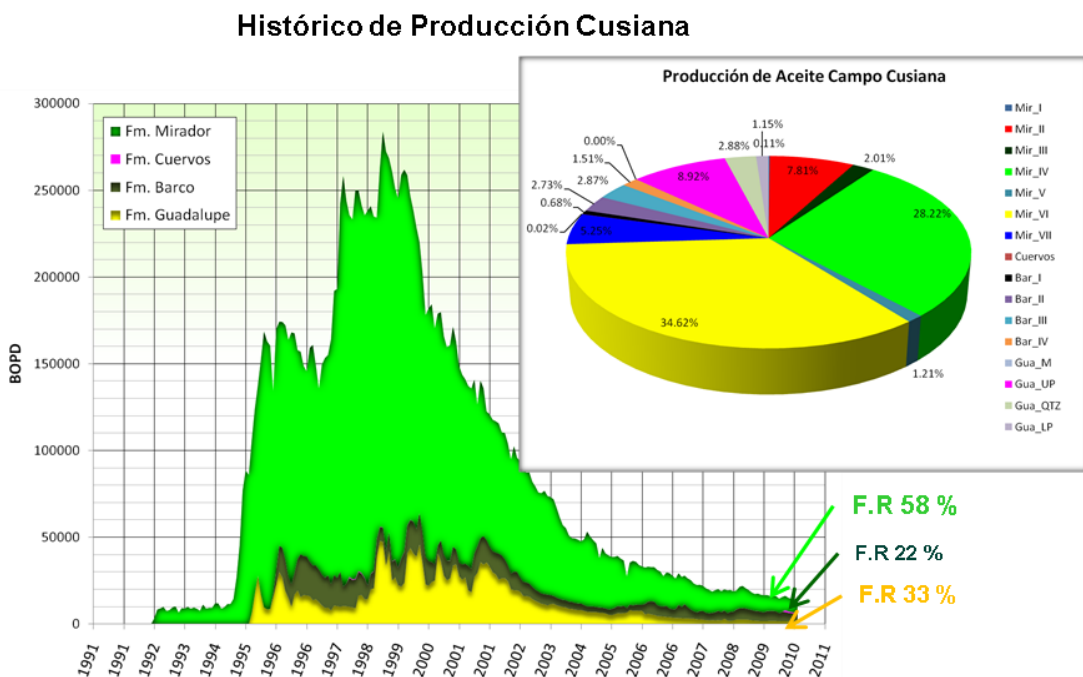
Para enero de 2013 la producción del campo es de 12767 BOPD, 759 MSCFD y 37185 BWPD con una tasa de inyección de gas de aproximadamente 529 MSCFD. Se estima que el 57% (7277 BOPD) de la producción de petróleo

corresponde a la Formación Mirador, un 31% (3958 BOPD) a la Fm. Barco y un 12% (1532 BOPD) a la Fm. Guadalupe.

Igualmente, según la interpretación de los registros de inyección ILT, se determina que la mayor inyección de gas se ha dado a nivel de la Formación Mirador con un 75%, Barco con un 22% y Guadalupe con un 3% del total del volumen de inyección. Se estima que aproximadamente el 62.7% (332 MSCFD) de la inyección actual de gas se corresponde a la Formación Mirador, un 24.3% (129 MSCFD) a la Fm. Barco y un 13% (69 MSCFD) a la Fm. Guadalupe.

Al ser Mirador la formación con el mayor histórico de inyección de gas es la que presenta actualmente los mayores factores de recobro de petróleo, por encima del 50%, mientras que Barco y Guadalupe presentan factores de recobro alrededor del 26% y el 34% respectivamente. Figura 10.

Figura 10. Distribución de producción campo Cusiana.



Fuente: ECOPETROL

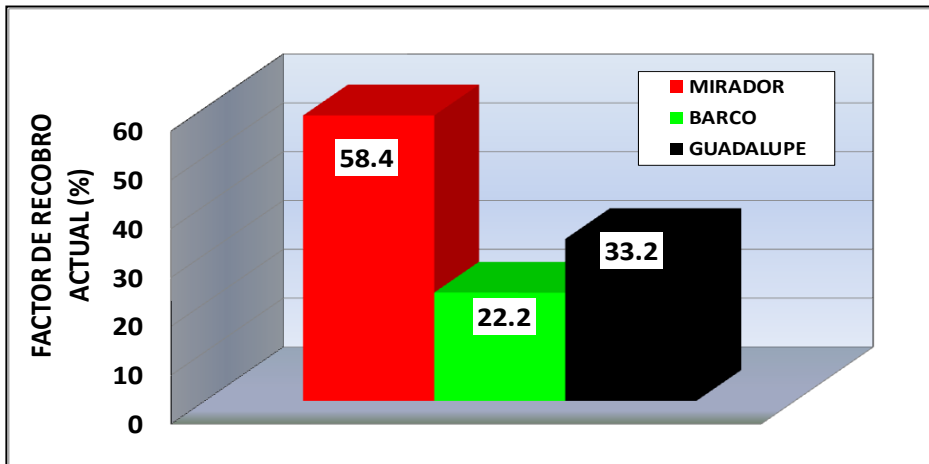
Se identifica que el principal problema del campo radica en la poca disponibilidad de gas de inyección en el campo, debido a que el principal mecanismo de recobro del campo está dado por la re-inyección de gas. A partir de éste se derivan otros problemas como son:

- La tasa de gas de producción en los últimos años ha declinado significativamente y se estima que con el esquema actual de explotación ésta tendencia continúe a una declinación aprox. del 2.0% mensual al tener una explotación enfocada principalmente en petróleo. Adicionalmente, se ha aumentado la producción de agua debido al avance de los acuíferos, lo cual ha generado pérdidas de producción al limitar la capacidad de levantamiento por flujo natural de los pozos.
- El hecho que Cusiana asumiera el 100% del suministro de gas para las ventas de gas por la planta de gas LTOI (200 MSCFD) a partir de Enero de 2011, pasando el suministro de gas de ventas del campo Cusiana de 70 MSCFD a 200 MSCFD y dejando de ser soportadas por el gas de Cupiagua, lo que hizo que se generara una reducción en los volúmenes de inyección de gas en el campo. Esta situación genera en yacimiento un menor reemplazamiento, mayor agotamiento e impactos en producción petróleo.
- Aun se visualizan oportunidades de desarrollo de reservas de petróleo, sin embargo actualmente no existe el gas de inyección necesario para viabilizar dichas opciones a pesar de tener un neto de producción de gas relativamente bajo (alrededor de 473 GSCF).
- Existe un alto nivel de costos para la ejecución de proyectos de desarrollo adicional en el campo.

5.7 FACTORES DE RECOBRO

Basados en la interpretación de los registros de producción PLT y teniendo en cuenta los cálculos volumétricos por formación, se determina que el mayor acumulado en producción de petróleo la posee la Formación Mirador, la cual a Enero de 2013 presenta un factor de recobro promedio aproximado del 58.4%, seguido de la formación Barco con un recobro del 22.2% y finalmente la formación Guadalupe con un recobro del 33.2%. El alto factor de recobro obtenido en la formación Mirador comparado con el obtenido a nivel de Barco y Guadalupe radica en que el esquema de inyección de gas del campo se ha enfocado principalmente en la formación Mirador. El factor de recobro actual para todo el campo es del 48.5%.

Figura 11. Factores de recobro @ Np por Formación.



Fuente: ECOPEPETROL

La figura 11 confirma que en el campo Cusiana la explotación importante de hidrocarburos ha estado enfocada hacia la formación Mirador y que los recobros

menores en las formaciones Barco y Guadalupe están asociados a zonas de agua en las cuales el recobro por la inyección de gas es relativamente bajo”.¹⁷

¹⁷ PLAN DE DESARROLLO CONCEPTUAL DE CUSIANA, GERENCIA TECNICA Y DE DESARROLLO DE E&P, SUPERINTENDENCIA DE YACIMIENTOS PAG 18,23, 24, 25, 39, 43, 44 y 49.

6. MARCO JURIDICO DEL CONTRATO DE ASOCIACIÓN TAURAMENA

Las siguientes son las consideraciones generales del contrato de asociación Tauramena el cual tiene como fecha efectiva de inicio el 4 de Julio de 1988.

- El 5 de mayo de 1988, ECOPETROL, TRITON celebraron el contrato de asociación para el sector TAURAMENA (EL CONTRATO), con fecha efectiva del 4 de Julio de 1988, sobre un área de 15.741 hectáreas ubicadas en el departamento de Casanare, en adelante el AREA CONTRATADA, protocolizado mediante escritura pública 2041 otorgada el 17 de junio de 1988 ante el Notario Décimo del circuito de Santafé de Bogotá D.C
- Mediante Resolución 002788 del 30 de agosto de 1988, el Ministerio de Minas y Energía aprobó EL CONTRATO.
- Mediante escritura pública 1602 otorgada el 11 de junio de 1990 en la notaria Decima de Bogotá, TRITON cedió a BP el 25% y a TOTAL el 25% de sus derechos, participaciones e intereses en EL CONTRATO. Asimismo, BP fue designado como OPERADOR.
- Mediante escritura pública 2586 otorgada el 9 de septiembre de 1992 en la notaria 42 del circuito de Santafé de Bogotá D, C, TRITON cedió a BP el 13% y a TOTAL el 13% de sus derechos, participación e intereses en EL CONTRATO, de manera que la participación de las compañías en los intereses, derechos y obligaciones de la ASOCIADA quedo conformada así BP: 38%, TOTAL: 38% Y TRITON 24%.

- Mediante oficio ECP- No.000442 del 29 de junio de 1993, amañado de Ecopetrol, se declaró la comercialidad de los campos **CUPIAGUA Y CUSIANA**, el último de los cuales se extiende sobre el área del CONTRATO.
- De conformidad con lo estipulado en la cláusula 8.1 del CONTRATO, LA ASOCIADA efectuó la primera devolución de área según documento privado del 11 de abril de mil novecientos noventa y cinco (1995), protocolizado mediante escritura pública 1628 otorgada el 19 de abril de 1995 en la notaria Cuarenta y Dos del circuito de Bogotá.
- En la actualidad la ASOCIADA está conformada por ECOPETROL, EQUION Y EMERALD.

6.1 ANTECEDENTES NEGOCIACIÓN ACUERDO DE INVERSIÓN VARIABLE

- El 11 de abril de 1995, mediante Resolución No. 957, el Ministerio de Minas y Energía aprobó el Plan Integral para la Explotación Unificada de la Estructura Petrolífera de Cusiana.
- El 31 de diciembre de 2007 se firma el otro sí #6 del plan de explotación Unificado de Cusiana donde se acuerda que “a partir del 1 de enero de 2008 las inversiones en el Área Unificada serán asumidas y pagadas por las partes, de acuerdo con los porcentajes que establece la siguiente escala variable:

ANO	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%

- Los porcentajes de participación en la producción así como los costos de operación seguirán siendo aplicados conforme a lo previsto en los Contratos de Asociación y en el "Plan"; Los porcentajes en los cuales se asumirán las inversiones para los años 2017, 2018 y 2019 serán acordados en el futuro por las partes.”
- Que de acuerdo con lo previsto en la Cláusula 7.5 del "Plan", se reconoce la desmotivación existente por parte de los socios privados de efectuar nuevas inversiones antes de la expiración programada de un contrato de asociación, en la medida en que estos no podrían beneficiarse de dichas nuevas inversiones mediante sus intereses de participación reducidos.
- El Operador del campo Cusiana en conjunto con Ecopetrol han revisado y acordado técnicamente, una estrategia para manejo del campo, y una actividad de corto y largo plazo para continuar con el desarrollo del campo y para el sostenimiento e incremento de la producción de hidrocarburos.
- Durante el año 2012 respecto al plan de desarrollo acordado técnicamente entre las partes, la asociada ha manifestado que futuras actividades de inversión no son económicamente viables para ellos.
- El 10 de Diciembre de 2012 la Asociada mediante comunicación escrita, solicita revisar el acuerdo de inversión variable con miras a hacer económicamente viable la actividad que se ejecute en el campo Cusiana a partir del 2013 y continuar con el desarrollo oportuno de la estructura petrolífera de Cusiana :

Capex Cusiana		2012	2013	2014	2015	2016
Acuerdo Escala de inversión variable acordada en 2007	Ecopetrol	69,40%	69,40%	78,00%	90,00%	98,00%
	Equion (Equión + Santiago oil Co.)	18,97%	18,97%	13,64%	6,20%	1,24%
	Tepma	11,63%	11,63%	8,36%	3,80%	0,76%



Capex Cusiana		2012	2013	2014	2015	2016
Propuesta de la Asociada Escala de inversión Variable	Ecopetrol	69,40%	78,58%	92,84%	96,61%	98,00%
	Equion (Equión + Santiago oil Co.)	18,97%	13,28%	4,44%	2,10%	1,24%
	Tepma	11,63%	8,14%	2,72%	1,29%	0,76%

% Participación Producción y OPEX	Ecopetrol	69,40%	69,40%	69,40%	69,40%	69,40%
	Equion (Equión + Santiago oil Co.)	18,97%	18,97%	18,97%	18,97%	18,97%
	Tepma	11,63%	11,63%	11,63%	11,63%	11,63%

- **Consideraciones importantes planteadas por la Asociada en su comunicación:**

- ✓ “El interés de la Asociada es revisar el acuerdo de inversión variable con miras a hacer económicamente viable la actividad que se ejecute en el campo Cusiana a partir del 2013 y continuar con el desarrollo oportuno de la estructura petrolífera de Cusiana en beneficio de las Partes. La escala de inversión variable no aplicaría para el pozo CUSKAd, el cual ya fue aprobado por los socios bajo la escala de inversión variable actualmente vigente.
- ✓La escala de inversión variable mencionada aplicaría únicamente para el presupuesto de inversiones (Capex) de Cusiana. Los porcentajes de participación en la producción así como los costos de operación seguirán siendo aplicados conforme lo previsto en los contratos y en el Plan de Explotación Unificado de la Estructura Petrolífera de Cusiana.
- ✓ La escala de inversión variable será aplicada a los montos de inversión efectivamente causados en el año respectivo.

