

**EVALUACION FINANCIERA INCLUYENDO IMPACTO DE RIESGOS PARA UN  
PROYECTO DE RECOBRO MEJORADO EN UN CAMPO COLOMBIANO  
DE CRUDO PESADO**

**ANGELA MARCELA CRUZ CARDENAS  
MARIA PAULA RODRIGUEZ AGREDO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES  
BUCARAMANGA**

**2014**

**EVALUACION FINANCIERA INCLUYENDO IMPACTO DE RIESGOS PARA UN  
PROYECTO DE RECOBRO MEJORADO EN UN CAMPO COLOMBIANO DE  
CRUDO PESADO**

**ANGELA MARCELA CRUZ CARDENAS  
MARIA PAULA RODRIGUEZ AGREDO**

**Trabajo de grado para optar el título de Ingenieras Industriales  
Grupo de Investigación: Finance & Management**

**DIRECTOR UIS  
CARLOS ENRIQUE VECINO ARENAS, Ph. D.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍA FISICOMECAÑICAS  
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES  
BUCARAMANGA**

**2014**

## DEDICATORIA

*A Dios principalmente.*

*A mis padres por su amor, su fortaleza y su constancia y a Stefany por su vida en la mía; por su risa. En general a mi familia a quien dedico cada logro que de la mano de Dios he podido alcanzar.*

*Angela M. Cruz.*

*A Diosito y mi Virgencita hermosa por guiarme e iluminar siempre mi camino.*

*A mis padres por su amor, su apoyo incondicional, su comprensión y por ser el motor de mi vida. Los amo*

*A mis hermanos porque siempre han creído en mí y me han apoyado en los momentos más difíciles.*

*A mis sobrinos que son la luz de mis ojos y la alegría de mis días.*

*A mi amor bonito (zami) por darle magia a mis días, por brindarme sonrisas infinitas, y por ser parte de este mundo mágico de amor y risas.*

*Mapii ♥*

## AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Dios por regalarnos la vida y la fortaleza para culminar esta etapa, por rodearnos siempre de las mejores personas.

A Dani M. porque siempre estuvo apoyándonos cuando teníamos diez mil preguntas, por creer en nosotras y jamás decirnos que no.

Al profesor Carlos Vecino, por ser el tutor de nuestra investigación, por guiarnos, por compartir con nosotras sus enseñanzas y anécdotas.

Mapii

A mi mamá por su paciencia y su amor incondicional por enseñarme a luchar por los sueños y no rendirse. Te amo gordita

A mi papá por creer en mí y por hacerme el desayuno todas las mañanas.

A mi hermana Stefany mi polo a tierra y mi mayor orgullo, por apoyarme siempre, por su sinceridad, por su risa, por su complicidad.

A mi abuela ejemplo de tenacidad y amor.

A mi tío Elkin por su comprensión, por su cariño.

A “week” por tantos años de amistad, tanto cariño y tantas historias, en especial a Milene y a Moni por ser parte importante de mi vida.

A Julie, Carol y Cabo por llenar de alegría mi carrera, por caminar conmigo en las buenas y en las malas.

A mi mejor amigo; Andrés por estar ahí cuando más lo necesito, por su cariño bipolar y por esa inexplicable manera de llenar estos años de tantos recuerdos.

A Luis, Palma, y Enrique por su colaboración y su apoyo gracias por demostrarme que el mundo aún tiene gente muy buena.

Al monito por su paciencia, su perseverancia; por exigirme y compartir conmigo esta etapa.

Angela M. Cruz

## CONTENIDO

INTRODUCCION .....	18
TABLA DE CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS.....	20
1. GENERALIDADES DEL PROYECTO.....	21
1.1. OBJETIVO GENERAL.....	21
1.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS .....	21
2. MARCO TEÓRICO.....	22
2.1 CASO ESTUDIO .....	22
2.2. RECUPERACION DEL PETROLEO .....	24
2.2.1 Inyección de vapor. ....	26
2.2.1.1 Inyección o estimulación cíclica de vapor. ....	26
2.2.1.2 Inyección continua de vapor.....	27
2.2.2 Combustión In situ.....	30
2.3 EVALUACION PARA PROYECTOS DE INVERSION .....	33
2.3.1 Rentabilidad. ....	35
2.3.2 Inversión.....	35
2.3.3 Características del flujo de caja libre.....	36
2.3.3.1 Elementos del flujo de caja.....	36
2.3.3.2 Estructura del flujo de caja .....	38
2.3.4 Valor presente neto (VPN) .....	39
2.3.5 Tasa interna de retorno .....	40
2.4 CONSIDERACION DEL RIESGO .....	41
3. ANALISIS Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS .....	44
3.1 ESTUDIO PREVIO.....	45
3.2 IMPLEMENTACIÓN PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR.....	46
3.2.1 Estimulación con vapor o inyección cíclica.....	47
3.2.2 Esquema par Inyección continua de vapor (icv).....	49
3.3 ANALISIS DE ALTERNATIVAS PROPUESTAS .....	51