- ✓ El procedimiento para la resolución de desacuerdos o controversias de carácter legal, técnico y contable seguirá las reglas establecidas en los Contratos. ”

A partir de la finalización del contrato de asociación Tauramena en Julio 3 de 2016, la totalidad de las responsabilidades del campo Cusiana estarán a cargo de Ecopetrol, por lo tanto todo el riesgo técnico y financiero que hasta esa fecha ha sido compartido entre los socios, pasará en su totalidad a Ecopetrol.

6.2 COMPONENTE LEGAL- AMBIENTAL DEL CONTRATO DE ASOCIACIÓN TAURAMENA

El área contratada se denomina Tauramena, consta de una extensión de 15.741 hectáreas, 8.493,06, metros cuadrados y está ubicada en el municipio de Tuaramena Casanare.

Tabla 2. Área Centro de Facilidades de Producción Cusiana (CPF Cusiana).

PROYECTO	INSTALACIONES CENTRALES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CUSIANA
MUNICIPIO	Tauramena – Casanare
VEREDA	Aceite Alto
EXPEDIENTE MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL	No.524
EXPEDIENTE CORPORINOQUIA	CPF Cusiana, Expediente No. 97 - 0173 CPF Cusiana Fase II, Expediente No. 97 – 0174

PROYECTO	INSTALACIONES CENTRALES DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CUSIANA
SISTEMAS / AREAS QUE COMPRENDE	<ol style="list-style-type: none"> 1. Plantas de procesamiento de Fase I y Fase II 2. Sistema de tratamiento de aguas residuales domésticas 3. Sistemas de captación de aguas subsuperficiales 4. Instalaciones para el manejo integral de los residuos sólidos (IMIRS) 5. Parque industrial (Bodega de contratistas) 6. Llenadero de LPG 7. Descargadero de Crudo.

Fuente: ECOPETROL

Mediante Resolución No. 0448 de junio 11 de 1993 el INDERENA otorgó licencia ambiental para la construcción del proyecto facilidades tempranas de producción. Consecutivamente con la Resolución No. 00336 de Octubre 11 de 1994 el Ministerio de Medio Ambiente otorgó licencia ambiental ordinaria para la operación de las Facilidades Centrales de Producción (CPF) y de las líneas de flujo campo Cusiana – Cupiagua – Fase I. Posteriormente con la Resolución No. 760 de Julio 17 de 1995 el Ministerio de Medio Ambiente otorgó licencia ambiental ordinaria para la ampliación y operación de las Facilidades de producción del campo Cusiana. Mediante la Resolución No. 1041 de Septiembre 26 de 2003 el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial modificó la Resolución No. 1632 de Diciembre 26 de 1995 el cual modifica la Resolución No. 760 en el sentido de que dicha licencia incluya también la instalación y operación de una planta de gas de venta en el CPF de Cusiana con capacidad de 180 millones de pies cúbicos por día.

La construcción de las Facilidades Centrales de Producción (CPF) se realizó durante los años 1993, 1994, 1995 y 1996, la operación se realiza desde el año 1997.

Mediante Artículo Primero de la Resolución No. 2371 de diciembre 18 de 2008 el Ministerio modificó el Artículo Primero de la Resolución No. 448 de junio 11 de

1993 en el sentido de autorizar la instalación y operación de la planta de gas de venta LTO II y LPG. Los trabajos de construcción e instalación de la Planta LTO II se finalizaron en noviembre de 2010 e inició a operar en el mes de enero de 2011, mientras que los trabajos de construcción y montaje de la planta LPG finalizaron en noviembre de 2011 e inició operación al final del mismo mes.

Mediante comunicación 20071004-1842EPFCUS de octubre 4 de 2007 radicada bajo No. 4120-E1-103507 BP (Hoy EQUION) informó al Ministerio sobre un cambio menor correspondiente a adecuar un área contigua a la zona de tanques de almacenamiento de la estación de bombeo operado por Ocesa S.A como área de recibo de crudos de otras operadoras en la región. En la comunicación se describen las características de la actividad a realizar, criterios y medidas tomadas desde el punto de vista ambiental y un plano de localización general y ajuste mencionado de las facilidades.

Mediante comunicación 2010076-575EPFCUS de julio 6 de 2010BP (Hoy EQUION) solicitó un pronunciamiento de cambio menor nuevamente sobre el área de recibo de crudo de otras operadoras del Ministerio debido a que por necesidades de la operación actual es necesario realizar variaciones en el área autorizada por dicho Ministerio mediante comunicación 2400-E2-96882 de octubre 23 de 207, los cambios consisten en reubicar el área de recibo de crudo dentro del área de la estación Ocesa la cual se encuentra dentro del área licenciada. BP (Hoy EQUION) aclara que se mantienen las mismas condiciones presentadas en la comunicación 20071004-1842EPFCUS de octubre 4 de 2007 radicada bajo No. 4120-E1-103507. Se espera pronunciamiento del Ministerio.

El Ministerio mediante comunicación radicada el 11 de mayo de 2008 precisa que dichas actividades se enmarcan dentro de lo establecido en el parágrafo del Artículo 27 del Decreto 1220 de 2005 y en consecuencia corresponden a giros ordinarios dentro de las actividades licenciadas ya que no implican la intervención

de áreas adicionales y en consecuencia no genera impactos ambientales diferentes a los dimensionados inicialmente ni demandan recursos naturales adicionales a los autorizados. Copia de la comunicación se incluyó en el Informe de Cumplimiento Ambiental del periodo enero a junio de 2008 enviado al Ministerio mediante comunicación 20080901-595EF CUS de septiembre 1 de 2008 radicada bajo No. 4120-E1-99454.

En el periodo entre agosto 2012 a julio de 2013 finalizó la construcción del proyecto área de recibo de crudos de otras operadoras de la región. El Descargadero de crudo inició a operar a partir de diciembre de 2012.

Mediante Artículo Primero de la Resolución No. 2624 de diciembre 20 de 2010 el Ministerio modificó el Artículo Primero de la Resolución No. 448 de junio 11 de 1993 para autorizar la construcción y operación del Llenadero de cargue y despacho final de Gas Licuado de Petróleo — GLP en un área aledaña al CPF Cusiana.

Mediante comunicación 20110228-187ECPCUS de febrero 28 de 2011 radicada bajo No. 4120-E1-24960 EQUION solicitó pronunciamiento de un cambio menor consistente en la redistribución de áreas dentro del proyecto Llenadero y sobre la optimización de la infraestructura vial. Adicionalmente aclara que esta actividad no requiere de nuevas áreas a las licenciadas ni genera variaciones en el aprovechamiento de recursos identificados en el Estudio de Impacto Ambiental.

Mediante comunicación 2400-E2-73373 de julio 27 de 2011 el Ministerio consideró que las modificaciones planteadas por el Ministerio corresponde a un cambio menor.

Las actividades de construcción y montaje finalizaron en el mes de noviembre de 2011 y a finales del mismo mes se inició la operación del Llenadero.

La Interventoría Ambiental la realiza DUVAL LTDA a través de la revisión de la documentación existente y visitas mensuales en las que se verifica el cumplimiento de compromisos y requerimientos incluidos en el plan de manejo ambiental, licencia, permisos, Autos y normatividad ambiental vigente, adicionalmente se formulan recomendaciones sobre acciones preventivas y/o correctivas orientadas al mejoramiento de los procesos. A partir del seguimiento realizado se elaboran los Informes de Cumplimiento Ambiental utilizando la metodología establecida por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.

Para mayor claridad en la Tabla 3, se evidencia la relación de las licencias ambientales otorgados por la autoridad regional Corporinoquia y Nacional, hoy ANLA, para la construcción, operación y abandono de las facilidades en el marco del contrato de Asociación Tauramena.

Tabla 3. Licencias ambientales contrato de Asociación Tauramena.

AUTORIDAD	LICENCIA / PERMISO	RESOLUCIÓN No.	FECHA	OBSERVACIONES	ESTADO
INDERENA	Licencia ambiental para la construcción del proyecto facilidades tempranas de producción.	0448	Junio 11 de 1993	Etapa de Construcción.	ABIERTO
MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL	Licencia ambiental para operación del CPF de Cusiana	336	Octubre 11 de 1994	Etapa de Operación Vigencia por la duración del proyecto	ABIERTO
	Auto	135	Marzo 13 de 1995	Hace requerimientos	CERRADO
	Licencia ambiental ampliación de las CPF	760	Julio 17 de 1995	Etapa de Operación Vigencia por la duración del proyecto	ABIERTO
	Modifica la Licencia ambiental Otorgada mediante Resolución No.760 de julio 17 de 1995	1632	Diciembre 26 de 1995	Etapa de Operación	ABIERTO
	Modificación de la licencia ambiental	1041	Septiembre 26 de 2003	Instalación de la planta de gas de venta de 180 mmscfd.	ABIERTO
	Auto	1029	Junio 22 de 2005	Hace requerimientos	ABIERTO
	Auto	2290	Diciembre 21 de 2005	Hace requerimientos	ABIERTO
	Auto	603	Marzo 9 de 2007	Declara cumplimientos y hace requerimientos.	ABIERTO
	Auto	2528	Agosto 15 de 2008	Se hacen requerimientos	CERRADO

AUTORIDAD	LICENCIA / PERMISO	RESOLUCIÓN No.	FECHA	OBSERVACIONES	ESTADO
	Resolución	2371	Diciembre 18 de 2008	Modifica la Resolución No.448 del 11 de junio de 1993 en el sentido de autorizar la instalación y operación de la planta de gas de venta LTO II.	ABIERTO
	Resolución	558	Marzo 20 de 2009	Modifica el Numeral Primero, literal a, del ARTÍCULO Primero, ARTÍCULO Segundo, ARTÍCULO Cuarto de la Resolución No. 2371 de Diciembre 18 de 2008	ABIERTO
	Resolución	1293	Julio 6 de 2009	Modifica la Resolución No. 336 de octubre 11 de 1994 en el sentido de adicionar la obligación de la inversión como mínimo de un 1% del valor del proyecto CPF Cusiana y líneas de flujo del campo Cusiana para la recuperación, conservación, preservación y vigilancia de las cuencas hidrográficas; que para el caso alimentan los denominados pozos profundos N°1, N° 2, N° 3 y N° 4, y la quebrada Aguablanca.	ABIERTO
MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL	Resolución	1294	Julio 6 de 2009	Modifica la Resolución No. 760 de julio 17 de 1995 en el sentido de adicionar la obligación de la inversión como mínimo de un 1% del valor del proyecto CPF Cusiana y líneas de flujo del campo Cusiana para la recuperación, conservación, preservación y vigilancia de las cuencas hidrográficas; que para el caso alimentan los denominados pozos profundos N°1, N° 2, N° 3 y N° 4, y la quebrada Aguablanca.	CERRADO Esta Resolución fue modificada por la Resolución No. 2266. El seguimiento se realiza en la resolución 2266.
	Auto	1976	Julio 7 de 2009	Hace requerimientos	ABIERTO
	Auto	2741	Septiembre 28 de 2009	Resuelve recurso de reposición interpuesto al Auto No 1975 de julio 7 de 2009.	CERRADO
	Resolución	2254	Noviembre 18 de 2009	Modifica el Artículo Primero de la Resolución No. 1293 de julio 6 de 2009.	ABIERTO
	Resolución	2266	Noviembre 20 de 2009	Modifica el Artículo Primero de la Resolución No. 1294 de julio 6 de 2009.	ABIERTO
	Auto	1977	Junio 2 de 2010	Hace requerimientos.	ABIERTO
	Auto	3740	Octubre 8 de 2010	Resuelve recurso interpuesto al AutoNo.1977 de junio 2 de 2010	CERRADO
	Resolución	2624	Diciembre 20 de 2010	Modifica la Resolución No.448 del 11 de junio de 1993 en el sentido de autorizar la construcción y operación del Llenadero de cargue y despacho final de Gas Licuado de Petróleo	ABIERTO

AUTORIDAD	LICENCIA / PERMISO	RESOLUCIÓN No.	FECHA	OBSERVACIONES	ESTADO
	Auto	2377	Junio 13 de 2014	Se efectúa un seguimiento y control ambiental.	ABIERTO
CORPORINOQUIA	Permiso de aprovechamiento forestal	003	Septiembre 12 de 1995	Concede permiso de aprovechamiento forestal Único.	CERRADO
	Permiso de aprovechamiento forestal	096	Marzo 7 de 1996	Acoge el concepto favorable emitido por el Ministerio del Medio Ambiente, aceptando un plan de manejo ambiental para nacederos del CPF Cusiana.	CERRADO
	Concesión de aguas	0152	Marzo 28 de 1996	Otorga concesión de aguas subterráneas a la empresa BP, del pozo No 3.	CERRADO
	Permiso de aprovechamiento forestal	391	Octubre 28 de 1996	Autoriza realizar la tala de árboles.	CERRADO
CORPORINOQUIA	Permiso de Vertimiento CPF Fase II, Estación de Bombeo Cusiana.	250	Junio 13 de 1997	Sistema de separación de aguas aceitosas de fase II.	ABIERTO
	Permiso de emisiones atmosféricas	254	Junio 13 de 1997	Otorga permiso de emisiones atmosféricas para las instalaciones del CPF Cusiana	CERRADO
	Resolución	0484	Octubre 15 de 1997	Establece el plan de manejo ambiental para el proyecto de recuperación ambiental y Control de la Microcuenca de la quebrada El Tesoro.	CERRADO
	Concesión de aguas – Pozo N° 2	540	Noviembre 6 de 1997	Vigencia por Diez Años	ABIERTO
	Permiso de vertimiento	592	Noviembre 26 de 1997	Otorgar permiso definitivo de vertimiento de aguas residuales domésticas.	CERRADO
	Concesión de aguas - Pozo N° 1 y fuentes superficiales.	712	Diciembre 23 de 1997	Vigencia por Diez Años	CERRADO
	Auto	231	Junio 6 de 1998	Hace requerimientos	CERRADO
	Auto	236	Julio 13 de 1998	Hace requerimientos	CERRADO
	Concesión de aguas pozo No. 3	200.15-0159	Mayo 8 de 2001	Modificar el Artículo primero de la Resolución No. 0152 del 28 de marzo de 1996.	CERRADO
	Concesión de aguas para el proyecto Fogging	200.15-0147	Marzo 13 de 2002	Otorga una concesión de aguas de 20 l/s del río Cusiana Vigencia cinco años	CERRADO
	Auto	200.05-634	Junio 5 de 2002	Requerimientos de información	CERRADO
	Prórroga del permiso de emisiones atmosféricas	200.15-0311	Junio 13 de 2002	Vigencia por cinco años	CERRADO
	Cambio de la medida de compensación	200.15-0490	Septiembre 3 de 2002	Autoriza cambio de la medida de compensación impuesta en los Actos Administrativos No. 0484 de octubre 15 de 1997 y 200.15-0160 de mayo 8 de 2001.	CERRADO
	Permiso de aprovechamiento forestal	200.15.03-0029	Enero 27 de 2003	Autorización de aprovechamiento forestal único	CERRADO
Prórroga del permiso de concesión de aguas, Pozo No. 3	200.15-03-0102	Marzo 5 de 2003	Vigencia por cinco años Concesión de 12 l/s	CERRADO	

AUTORIDAD	LICENCIA / PERMISO	RESOLUCIÓN No.	FECHA	OBSERVACIONES	ESTADO
	Ampliación permiso de emisiones atmosféricas para incluir la planta de gas de venta de 180 mmscfd	200.15.03-0403	Septiembre 16 de 2003	Continúa la vigencia establecida en la Resolución No.200.15-0311 de Junio 13 de 2002.	ABIERTO
	Se abre investigación y se impone medida de compensatoria	200.05.04-0450	Julio 14 de 2004	Siembra de árboles maderables con especies nativas de la zona y plan de revegetalización forestal.	CERRADO
	Auto	200.05.04-0574	Septiembre 29 de 2004	Se hace un requerimiento	CERRADO
	Auto	200.05.04-0760	Noviembre 16 de 2004	Modifica el Artículo Primero del Auto No. 200.05.04-0574 del 29 de septiembre de 2004.	CERRADO
CORPORINOQUIA	Resolución	200.15.05-0971	Diciembre 16 de 2005	Otorga autorización a BP para el manejo, almacenamiento, tratamiento y disposición final de residuos sólidos domésticos, industriales y hospitalarios generados en las diferentes locaciones o pozos de los campos Cusiana, Cupiagua, y Piedemonte.	CERRADO (Corporinoquia renovó permiso a EQUION)
	Permiso de vertimiento de aguas residuales domésticas.	200.15.06-0076	Enero 26 de 2006	Otorga permiso de vertimiento de aguas residuales domésticas para el CPF de Cusiana por un término de cinco (5) años, con vigencia hasta Enero 26 de 2011.	ABIERTO
	Permiso de exploración de aguas subterráneas	200.15.06-127	Febrero 13 de 2006	Otorga permiso de exploración de aguas subterráneas con miras a su posterior aprovechamiento en el área del CPF de Cusiana.	CERRADO
	Auto	200.15.06-555	Junio 12 de 2006	Resuelve recurso de reposición contra la Resolución No. 200.15.06-0076 de Enero 26 de 2006.	ABIERTO
	Auto	200.15.06-0632	Junio 27 de 2006	Declara la cesión de un procedimiento y hace un requerimiento.	ABIERTO
	Auto	500.05.05-0897	Julio 10 de 2006	Hace requerimientos.	CERRADO
	Auto	500.05.06-1591	Diciembre 13 de 2006	Resuelve recurso de reposición contra el Auto No. 500.05.05-0897 de Julio 10 de 2006.	CERRADO
	Permiso de concesión de aguas subterráneas pozo número 4.	200.15-07-0129	Febrero 16 de 2007	Otorga concesión de aguas del pozo 4 para captar 13 l/s, por diez años. Vigente hasta Febrero de 2017.	ABIERTO

AUTORIDAD	LICENCIA / PERMISO	RESOLUCIÓN No.	FECHA	OBSERVACIONES	ESTADO
	Modificación de la Resolución No. 200.15-07-0129	200.15.07-0382	Mayo 2 de 2007	Modifica el párrafo en el sentido de poder utilizar el caudal de agua concesionado para el desarrollo de las actividades domésticas e industriales de los Campos Cusiana, Cupiagua, Recetar y Piedemonte, incluyendo las Facilidades Centrales de Producción ubicadas dentro de estos Campos.	ABIERTO
	Prórroga permiso de emisiones atmosféricas	200.15-07-0712	Agosto 3 de 2007	Renueva el permiso de emisiones atmosféricas Resolución No. 200- 15.0311 de Junio 13 de 2002, por el término de cinco años.	ABIERTO
.CORPORINOQUIA	Permiso de captación de aguas río Cusiana	200.05-07-0779	Septiembre 4 de 2007	Renueva por un término de cinco años el permiso de concesión de aguas superficiales para uso industrial otorgado mediante Resolución No. 200.15.0147 del 13 de Marzo de 2002 en un caudal de 20 l/s.	ABIERTO
	Permiso de concesión de aguas, pozo 2.	200.05-07-1082	Noviembre 16 de 2007	Prorroga por diez años el permiso de concesión de aguas, Resolución No. 0540 del 6 de Noviembre de 1997 y amplía el caudal a 7 l/s.	ABIERTO
	Permiso de concesión de aguas, pozo 3.	200.05-07-1206	Diciembre 7 de 2007	Prorroga por diez años el permiso de concesión de aguas, Resolución No. 200.15.03-0102 del 5 de Marzo de 2003 y amplía el caudal a 16 l/s.	ABIERTO
	Auto	500.05.08-0002	Enero 21 de 2008	Declara cumplimiento y hace requerimiento.	CERRADO
	Resolución	200.41.08-0238	Marzo 10 de 2008	Rechaza el Recurso de Reposición interpuesto en contra de la Resolución No. 200.15.07.1082	CERRADO
	Resolución	200-41-08-1052	Septiembre 12 de 2008	Modifica parcialmente la Resolución No. 200.15.05-0971 del 16 de Diciembre de 2005	CERRADO (Corporinoquia otorgó nuevo permiso a EQUION)

AUTORIDAD	LICENCIA / PERMISO	RESOLUCIÓN No.	FECHA	OBSERVACIONES	ESTADO
	Resolución	200.41.09.0998	Septiembre 10 de 2009	Modifica las Resoluciones 0254 de fecha 13 de junio de 1997, 200.15-0311 de fecha 13 de junio de 2002, Resolución No. 200.15.03-403 del 16 de septiembre de 2003, Resolución No. 200.15.07-712 del 3 de agosto de 2007 en el sentido de incluir las emisiones atmosféricas generadas por los equipos requeridos para la ampliación de una planta de Gas venta LTO II y la instalación de una Planta de Recuperación de GLP	ABIERTO
	Auto	500.57.09.1324	Septiembre 10 de 2009	Hace requerimientos.	ABIERTO
	Resolución	200.41.09.1278	Noviembre 4 de 2009	Otorgó permiso de aprovechamiento forestal único.	ABIERTO
CORPORINOQUI A	Resolución	200.41-11-0366	Febrero 28 de 2011	Autoriza aprovechamiento forestal único para el proyecto de construcción y operación del llenadero de cargue y despacho final de gas licuado.	ABIERTO
	Resolución	200.41-11-0693	Mayo 10 de 2011	Renovó permiso de vertimiento de agua.	ABIERTO
	Resolución	200.41-11-1860	Noviembre 11 de 2011	Modificar el Permiso de Emisiones Atmosféricas otorgado a BP (hoy EQUION) mediante la Resolución No. 200.41.09-0998 de septiembre 10 de 2009, en el sentido de incluir a la infraestructura existente, una nueva fuente de emisión consistente la tea, requerida para la operación segura del Llenadero de cargue de Gas Licuado de Petróleo GLP.	ABIERTO
	Resolución	200.41-11-1396	Agosto 12 de 2011	Negó la renovación del permiso de vertimiento de aguas residuales domésticas e Industriales generadas durante las diferentes actividades que se realicen en el CPF Cusiana Fase II y Estación de Bombeo Ocesa.	ABIERTO

AUTORIDAD	LICENCIA / PERMISO	RESOLUCIÓN No.	FECHA	OBSERVACIONES	ESTADO
	Resolución	500.41-12-0094	Enero 27 de 2012	Renueva a EQUION, la Autorización para el Manejo, Almacenamiento Temporal y Disposición Final de los Residuos Sólidos Domésticos, Industriales y Hospitalarios, generados en las diferentes locaciones y áreas de pozos de los Campos Cusiana, Cupiagua, Floreña, CPF Cusiana, CPF Cupiagua, EPF Floreña, las Facilidades Chitamena E, LTT Y Cupiagua YR, en las instalaciones de manejo integral de residuos sólidos del CPF Cusiana.	ABIERTO
	Auto	500.57-12-1873	Agosto 30 de 2012	Hace requerimientos.	ABIERTO
	Resolución	500.41.13-1536	Noviembre 6 de 2013	Por la cual se proroga y se modifica un permiso de emisiones atmosféricas.	ABIERTO

Fuente: ECOPETROL

7. IDENTIFICACION DE VARIABLES CRÍTICAS PARA LA PERFORACION DE POZOS EN CUSIANA

El campo Cusiana ha estado produciendo desde hace más de 20 años. La economía para el campo está controlada por la presión de agotamiento y también por el fin del contrato de asociación, que expira el julio 3 de 2016. A pesar de que el campo se encuentra en la fase de agotamiento, con disminución significativa en las tasas de producción, las reservas restantes en Cusiana son mayores que en cualquier otro campo en Colombia. Como el campo Cusiana está en su etapa de agotamiento, el mantenimiento de la presión del Yacimiento es crítica para la optimización de la producción. Si no se mantiene la inyección, la caída de la producción será significativa.

El retraso en la ejecución de la perforación de los pozos tendría consecuencias significativas e irreversibles para la optimización de la recuperación de las reservas. El programa de perforación se ha establecido para permitir que los pozos sean perforados tan rápidamente como sea posible pero desafortunadamente, el alto costo de los pozos propuestos hace que no sean viables económicamente Equión y sus socios.

Como se ha indicado, hay una gran oportunidad para perforar los pozos, si los costos son reducidos. El alto costo de estos pozos no sólo es impulsado por las condiciones encontradas en el campo, sino también por los procedimientos y políticas que han sido adoptadas por Equión, como operador. Estos son el resultado de experiencias pasadas / prácticas, que no han sido re-evaluados para adaptarse a las cambiantes condiciones del campo. Equión reconoce no sólo que las condiciones en el campo han cambiado, sino que también debía adaptar sus políticas y procedimientos a estas nuevas condiciones, para lograr optimizar la

recuperación de las reservas del campo. Para afrontar este reto, el operador Equión creó un equipo para mirar todos los aspectos de la construcción de pozos.

El objetivo del equipo fue crear un diseño llamado *Nueva Era de Pozos Cusiana* que buscaba ser óptimo para las condiciones actuales y adaptadas a la vida restante del campo. Considerando las nuevas condiciones del campo el proyecto de optimización de los diseños del completamiento denominado *Nueva Era de Pozos Cusiana* presentaba los siguientes objetivos:

- Optimizar el diseño de los pozos (reducir el tamaño del completamiento) de acuerdo a las tasas de producción e inyección actuales.
- Buscar una reducción en costos de los completamientos al utilizar tamaños más pequeños de hueco y consecuente reducir volúmenes de lodo, cemento, residuos y tamaño de los tubulares. .
- Diseñar pozos ajustado a su propósito, es decir el diseño para cada pozo va a depender de su finalidad, si el pozo va a ser solamente inyector de gas, pre-productor e inyector de gas o simplemente productor de acuerdo a las formaciones objetivo.