3.3.1 Alternativa 1 .....	52
3.3.2 Alternativa 2 .....	56
3.3.3 Alternativa 3 .....	59
3.3.3.1 Implementación combustión in situ posterior a inyección continua de vapor a tiempo de ruptura del vapor.....	59
3.3.3.2 Implementación de la combustión in situ posterior a inyección continúa de vapor en el límite económico.....	61
3.4 SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS.....	63
4. METODOLOGIA DE ANALISIS FINANCIERO.....	65
4.1 INVERSIÓN INICIAL (CAPEX).....	71
4.2 INGRESOS .....	75
4.2.1 Predicción del precio del petróleo. ....	75
4.2.2 Predicción de la producción.. ....	76
4.3 COSTOS .....	78
4.3.1 Costos de Operación y mantenimiento.....	78
4.4 EGRESOS.....	80
4.4.1 Impuestos.....	80
4.4.2 Regalías. ....	80
4.4.3 Depreciación. ....	81
4.5 CAPITAL DE TRABAJO .....	81
4.6 TASA DE DESCUENTO.....	81
4.7 FLUJO DE CAJA LIBRE.....	82
4.7.1 Metodología para la elaboración del flujo de caja. ....	82
4.8 RESULTADOS ANALISIS FINANCIERO .....	88
4.8.1 VPN.....	88
4.8.2 TIR.....	89
4.8.3 PAYBACK. ....	90
5. RIESGOS E INCERTIDUMBRE EN PROYECTO.....	91
5.1 PARAMÉTROS .....	91
5.1.1. Caracterización de los riesgos.. ....	92

5.1.2. Identificación.....	93
5.1.3. Clasificación.....	93
5.1.4. Diagrama causa –efecto. ....	94
5.1.5. Evaluación.....	97
5.2. RIESGOS PRESENTES EN PROYECTOS PETROLEROS.....	98
5.3. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE RIESGOS .....	104
5.3.1. Modelamiento variables Críticas.. ....	105
5.3.1.1. Análisis de sensibilidad y Simulación Montecarlo .....	111
5.4. RESULTADO ANÁLISIS DE RIESGO .....	112
5.4.1. Analisis de Tornado.....	113
5.4.2. Analisis Tipo Araña .....	116
6. CONCLUSIONES.....	120
7. RECOMENDACIONES .....	122
BIBLIOGRAFIA .....	123
ANEXOS.....	127

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Parámetros operacionales en los ciclos de inyección .....	49
<b>Tabla 2.</b> Resultados finales después de implementar Inyección Continua de Vapor .....	50
<b>Tabla 3.</b> Condiciones operacionales de implementación del CIS después de las estimulaciones.....	57
<b>Tabla 4.</b> Comportamiento del factor de recobro al implementar CIS .....	58
<b>Tabla 5.</b> Resultados finales para la implementación de procesos de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor.....	62
<b>Tabla 6.</b> Estrategia final para el aumento de factor de recobro en este tipo de yacimientos .....	64
<b>Tabla 7.</b> Parámetros de operacionales para el estudio de los procesos.....	66
<b>Tabla 8.</b> Módulos contenidos en la plantilla de evaluación.....	83
<b>Tabla 9.</b> Descripción de las inversiones escenario combustión in situ posterior a inyección de vapor. ....	85
<b>Tabla 10.</b> Descripción de las inversiones escenario combustión .....	85
<b>Tabla 11.</b> Descripción del costo de operación escenario optimo-técnico.....	86
<b>Tabla 12.</b> Resultados VPN, evaluación financiera .....	88
<b>Tabla 13.</b> Resultados TIR, evaluación financiera.....	89
<b>Tabla 14.</b> Riesgos Identificados en el diagrama causa- efecto .....	97
<b>Tabla 15.</b> Riesgos Operacionales y de Ejecución.....	102
<b>Tabla 16.</b> Riesgos Entorno.....	103
<b>Tabla 17.</b> Riesgos Financieros.....	103

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Etapas del proceso de inyección cíclica de vapor .....	27
<b>Figura 2.</b> Esquema de inyección de vapor en yacimientos estratificados.....	28
<b>Figura 3.</b> Combustión In situ convencional.....	31
<b>Figura 4.</b> Estructura Evaluación Financiera.....	34
<b>Figura 5.</b> Metodología de análisis de selección de alternativas.....	45
<b>Figura 6.</b> Comportamiento de la tasa de aceite y corte de agua .....	46
<b>Figura 7.</b> Comportamiento tasa de producción para cada ciclo de estimulación ..	48
<b>Figura 8.</b> Alternativas a estudiar .....	51
<b>Figura 9.</b> Esquema del efecto del vapor sobre el proceso de combustión in situ.	52
<b>Figura 10.</b> Comportamiento del factor de recobro para combustión in situ .....	53
<b>Figura 11.</b> Tasa de producción después de implementar combustión in situ .....	54
<b>Figura 12.</b> Relación aire-aceite.....	55
<b>Figura 13.</b> Reducción de la saturación de aceite promedio en combustión.....	56
<b>Figura 14.</b> Relación AOR para todos los casos de con estimulaciones previas ...	58
<b>Figura 15.</b> Factor de recobro para los con inyección continua y combustión aplicados a tiempo de ruptura .....	59
<b>Figura 16.</b> Comportamiento del factor de recobro .....	61
<b>Figura 17.</b> Comportamiento de factor de Recobro para la combustión In situ .....	67
<b>Figura 18.</b> Tasa de producción después de implementar combustión in situ .....	68
<b>Figura 19.</b> Tasa de producción de implementar el proceso de combustión in situ posterior a inyección de vapor.....	70
<b>Figura 20.</b> Tasa de producción promedio anual alternativa del caso base de combustión in situ.....	76
<b>Figura 21.</b> Tasa de producción promedio anual para la implementación de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor.....	77
<b>Figura 22.</b> Comparacion de la tasa de produccion de las dos alternativas de estudio.....	78
<b>Figura 23.</b> Flujo de caja alternativa caso base de combustión in situ.....	86
<b>Figura 24.</b> Flujo de caja para la alternativa de la implementación de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor.....	87
<b>Figura 25.</b> Metodología para la gestión de riesgos.....	92
<b>Figura 26.</b> Diagrama Causa – efecto CIS.....	95
<b>Figura 27.</b> Diagrama Causa – efecto CIS + IV .....	96
<b>Figura 28.</b> Riesgos más importantes de la industria petrolera.....	99
<b>Figura 29.</b> Fluctuación del precio del petróleo .....	106
<b>Figura 30.</b> Fluctuación de la producción .....	107

<b>Figura 31.</b> Fluctuación facilidades CIS .....	108
<b>Figura 32.</b> Fluctuación CIS+ IV.....	108
<b>Figura 33.</b> Fluctuación workover CIS.....	109
<b>Figura 34.</b> Fluctuación Workover CIS+IV .....	110
<b>Figura 35.</b> TIR CIS + IV & CIS Año 0.....	113
<b>Figura 36.</b> VPN CIS+IV.....	114
<b>Figura 37.</b> FLUJO DE CAJA COMBUSTION IN SITU AÑO 0- AÑO 18 .....	115
<b>Figura 38.</b> TIR CIS + IV & CIS.....	116
<b>Figura 39.</b> VPN CIS Año 0.....	117
<b>Figura 40.</b> TIR CIS Año 0 .....	117
<b>Figura 41.</b> TIR CIS / AÑO .....	118
<b>Figura 42.</b> TIR CIS+IV & CIS.....	118

## LISTA DE ANEXOS

Estos anexos se encuentran en una carpeta adjunta

ANEXO A METODLOGIA EVALUACION FINANCIERA.....	65
ANEXO B COSTO DE GENERAR VAPOR.....	74

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACION FINANCIERA INCLUYENDO IMPACTO DE RIESGOS PARA UN PROYECTO DE RECOBRO MEJORADO EN UN CAMPO COLOMBIANO DE CRUDO PESADO \*

**AUTORES:** ANGELA MARCELA CRUZ CARDENAS  
MARIA PAULA RODRIGUEZ AGREDO \*\*

**PALABRAS CLAVES:** Combustión In situ, Inyección de vapor, evaluación financiera riesgo, incertidumbre, análisis de sensibilidad.

El Magdalena medio colombiano, se caracteriza por tener yacimientos con arenas delgadas e intercalaciones de arcilla que son de difícil extracción, por lo cual se recurre a la implementación de técnicas de recobro térmico, donde inicialmente se aplican procesos de inyección de vapor, aunque no son totalmente efectivos en este tipo de yacimientos por las grandes pérdidas de energía que se generan; por tal motivo para obtener mayores factores de recobro se da paso a la aplicación de la técnica de combustión in situ. Para evaluar y cuantificar la viabilidad de los procesos de recobro térmico se realiza una evaluación financiera que sirve como herramienta de estudio y que brinda una perspectiva real de que tan rentable puede llegar a ser este tipo de proyectos.