A continuación se presentan los diseños de los completamientos para los pozos del Proyecto Cusiana según su finalidad:

Bases de Diseño Pozo Productor Formación Mirador:

- Completamiento Monobore.
- Producción: Aceite entre 2500-3000 bopd y Gas 30 Mscf/d.
- Árbol de Navidad de 4-1/8"-5,000 psi.
- Tubing de producción de 4-1/2" 12.6ppf L-80, 13%Cr.Tipo de Válvula de Subsuelo: TRSV

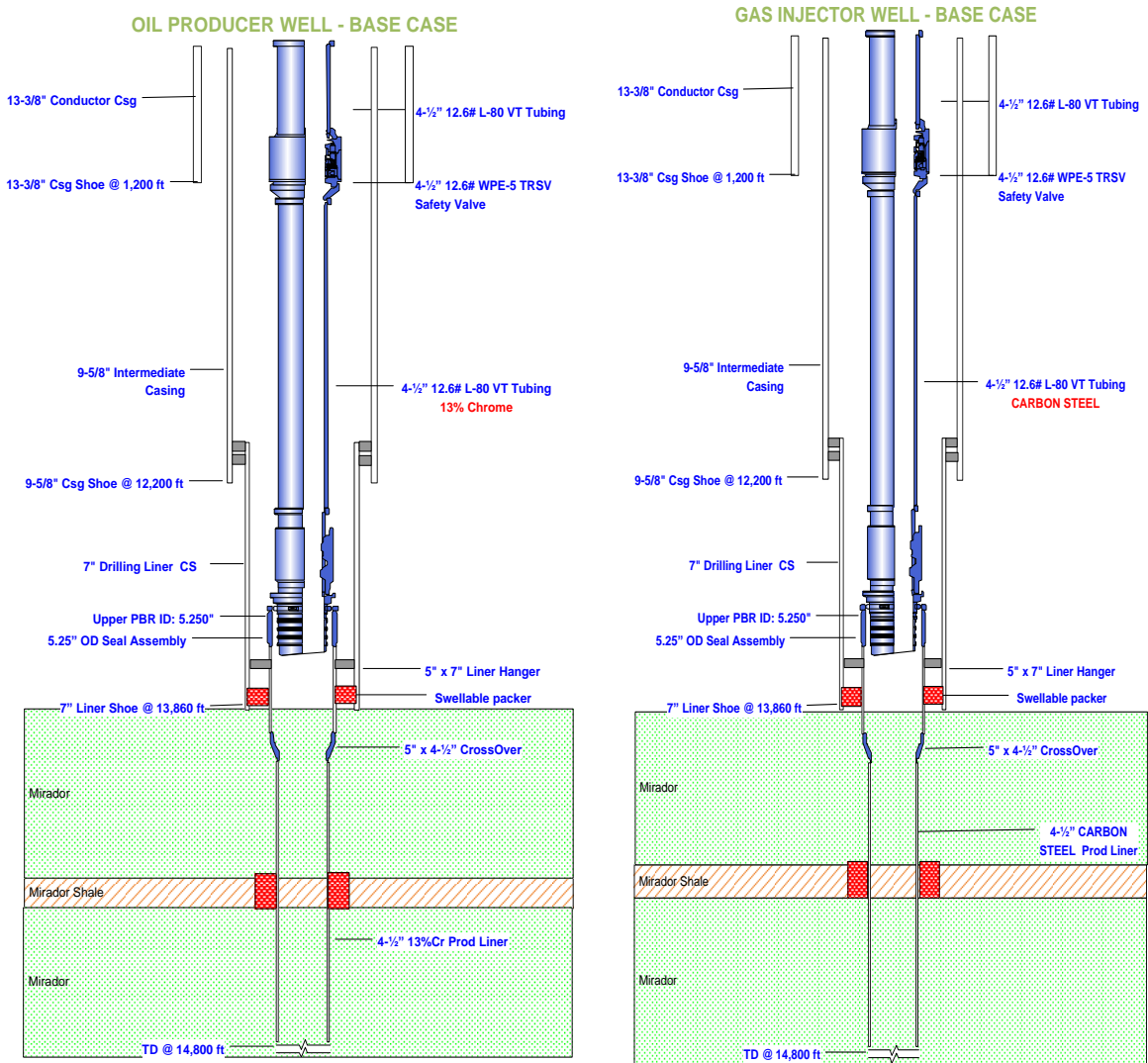
- No se contempla fracturamiento hidráulico. Se consideran trabajos de estimulación con Coiled Tubing a baja presión para inhibición de formación de escamas y migración de finos.
- Se considera cañoneo con wire line con cañones de 2-7/8" a 5 TPP de alta penetración.
- Para el completamiento se utilizará salmuera tipo Formiato de Sodio de 8,3 lpg y parámetros de calidad de 0,05% de sólidos y turbidez de 50 NTU para evitar daño a la formación.

Bases de Diseño Pozo Inyector de Gas Formación Mirador:

- Completamiento Monobore.
- Volumen de inyección: 50 Mscfd. Máximo 70 Mscfd.
- Árbol de Navidad de 5-1/8"-5,000 psi.
- Tubing de 5 1/2" 20# P-110 Tenaris Blue Carbon Steel.
- No se contempla fracturamiento hidráulico. Se consideran trabajos de estimulación con Coiled Tubing a baja presión para inhibición de formación de escamas y migración de finos.
- Se considera cañoneo con wire line con cañones de 2-7/8" a 5 TPP de alta penetración.

Toda la información técnica anteriormente detallada se incluye en las inversiones requeridas para la ejecución del proyecto de perforación adicional en Cusiana. La Figura 12 muestra los diseños de los estados mecánicos planeados para los pozos tanto inyectores como productores.

Figura 12. Estados Mecánicos planeados para los pozos tanto inyectoros como productores.



Fuente: ECOPELROL

Cusiana es un campo maduro desarrollado principalmente por una capa de gas y con el soporte de la inyección de gas, actualmente el mecanismo de producción principal es por la reinyección de gas.

Las principales variables críticas para el desarrollo del proyecto de perforación de pozos en Cusiana serían las siguientes.

7.1 SUBSUELO

Desde el punto de vista de subsuelo sería crítico que los pozos a perforar en Cusiana tengan una reducción en las reservas de petróleo estimadas para las actividades de desarrollo propuestas, bien sea por el retraso en el inicio de ejecución de las mismas o debido a los resultados obtenidos en los pozos.

Otro factor que debe ser tenido en cuenta en el desarrollo del proyecto adicional Cusiana es el de la incertidumbre en la definición de la posición estructural de los yacimientos debido a la pobre resolución sísmica, en algunas áreas particulares del yacimiento y/o la incertidumbre propia de las velocidades intervállicas utilizadas durante la conversión tiempo a profundidad de la sísmica 3D. Para mitigar este tema, previo a la perforación se hacen amarres con los pozos más cercanos y se debe realizar un seguimiento riguroso durante la perforación con el fin de tomar decisiones a tiempo.

Bloques estructurales más pequeños, debido a una pobre resolución sísmica, pueden impactar la promesa de valor. La principal causa de esta situación, es la pobre resolución de la sísmica con la que se cuenta actualmente en algunas áreas particulares del yacimiento. Para ello, se está planteando por parte del Operador, el reprocesamiento de 370 Km de sísmica 2D, a lo largo del sistema de imbricados.

La presencia de una alta saturación de agua (S_w) debido al movimiento del acuífero puede afectar la productividad de los pozos productores. Para evitar que lo anteriormente mencionado ocurra, se debe realizar la toma de registros eléctricos, de porosidad y presiones –donde sea posible-, con el fin de definir las zonas a completar con menor Saturación de agua y si las condiciones persisten, aislar los intervalos con mayor producción de agua.

Otro factor a tener en cuenta es la posibilidad de baja productividad /inyectividad de los pozos, por baja calidad de roca, generando menores volúmenes de inyección y/o producción, se debe realizar toma de registros eléctricos, con el fin de definir para completamiento las zonas con mejores propiedades petrofísicas y/o las zonas para fracturamiento hidráulico.

Una mayor tasa de declinación de los pozos a lo estimado, por mayor depletamiento del sector perforado, impactaría la productividad inicial y las reservas proyectadas de los pozos.

7.2 PERFORACIÓN

Durante la perforación de los pozos se puede presentar el No cumplimiento del target box diseñado por yacimientos, debido a problemas operacionales y/o direccionales durante la perforación, esto tendría impacto sobre la promesa de valor del proyecto y podría generar la realización de un sidetrack o hasta la posible pérdida de pozo, por ello se debe realizar por parte de los ingenieros de perforación, un seguimiento estricto al plan direccional propuesto vs. El plan direccional real, que se va llevando a cabo, durante la perforación. Existe también la posibilidad de presentarse inconvenientes geo-mecánicos durante la perforación.

El cambio del diseño del estado mecánico inicial del pozo durante la perforación, como consecuencia de problemas operacionales y de la incertidumbre geológica, podría generar sobrecostos debido mayores tiempos de perforación y al mayor uso de herramientas de perforación generando la consecuente pérdida de la promesa de valor en el proyecto.

Para la estrategia de perforación del proyecto Cusiana todo pozo en el cual se evidencie la posible presencia de una formación C7 sobre presurizada requerirá de un diseño que permita aislar C7 y C5; esto quiere decir que estas Carboneras serán perforadas en dos secciones de diámetro diferente de hueco. Por lo tanto para este escenario se sentara el casing de 9 5/8" en C6 (sección de 12 1/4", donde se perforan las formaciones Guayabo, Charte, León, C1, C2, C3, C4, C5 y 50 ft aprox. de C6) y luego se correrá Liner de 7 5/8" hasta llegar al tope de Mirador (sección de 8 1/2" que perforará las formaciones C6, C7, C8 hasta tope de Mirador).

En dado caso en el que se establezca que la formación C7 no se encuentra sobre presurizada, se puede perforar en una sola sección hueco las formaciones C5 y C7 (sección de 8 1/2" que perforara C3, C4, C5, C6, C7, C8 hasta encontrar el tope de Mirador). Solo para los pozos Productores se tiene contemplado el uso de tubería Cromada (Liner de 5 1/2" - 20# - P110 13% Cr); los pozos Inyectores serán revestidos con un Liner de 5 1/2" - 20# - P110 - Hydrill 513.

Para la perforación del proyecto Cusiana, se debe requiere un taladro 3000 HP cuyo proceso de selección y contratación debe tener una duración aproximadamente de 90 días.

7.3 NEGOCIACIÓN – ACUERDO DE INVERSIÓN VARIABLE

El objetivo de esta negociación es el de Viabilizar oportunamente la ejecución de las actividades de desarrollo adicional identificadas para el campo Cusiana, bajo el mejor escenario para Ecopetrol en términos económicos y de incorporación de reservas.

7.3.1 Oportunidades de negociar inversión variable

- Viabilizar y mantener la ejecución de la actividad como se tiene planeada, lo cual es clave para maximizar valor y que sigan siendo económicamente viables.
- Oportunidad de incorporación de reservas. Estas actividades hoy son contingentes para la empresa y no están en el balance de reservas y no se tiene promesa de valor en firme.
- Incentiva y viabiliza la realización de otras actividades e inversiones ampliando el portafolio *Ej. Evaluación y Desarrollo del Área llamada "Oil rim", oportunidades en los pozos BA VA12 (GI), BA J20, BA W42 (GI), entre otras.*
- Se evitarían negociaciones complejas y tiempo necesario para cerrar Acuerdos. Al existir de una u otra manera interferencia con los pozos existentes en el caso de OBR (Operación Bajo Riesgo) se requiere acordar temas como por ejemplo: black oil losses (pérdidas de crudo), definición de la línea base de los pozos, valor del gas de inyección requerido, asignación de beneficios por trabajos de pozo (wellwork), responsabilidades entre otros.
- No perder el plan de trabajo hecho con el operador de reducción de costos en D&C y facilidades para hacer viables estas actividades y el cual se sigue ejecutando.
- Los riesgos asociados a la actividad serían compartidos. la Asociada acompañaría a Ecopetrol en riesgos como los de construcción del pozo, incertidumbres de subsuelo inherentes a un campo maduro en declinación, entre otros.

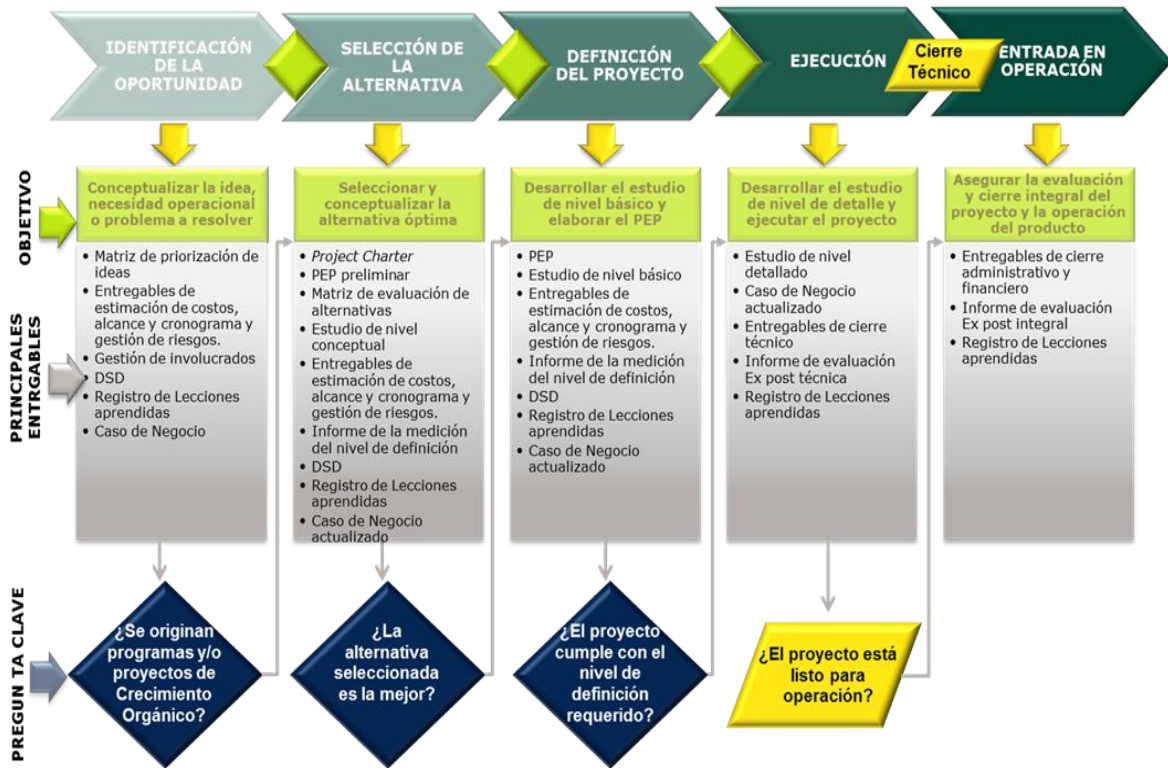
La negociación para Ecopetrol se debe dar en términos en los que sea evidente el beneficio de realizar la actividad en el corto plazo aunque se incremente su participación en el cápex de la misma, comparado con realizarla a la finalización del contrato de asociación Tauramena asumiendo los costos 100%

8. APLICACION DEL MODELO ECOPETROL PARA LA EVALUACION FINANCIERA DE LA ALTERNATIVA 100% ECP “OPERACIÓN BAJO RIESGO” PARA LA PERFORACION DE POZOS EN CUSIANA

Conforme a lo estipulado en el contrato de asociación las inversiones deben ser acordadas y aprobadas por parte de los socios , en dicho caso el operador del contrato de asociación presenta el documento soporte del proyecto correspondiente el cual es analizado y evaluado por parte de Ecopetrol y en caso de estar de acuerdo técnica y financieramente se da la aprobación correspondiente ; es el caso típico del contrato de asociación en el que las partes están de acuerdo en cuyo caso no se aplica el Modelo de Maduración de gestión de proyectos de Ecopetrol , en los casos en los cuales alguno de los socios decide no participar – como fue el caso del proyecto de desarrollo adicional Cusiana- el contrato de asociación en su cláusula 21 permite la opción de la llamada “Operación Bajo riesgo de una de las partes” (OBR). Debido a que EQUION ENERGIA LIMITED manifestó en el primer Comité Ejecutivo del año 2013 que no iría en la actividad de Cusiana con los porcentajes de inversión hasta dicha fecha pactados, Ecopetrol le manifestó en Junio 17 de 2013 su intención de ejecutar la actividad mediante el esquema de OBR, caso en el cual las inversiones son 100% ECP y se aplicó el Modelo de Maduración de Gestión de proyectos de Ecopetrol (MMGP). Esta evaluación corresponde al OBR con la maduración de Ecopetrol.

El Modelo de Maduración y Gestión de Proyectos (MMGP) cubre los procesos de identificación de la oportunidad, selección de la alternativa, definición del proyecto, ejecución y entrada en operación.

Figura 13. Modelo de Maduración y Gestión de Proyectos.

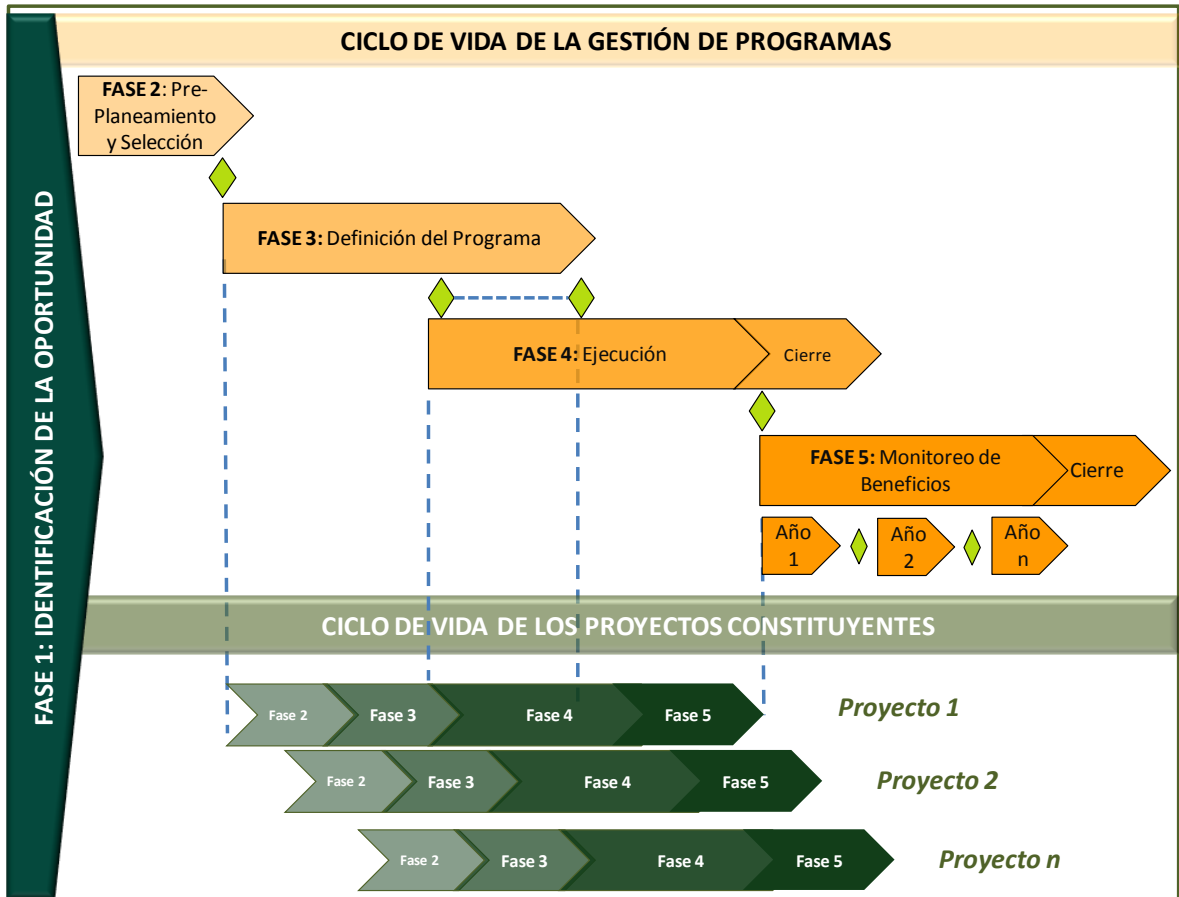


Fuente: ECOPETROL

Los procesos y actividades requeridas para la gestión de programas se desarrollan a través de cinco fases: identificación de la oportunidad, pre-planeamiento y selección, definición, ejecución y cierre y monitoreo de beneficios.

La figura 14 muestra la alineación existente entre el ciclo de vida de la gestión de programas y el ciclo de vida de la gestión de proyectos:

Figura 14. Interrelación entre las fases del ciclo de vida de la gestión de programas y el ciclo de vida de la gestión de proyectos.



Fuente: ECOPEPETROL

Los objetivos del Modelo de Maduración y Gestión de Proyectos (MMGP) son:

- Mejorar el desempeño de los proyectos
- Toma de decisiones con calidad
- Mejora continua y gestión del conocimiento
- Disciplina de Fases, que contemple integralmente el ciclo de los proyectos
- Reducir las desviaciones en tiempo, costo y alcance
- Aumentar la oportunidad de lograr las metas del proyecto a todo nivel

El MMGP es un vehículo que viabiliza la estrategia de la organización, incluye el conocimiento y procesos propios de la organización, con indicadores claros, consistentes, dependiendo del objetivo, aplica la gerencia del cambio, con mensajes ajustados a cada área y debe revisarse y mejorarse continuamente.

8.1 PREMISAS DEL PROYECTO CUSIANA OBR

- El proyecto Cusiana OBR (Operación Bajo Riesgo de una de las partes) busca asegurar la estrategia que respalde la meta de incorporación de reservas de la GNO del año 2013, a través del MMGP de Ecopetrol.
- En esta fase, Ecopetrol se considera la parte participante del proyecto (Inversiones 100% ECP), de acuerdo a lo establecido en la Cláusula 21 de los Contratos de Asociación Tauramena y Río Chitamina.
- El ejecutor del proyecto será la compañía Equion Energía Limited, actual operador del campo Cusiana.
- Cláusula 21: Operaciones Bajo Riesgo de una de las Partes.
 - ✓ “la parte que desee perforar el mencionado pozo, que en adelante se llamará Parte Participante, tendrá derecho a perforar, completar, producir o abandonar tal pozo a su costo y riesgo exclusivo”...
 - ✓ ... “A solicitud de la Parte Participante, el Operador perforará el pozo mencionado anteriormente por cuenta y riesgo de la Parte Participante, siempre y cuando que a juicio del Operador esta operación no interfiera el desarrollo normal de las operaciones del Campo, previo al anticipo al operador, por la parte participante, de las sumas que el operador estime necesarias para efectuar la perforación. En caso de que dicho pozo no pueda perforarse por el Operador sin interferir el desarrollo normal de las

operaciones, la parte Participante tendrá derecho a perforar tal pozo directamente tendrá derecho a perforar tal pozo directamente o por medio de una compañía de servicios competente y, en tal caso, la parte participante será responsable de tal operación, sin interferir el desarrollo de las operaciones normales del campo “....

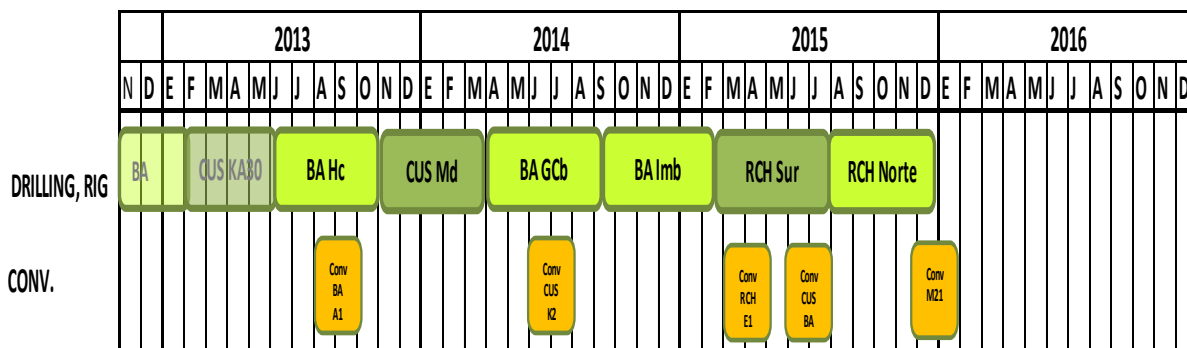
- ✓ ... “la producción de tal pozo, después de deducir la regalía de que trata la Cláusula 13, será de propiedad de la Parte Participante, la cual sufragará todos los costos de la operación de tal pozo hasta cuando el valor neto de la producción, después de deducir los costos de producción, de recolección, de almacenamiento, de transporte, de otros similares y de venta, sea igual al doscientos por ciento (200%) del costo de perforación y terminación de dicho pozo, el cual a partir de este momento y para fines del presente contrato será propiedad de la cuenta conjunta.....”
- ✓ Para la perforación de los pozos del proyecto directamente por parte de Ecopetrol se debe tener en cuenta la necesidad de contar con la aprobación de las partes del contrato de asociación de acuerdo a lo estipulado en la cláusula 21 : Operaciones Bajo Riesgo de una de las Partes, esto implica la celebración de un acuerdo con los siguientes temas :
 - Definición de la curva básica de producción
 - Distribución de costos y gastos de la operación
 - Responsabilidades y obligaciones de cada una de las partes
 - Reembolso

8.2 PLAN DE ACTIVIDAD

La Actividad Base comprende la perforación de hasta 6 pozos desde mitad del año 2013 hasta finales del año 2015 y la conversión de pozos productores/inyectores existentes. Este proyecto busca desarrollar unas reservas totales adicionales de crudo del orden de los 13 Mbbls y unas inversiones del orden

de los \$262 MUSD. Esta actividad está enmarcada en una eficiente administración del gas disponible para el desarrollo óptimo de zonas no drenadas en el Yacimiento a nivel de las Formaciones Barco y Guadalupe, el Mirador imbricado en el área de Buenos Aires y el Mirador en el bloque Rio Chitamina. La figura 15 muestra el cronograma del plan de actividad adicional en Cusiana

Figura 15. Plan de actividad Cusiana OBR.

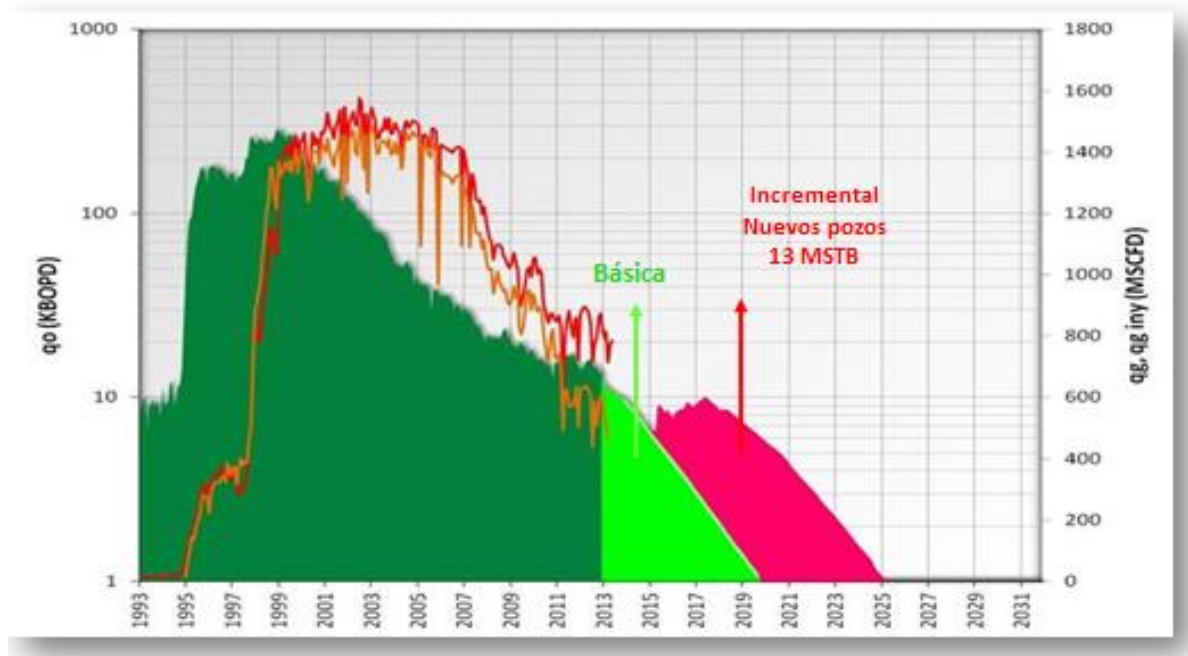


Fuente: ECOPETROL

8.3 PRODUCCIÓN

La estrategia de producción del campo consiste en aumentar el factor de recobro en aproximadamente 1% a través de la perforación de pozos inyectoros de gas y pozos productores, así como la conversión de pozos existentes, teniendo en cuenta una eficiente administración del gas disponible en el campo. La figura 16 la producción estimada con la ejecución del plan de actividad adicional en Cusiana.

Figura 16. Producción actividad Cusiana OBR.



Fuente: ECOPETROL.

Considerando la proyección de la curva básica de producción este proyecto le permitirá a la Gerencia Regional Nororiente de Ecopetrol alcanzar un incremental de producción de 4500 bopd promedio/año para el año 2017.

8.4 PREMISAS DE PERFORACIÓN

- Se consideran 13 días de movilización, 106 días de perforación, 43 días de completamiento los cuales se dividen en: 26 días de completamiento con equipo de perforación y 17 días de completamiento con Rigless (sin equipo de Workover).
- Este estimado cuenta con la tarifa inicial para el equipo de Perforación 3000 HP.

- Para el servicio de alquiler de tubería de perforación, los costos fueron suministrados por los ingenieros de operaciones del Campo Cupiagua de acuerdo con el Acuerdo de precios APSUG 24409 actualmente vencido pero se encuentra en proceso de planeación.
- Para trabajos de Rigless se estimó un tiempo de 17 días, de los cuales se tendrán los siguientes servicios adicionales: Alquiler equipo de Coiled tubing, slick line, trabajo de estimulación, Well testing, y transporte de fluidos. Estas cantidades fueron suministradas por ingenieros de completamiento del campo Cusiana.
- Para los valores de Tubería de revestimiento se tomaron los costos suministrados por Equion, ya que el acuerdo de precios actual entre Ecopetrol y la marca TENARIS no cuenta con este tipo de tubería Carbon Steel y conexiones especiales Vam Top.
- Los costos correspondientes al Combustible fueron suministrados por los respectivos ingenieros de operaciones para el campo Cusiana.

8.5 PRESUPUESTO DEL PROYECTO

La inversión total del proyecto de Desarrollo incremental Cusiana asciende a 262.861 KUSD el cual se discrimina en la Tabla 4:

Tabla 4. Distribución presupuesto del proyecto Cusiana OBR

DESCRIPCION	VALOR TOTAL (COL\$)	VALOR TOTAL (US\$)
PERFORACIÓN CSMd	\$ 67.737.010.474	\$ 37.631.672
PERFORACIÓN BAGCb	\$ 72.092.602.647	\$ 40.051.446
PERFORACIÓN RCHSur	\$ 75.135.337.018	\$ 41.741.854
PERFORACIÓN BAImb	\$ 69.966.119.677	\$ 38.870.066
PERFORACIÓN RCHNorte	\$ 78.354.689.941	\$ 43.530.383
CONVERSIÓN BAA1	\$ 7.985.849.068	\$ 4.436.583
CONVERSIÓN CSK15	\$ 5.916.061.876	\$ 3.286.701
CONVERSIÓN CSM21Z	\$ 7.540.401.941	\$ 4.189.112
CONVERSIÓN RCE1	\$ 5.679.976.662	\$ 3.155.543
CONTINGENCIAS CE3	\$ 57.420.028.343	\$ 31.900.016
ESCALACIÓN CE3	\$ 25.322.821.488	\$ 14.068.234
TOTAL	\$ 473.150.899.134	\$ 262.861.611

Fuente: ECOPETROL

Las contingencias calculadas para este proyecto son de USD 31.900.016. Los mayores costos del proyecto están concentrados en la perforación de pozos en los costos del taladro y en los costos de subsuelo.

8.6 RIESGOS DEL PROYECTO

La Tabla 5 describe la matriz de riesgos identificados para el proyecto Cusiana OBR; los riesgos valorados inicialmente como altos (H) , pasan después de la acción de tratamiento a riesgo medio (M) , siendo los retrasos en los tiempos de ejecución y los sobrecostos los riesgos que mayormente pueden afectar la promesa de valor del proyecto.

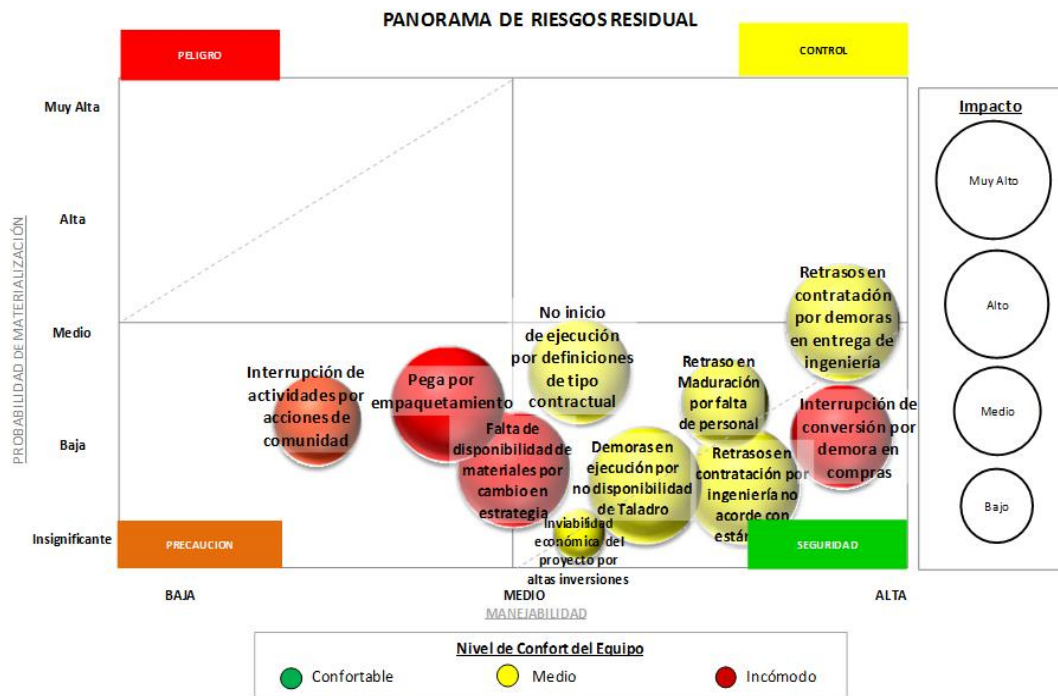
Tabla 5. Descripción de los riesgos del proyecto Cusiana OBR.

Descripción del Riesgo	Val. Riesgo Actual	Acción de tratamiento	Responsable	Val. Riesgo Residual
Variación de los estimados de costos de los pozos, debido a la incertidumbre de variación de los precios de los contratos futuros respecto a los contratos vigentes, lo cual genera sobrecostos	H	Realizar una validación de los AFE's de perforación y completamiento con base en la información de los pozos offset recibidos por parte de Equión y si se halla una inconsistencia representativa ajustarlos	Líder de Perforación / Ricardo Bustos	M
Retrasos en procesos de contratación (catalogación), por ingeniería no acorde con los estándares de ECP, lo cual genera mayores tiempos	H	Realizar talleres de socialización con UCN para dar a conocer las necesidades y especificaciones del proyecto	Planeación Precontractual / Enlace UCN Omar Castro	M
No definición del PCC del proyecto, por falta de definición de requisitos mínimos para la gestión de compras, lo cual genera mayores tiempos	H	1. Definir la estrategia de compras y contratación de los materiales	Planeación Precontractual / Enlace UCN Omar Castro	M
Maduración y ejecución del proyecto por fuera de los tiempos inicialmente planeados, por falta de disponibilidad de personal que madura y ejecuta el proyecto, lo cual genera mayores tiempos	H	1. Identificar los recursos humanos del proyecto pendientes por vinculación y gestionar la vinculación del personal con VTD	Líder de Proyecto / Gabriel Sierra	M
Retraso en compras por demoras en la homologación de las especificaciones de equipos y materiales para el contrato marco, lo cual genera mayores tiempos	H	Asegurar en la planeación, que todos los materiales estén incorporados en las compras que se definan para dejar el contrato marco solamente para ejecución	Líder de Proyecto / Gabriel Sierra	L
No realización de actividades de completamiento en los tiempos planeados, por limitaciones para ECP asociadas al contrato de asociación, lo cual afecta la promesa de valor y genera mayores tiempos de ejecución	H	Evaluar los temas jurídicos contractuales con el socio, para la realización bajo la modalidad de OBR de los pozos inyectoros	Líder de Proyecto / Gabriel Sierra	M
Retrasos en el inicio de actividades de ejecución, por no inclusión de las actividades del proyecto en los contratos de servicios de perforación y multiservicios, lo cual genera mayores tiempos	H	En los nuevos contratos verificar la inclusión de las actividades del proyecto Cusiana (Perforación y completamiento)	Líder de Perforación / Ricardo Bustos	M

Fuente: ECOPELROL

En la Figura 17 utilizando la Matriz de Boston Consulting Group (Matriz BCG), se describe cómo quedan los riesgos después de estructurados los planes de mitigación y contención de riesgos. La elaboración de matrices de peligro es una metodología que permite identificar y valorar riesgos y emitir recomendaciones o medidas de control que ayudaran a minimizar o evitar que estos riesgos se materialicen. La Matriz de BCG tiene cuatro cuadrantes, cada uno de los cuales propone una estrategia diferente para mitigar y contener los riesgos.

Figura 17. Matriz de Boston proyecto Cusiana OBR.



Fuente: ECOPETROL

8.7 RESULTADOS FINANCIEROS

Los resultados financieros del proyecto Cusiana OBR con maduración de Ecopetrol, se detallan a continuación en la Tabla 6.

Tabla 6. Resultados Financieros del proyecto Cusiana OBR.

CASO	VPN (MUSD\$)	EFI (Veces)	TIR (%)	Reservas (MBOE)	CAPEX (MUSD\$)
OBR	35,07	0.18	17,44	13,03	262,86

Fuente: ECOPETROL

Los resultados financieros muestran un VPN positivo de 35.07 MUSD frente a una inversión total de 262.86 MUSD, este valor es relativamente bajo teniendo en cuenta la magnitud de las inversiones que se deben realizar, algo similar ocurre con el indicador de eficiencia financiera (EFI), este indicador mide la eficiencia de la inversión, cuantos USD genera cada USD que se invierte. Lo anterior sumado a que uno de los principales riesgos detectados para este proyecto es la posibilidad de mayores costos por mayores tiempos en la ejecución de los trabajos en los pozos debido a problemas operacionales, financieramente el proyecto se puede ejecutar, pero sería de preferencia para Ecopetrol compartir el riesgo con los socios y negociar un acuerdo de inversión variable con ellos.

Tabla 7. Resultados Financieros pozos a perforar del proyecto Cusiana OBR.

MÓDULO DE INVERSIÓN	ACTIVIDADES	TIPO	VPN (MUSD\$)	EFI (veces)	TIR (%)	RESERVA (MBOE)	CAPEX (MUSD\$)	C. DESARRO (MUSD\$/MBOE)
DESARROLLO CUSIANA ETAPA III	Perforación CSMd	Preproductor-inyector	8,94	0,20	17,94	2,85	54,65	19,18
	Perforación BAGCb	Productor	2,88	0,07	14,37	2,09	53,91	25,79
DESARROLLO CUSIANA ETAPA IV	Perforación BAImb (BAPBc)	Inyector	23,64	0,65	29,31	3,70	47,12	12,74
	Perforación RCHSur	Inyector	6,83	0,18	17,47	2,74	54,41	19,86
	Perforación RCHNorte	Preproductor-Inyector	(7,11)	(0,19)	3,89	1,65	52,77	31,98

Fuente: ECOPETROL

La tabla 6 indica que no todos los pozos a perforar en el proyecto Cusiana son igual de robustos desde el punto de vista financiero para Ecopetrol bajo la opción del OBR, incluso el pozo RCH Norte no se debería perforar de acuerdo a los resultados arriba mencionados debido a que muestra un VPN negativo de 7.11 MUSD que deteriora valor para el proyecto.

9. EVALUACION FINANCIERA DE LAS ALTERNATIVAS PARA EJECUTAR EL PLAN DE DESARROLLO DE CUSIANA

La evaluación financiera fue realizada con escenarios determinísticos bajo los criterios establecidos por la Vicepresidencia de Estrategia y Crecimiento de Ecopetrol, pero con maduración en asociación, escenarios en el cual el socio aporta toda su experiencia técnica en la realización de este tipo de proyectos.

Debido al desincentivo por parte de los socios para invertir en proyectos de largo plazo en la medida en que se aproxima la fecha de finalización del contrato de asociación por el poco tiempo para recuperar la inversión, Ecopetrol revisó internamente si las economías del socio EQUION son realmente negativas, una vez demostrado lo anterior Ecopetrol y sobre un plan de desarrollo debidamente acordado se determina que el VPN para el socio sea cero , dicho escenario implica que Ecopetrol debe aumentar su porcentaje de participación en las inversiones y por ende el porcentaje de participación en las inversiones del socio se reduce.

Se realizó la evaluación financiera por parte del Departamento de gestión y crecimiento de la Gerencia Regional Nororiente de Ecopetrol teniendo en cuenta las siguientes premisas y supuestos macroeconómicos para ambas compañías tal y como lo muestra la tabla 8, esto con el fin de entender hasta donde efectivamente el caso de negocio no es viable para EQUION y hasta donde puede Ecopetrol incrementar su participación en aras de hacer viable técnica y financieramente el proyecto en asociación.

Tabla 8 Supuestos macroeconómicos de EQUION y ECOPETROL para la ejecución del proyecto Cusiana OBR.

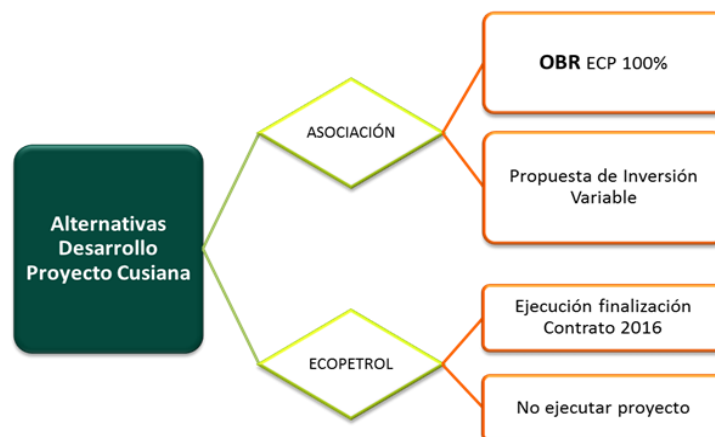
	ECOPETROL	EQUION	
Tasa Descuento	11,10%	9%	
Precio Referencia USD/Bl	65	80	
Descuento Offset USD/Bl	8,6	8,6	Por Calidad y Transporte
Regalias antes 2019	20%	20%	
Regalias despues 2019	32%	32%	

Fuente: ECOPETROL

Se definieron las siguientes alternativas para evaluar el caso de negocio para la ejecución del proyecto Cusiana, la figura 18 muestra dichas alternativas

- Operación Bajo Riesgo, OBR ECP 100%, con maduración en asociación.
- Inversión variable en asociación, con nuevos porcentajes de participación, debido a que el socio manifestó que con los porcentajes actuales no le es viable ejecutar la actividad.
- Ejecución del proyecto a la finalización del contrato de asociación Tauramena en Julio del año 2016.
- No ejecutar el proyecto.

Figura 18. Alternativas Ejecución proyecto Cusiana.

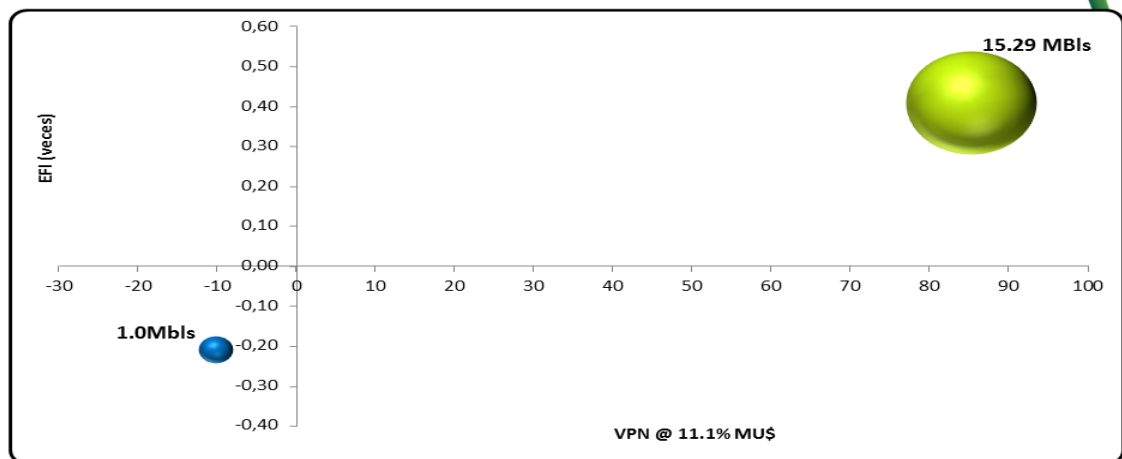


Fuente: ECOPETROL

Lo primero que se hizo en la valoración del proyecto Cusiana fue evaluar financieramente cómo se ve el proyecto utilizando los porcentajes actuales de participación en el contrato de asociación Tauramena para evaluar si para los socios diferentes a Ecopetrol el proyecto era viable o no , el resultado se observa en la Figura 19.

Figura 19. Valoración Actual Desarrollo Cusiana.

Valoración Desarrollo Cusiana
Condiciones actuales del Contrato de Asociación
Economías Ecopetrol - Parámetros Ecopetrol
Precio = 65 USD/BL ; Tasa descuento = 11.1%



** El tamaño de las burbujas corresponde a las reservas.

23

Fuente: ECOPETROL

Se realizó la evaluación financiera del proyecto teniendo en cuenta los supuestos macroeconómicos utilizados por Ecopetrol (Datos dados por la Vicepresidencia de Estrategia y Crecimiento) con un precio de crudo referencia WTI de 65 USD/BI y una tasa de descuento del 11.1% Dicho escenario muestra que el proyecto para Ecopetrol arroja un VPN positivo de 85.2 MUSD por lo cual es un proyecto muy atractivo de ejecutar , pero para el socio EQUION arroja un VPN negativo de 1.4 MUSD , por lo tanto de este primer análisis se concluye que el proyecto no es viable económicamente con los porcentajes actuales del contrato de asociación

Tauramena y que se hace necesario analizar otras alternativas para viabilizar la ejecución del proyecto.

Se realizó la evaluación financiera del proyecto teniendo en cuenta los supuestos macroeconómicos utilizados por EQUION con un precio de crudo referencia WTI 80 USD/BI y una tasa de descuento del 9% (Figura 20) y utilizando diferentes porcentajes de inversión encontrando que para EQUION muestran VPN positivos de 4.1, 10.7 y 21.4 MUSD respectivamente , siendo la alternativa de mayor beneficio para EQUION , la propuesta de porcentajes presentada en Diciembre de 2012 en donde reduce sus inversiones en los años 2013 y 2014 , que son los años más intensos en recursos para el proyecto Cusiana ; este resultado ratifica que para EQUION el proyecto sólo es viable en asociación cambiando la escala de inversión actual.

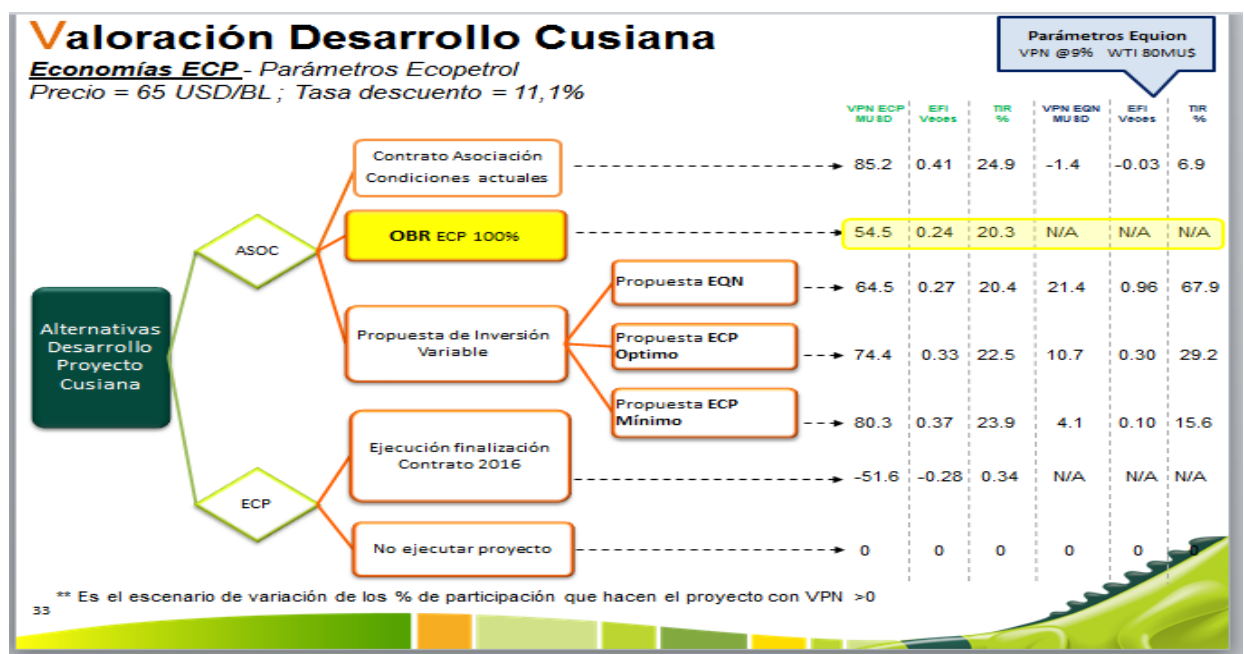
Figura 20. Valoración parámetros EQUION con inversión variable.



Fuente: ECOPETROL

La evaluación financiera con la alternativa de ejecución del proyecto como una Operación bajo riesgo - OBR , con inversión 100% para Ecopetrol con maduración en asociación, se muestra en la Figura 21 ; para Ecopetrol arroja un VPN positivo de 54.5 MUSD , una EFI de 0.24 y una TIR de 20.3 , de los anteriores resultados se concluye que el proyecto es viable desde el punto de vista financiero , pero se deben tener en cuenta los riesgos del mismo en cuanto a retrasos en las actividades e incrementos de los capex por mayores días de operación. Es importante tener en cuenta que aunque el contrato de asociación permite la utilización de la cláusula de OBR, el “espíritu” del mismo es el de realizar las actividades siempre en asociación.

Figura 21. Valoración alternativa OBR, ECP 100%.



Fuente: ECOPETROL

La tabla 8 muestra los porcentajes evaluados en la alternativa de inversión variable en asociación, estos porcentajes incluyen la propuesta inicial enviada por EQUION en diciembre de 2012 y dos opciones más llamadas ECP Óptimo y ECP Mínimo.

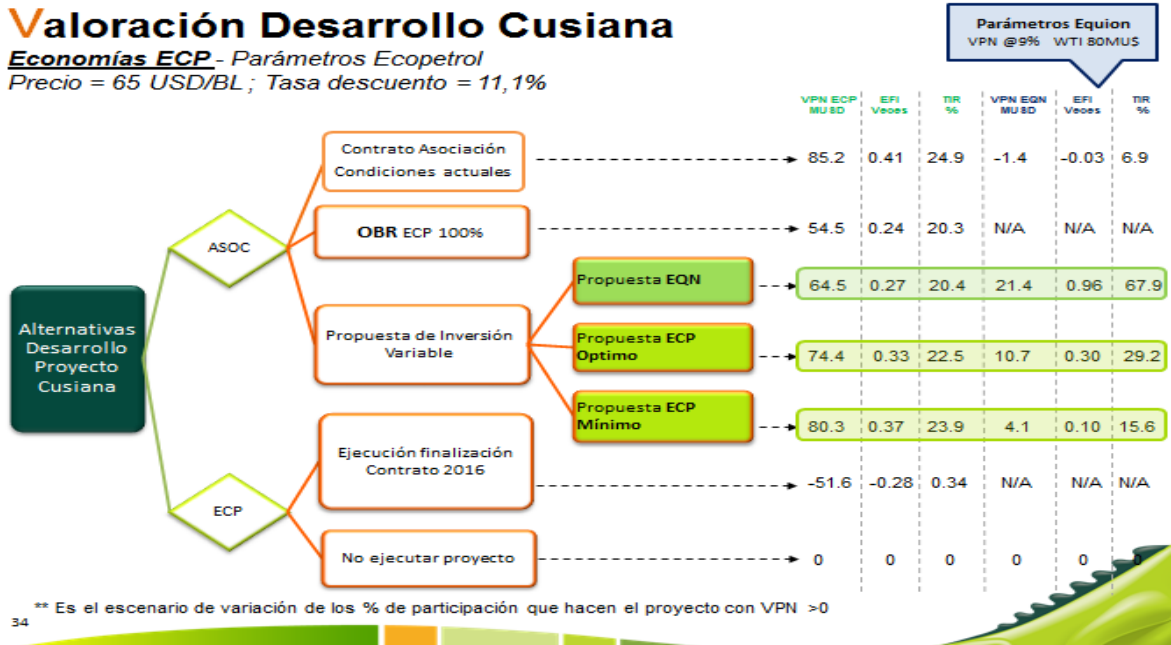
Tabla 9. porcentajes de inversión analizados.

		2013	2014	2015	2016
Producción Opex	ECP	69.4%	69.4%	69.4%	83.5%
	PR. EQN	69.4%	69.4%	69.4%	83.5%
Inversión	ECP	69.4%	78.0%	90.0%	98.0%
	PR. EQN	78.6%	92.8%	96.6%	98.0%
	PR. ECP Optimo	72.0%	84.0%	96.6%	98.0%
	PR. ECP Mínimo	69.4%	78.0%	96.6%	98.0%

Fuente: ECOPEPETROL

En la tabla 9 también se observa que durante los años 2015 y 2016 los porcentajes propuestos por EQUION de 96.6% y 98% respectivamente son aceptables para Ecopetrol en todos los escenarios evaluados, por lo cual, la negociación con EQUION se debe centrar en definir los porcentajes de participación en las inversiones durante los años 2013 y 2014.

Figura 22. Valoración alternativa de inversión variable en asociación.

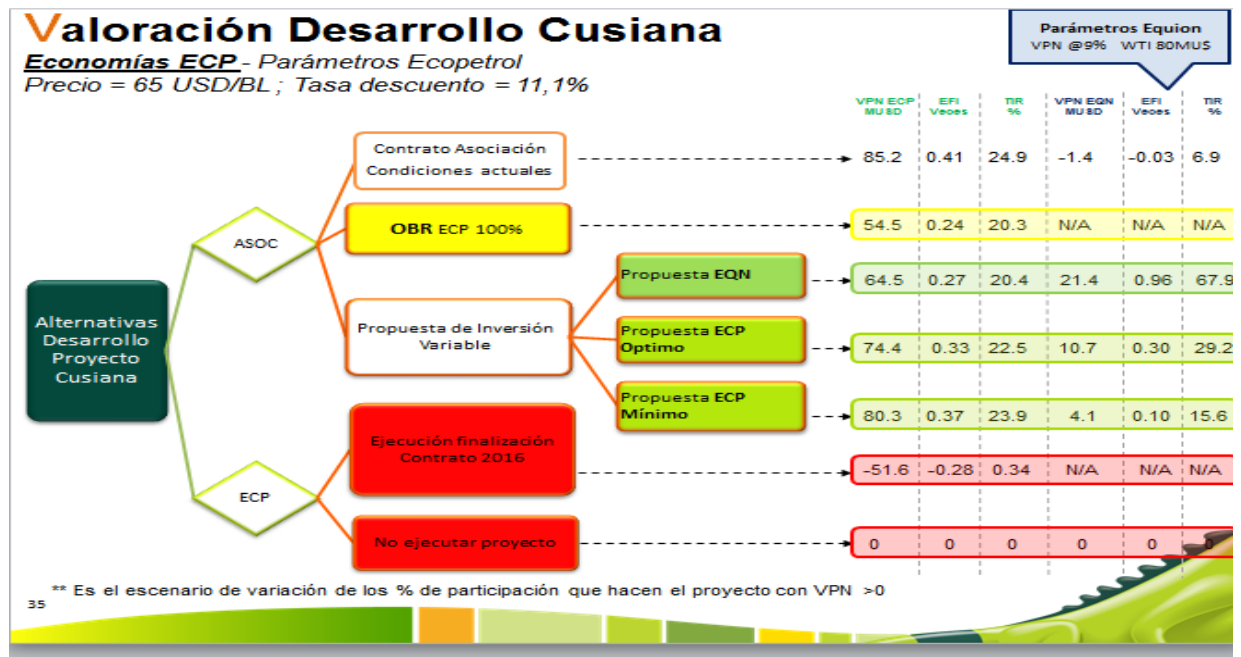


Fuente: ECOPEPETROL

La figura 22 muestra que para Ecopetrol todos los escenarios analizados de inversión variable arrojan VPN positivos de 64.5, 74.4 y 80.3 MUSD respectivamente, incluyendo la propuesta de EQUION, adicionalmente el VPN de todas las propuestas de inversión variable en asociación superan el VPN de 54.5 MUSD de la alternativa en OBR 100% ECP, maduración en asociación. De lo anterior se concluye que para Ecopetrol y para EQUION la mejor opción para obtener valor en este proyecto es ir en asociación y acordar los porcentajes de inversión para los años 2013 al 2016.

La figura 23 muestra que la alternativa de esperar a la finalización del contrato de asociación Tauramena en Julio del año 2016 deteriora valor para Ecopetrol con un VPN negativo de 51.6 MUSD y no es una opción válida, siendo incluso, mejor opción la no ejecución del proyecto.

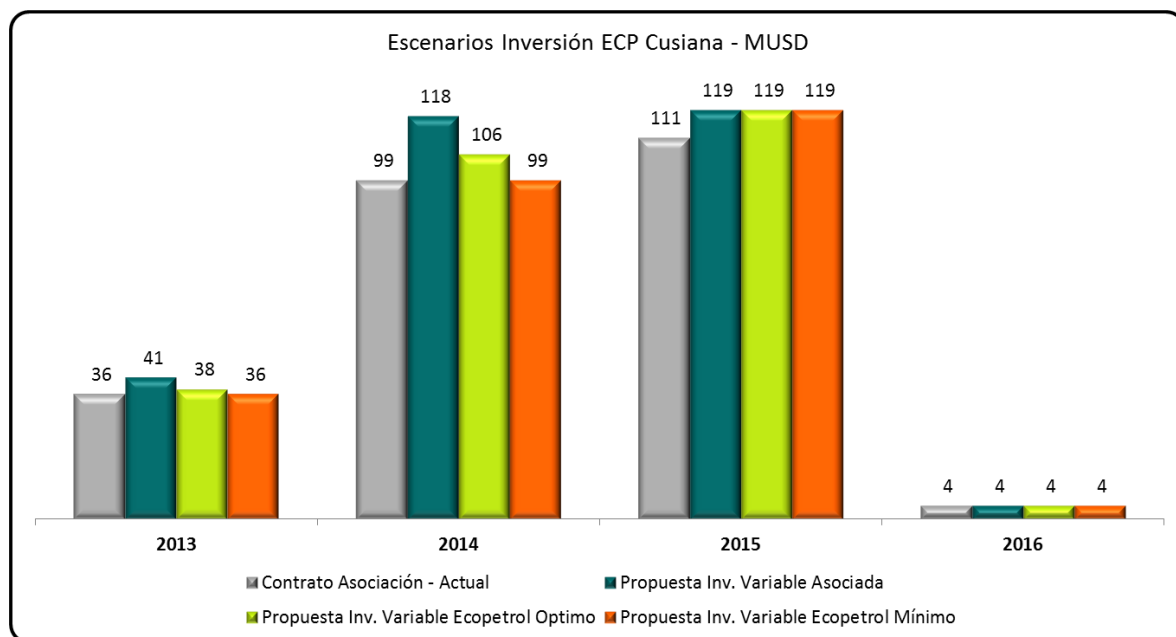
Figura 23. Valoración alternativa de ejecución a la finalización del contrato de asociación en el año 2016.



Fuente: ECOPETROL

La figura 24 detalla la variación de las inversiones de acuerdo a las alternativas de inversión mostrando las mayores diferencias entre lo propuesto por EQUION y Ecopetrol en los años 2013 y 2014, el año 2015 a pesar de ser un año con un plan de inversiones importantes los socios pueden alcanzar un acuerdo de manera rápida.

Figura 24. Escenarios de inversión en asociación proyecto Cusiana.



	2013	2014	2015	2016
Inversión MU\$ Gross	53	127	124	4

Fuente: ECOPETROL

El proyecto de desarrollo adicional Cusiana es una oportunidad valiosa de desarrollar reservas en un campo maduro como Cusiana y ante la proximidad de la finalización del contrato de asociación en el año 2016, seguir realizando las actividades en asociación requiere creatividad para desarrollar las actividades y el esquema de inversión variable es un ejemplo de ello. Ejecutar estas actividades incrementales en el menor tiempo posible maximiza el valor de las reservas y el beneficio económico para Ecopetrol.

10. CONCLUSIONES

- El campo Cusiana a pesar de ser un campo ya maduro presenta opciones de desarrollo aun interesantes que le dan valor al activo. El plan de desarrollo planteado para la perforación y las conversiones de pozos fue un trabajo conjunto entre los profesionales de Ecopetrol y EQUION, demostrando una vez más la importancia del trabajo en equipo para agregar valor a las empresas.
- Desde el punto de vista técnico para el campo Cusiana es también necesario buscar opciones que no sólo traigan barriles de petróleo, sino también producción de gas para que a través de la reinyección de dicho gas sea posible maximizar el recobro de petróleo antes de que sea entregado para ventas.
- Aun se visualizan oportunidades de desarrollo de reservas de petróleo en el campo Cusiana en las Formaciones Barco & Guadalupe cuyos factores de recobro del 22.2 % y el 33.2 % están relativamente bajos con respecto a las formación Mirador que tiene en factor de recobro del 58.4% en donde históricamente se han inyectado los mayores volúmenes de gas.
- Por ser el contrato de asociación un acuerdo de voluntades puede ser sujeto de modificaciones en los porcentajes de inversión que permitan maximizar la explotación del petróleo, siempre y cuando se mantenga la premisa que el riesgo exploratorio debe ser asumido totalmente por el socio privado.
- El alto costo de los pozos en Cusiana ha sido impulsado históricamente no sólo por las condiciones encontradas en el campo, sino también por los procedimientos y políticas que han sido adoptadas por Equion, como operador.

EQUION reconoció no sólo que las condiciones en el campo han cambiado, sino que también debía adaptar sus políticas y procedimientos para estas condiciones cambiantes, para lograr optimizar la recuperación de las reservas del campo, por ello se creó el diseño llamado “Nueva Era de Pozos Cusiana” que busca ser óptimo para las condiciones actuales y adaptadas a la vida restante del campo.

- El análisis realizado a la alternativa del proyecto como una Operación bajo riesgo, OBR para Ecopetrol, muestra un VPN positivo de 54.5 MUSD, una EFI de 0.24 y una TIR de 20.3, dichos resultados nos indican que el proyecto es viable desde el punto de vista financiero, pero se deben tener en cuenta los riesgos del mismo en cuanto a retrasos en las actividades e incrementos del capex por mayores días de operación. Adicionalmente, aunque el contrato de asociación permite la cláusula de OBR, el “espíritu” del mismo es el de realizar las actividades siempre en asociación.
- El proyecto de desarrollo adicional Cusiana es una oportunidad de desarrollar reservas en un campo maduro y ante la proximidad de la finalización del contrato de asociación en el año 2016, seguir realizando las actividades en asociación requiere creatividad para desarrollar los proyectos y el esquema de inversión variable es un claro ejemplo de ello.
- Aun con la propuesta de inversión variable de la asociada Equion, las economías para Ecopetrol son mejores que la ejecución de un OBR o al posterior desarrollo a la finalización del contrato de asociación Tauramena en Julio de 2016.
- Se identifica una oportunidad al continuar en asociación que permite no perder el trabajo que se ha venido realizado en conjunto con el operador con el objetivo de reducción de costos en perforación y facilidades para hacer viables

las actividades y el cual se sigue ejecutando y siguen buscando optimizaciones que han mostrado oportunidades del orden de reducción de un 30% en los costos de perforación.

- Con el cierre de un acuerdo con una nueva escala de inversión variable que garantiza la ejecución oportuna de la actividad se rompió con el paradigma de la Operación Asociada en cuanto a la maduración de planes de desarrollo con socios, al aplicar el modelo de maduración de Ecopetrol de la operación directa a la operación asociada, logrando el objetivo planteado de asegurar la aprobación del Fase II en el 2013 del proyecto Cusiana OBR.
- Ecopetrol adquirió aprendizaje y aseguramiento de la información para proyectos en el Piedemonte Llanero anticipándose al recibo de los activos por la terminación de los Contratos de Asociación.
- Con esta experiencia de negociación de una nueva escala de inversión variable se brindan alternativas a la Vicepresidencia de Activos con socios de Ecopetrol para ejecutar planes de desarrollo en los campos, aún con fechas cercanas a la terminación de los contratos de asociación y con beneficios para los socios involucrados.

BIBLIOGRAFÍA

AGUDELO CASTRO, Christian. REY CARAZO, Paola. Tesis Cronología de la Contratación Petrolera en Colombia. Universidad de la Sabana 2004.

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.

ECOPETRO S.A. Plan De Desarrollo Conceptual De Cusiana, Gerencia Técnica Y De Desarrollo De E&P, Superintendencia De Yacimientos

ECOPETROL 60 AÑOS, Energía Limpia para el futuro, Villegas Editores, Capitulo 11, paginas 517-547

ECOPETROL S.A. es una sociedad pública por acciones de acuerdo con el Decreto Legislativo 1760 de 2003.

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.

REPUBLICA DE COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPUBLICA, Ley 20 de 1969"Por la cual se dictan algunas disposiciones sobre minas e hidrocarburos", artículo 1°.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, CONGRESO DE LA REPÚBLICA, Ley 80 de 1993 "Por la cual se expide el Estatuto General de Contratación de la Administración Pública" artículo 76.En Diario oficial No. 41094 de octubre 28 de 1993.

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