Finalmente se presenta el análisis cuantitativo del impacto de riesgos, representado en diversas variables que influyen en la ejecución del proyecto y a la vez generar una metodología determinística del conjunto de eventos o incertidumbres que afectan los rendimientos esperados. Para el estudio de los diferentes riesgos presentes en el desarrollo de un proyecto, se requiere de un análisis de la gestión de riesgos de manera amplia, estructurada y modelada; se debe explorar todas las etapas que componen un proyecto, estudiando las situaciones que puedan afectar el cumplimiento de las metas propuestas.

Desde un punto de vista económica y financiera siempre existirá la necesidad de analizar y evaluar los proyectos de la industria petrolera, debido a que se busca generar una maximización del rendimiento teniendo en cuenta el riesgo e incertidumbre que está asociado a los proyectos.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Estudios Industriales y Empresariales  
DIRECTOR UIS: CARLOS ENRIQUE VECINO ARENAS, Ph.D.

## ABSTRACT

**TITLE:** FINANCIAL EVALUATION INCLUDING RISK IMPACT OF AN IMPROVED RECOVERY PROJECT IN A COLOMBIAN HEAVY OIL FIELD \*

**AUTHORS:** ANGELA MARCELA CRUZ CARDENAS  
MARIA PAULA RODRIGUEZ AGREDO \*\*

**KEYWORDS:** In situ Combustion, Steam injection, financial evaluation, risk, uncertainty, sensibility analysis.

Middle Magdalena valley is known for having particular reservoir characteristics such as thin layers of sand and clay patterns which make it difficult to extract hydrocarbon resources. In order to assess this issue, improved recovery techniques are being implemented as a means of improving production performance. Steam injection has been tested with no very promising results due to the loss of energy, for this reason, in-situ combustion is being implemented. In order to evaluate the feasibility of thermal recovery techniques, a financial evaluation is carried out to be used as a tool to study the cases and give an actual insight on how profitable this project could become.

A quantitative analysis of risk impact is also presented, which is represented by several variables that affect project execution and at the same time it generates a methodology to determine the events and uncertainties that will affect the expected performance. For the study of the various risks that are present in the development of a project, it requires an analysis of risk management in a comprehensive manner, structured modeled; should explore all the stages that make up a project, studying the situations that may affect the compliance of the proposed goals.

From a financial and economic point of view, it is vital to analyze and evaluate projects in the Oil and Gas Industry, In order to maximize profit, taking into account associated risks and uncertainties

---

\* Work of degree

\*\* Physicomechanical faculty. Industrial Engineering School.  
Director: Carlos Enrique Vecino Arenas Ph,D.

## INTRODUCCION

El auge de la economía colombiana en los últimos años ha mostrado una inclinación por los sectores industriales, energéticos y minero; esto debido a la importancia mundial que ha presentado el petróleo y el gas como fuente de energía. En el mundo existen dos clases de crudo; el crudo convencional o crudo liviano y el crudo no convencional o crudo pesado, el crudo liviano es el de fácil extracción, por el contrario el crudo pesado requiere de técnicas de recobro mejorado que resultan de gran importancia para incrementar las reservas y generar alternativas de extracción.

En Colombia los yacimientos de crudo pesado, se están convirtiendo en la fuente principal de hidrocarburos, pero su extracción por medios convencionales se ha dificultado, debido a que los yacimientos presentan intercalaciones de arcilla con arenas delgadas; por tal motivo se han estudiado las técnicas de recobro térmico que contribuyen a la recuperación del crudo.

Los crudos pesados crean la necesidad de incrementar el factor de recobro de los yacimientos, esto ha llevado a la industria a investigar y a plantear estudios técnicos para diferentes alternativas que permitan obtener una mayor productividad de los pozos y la extensión de su vida útil. Para evaluar la viabilidad de estos estudios es necesario llevar a cabo una evaluación financiera de las mejores alternativas analizando la inversión neta o inicial, la variación de los ingresos y egresos generados en los procesos de recobro térmico.

La evaluación técnica de implementar un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas, busca desarrollar una estrategia o esquema secuencial, que garantice el incremento del factor de recobro y para esto propone la

implementación de dos técnicas de recobro térmico; combustión in situ e inyección de vapor (cíclica y continua).

Inicialmente el proyecto de investigación describe una evaluación financiera donde se identifican las alternativas a las que está expuesto el proyecto a evaluar, seleccionando las opciones con mejores resultados. De la etapa anterior se eligen las variables críticas que influyen en el desarrollo del proyecto, a partir de esto, se realiza la evaluación de riesgos que sirve como herramienta de juicio para evaluar la viabilidad del proyecto.

La evaluación incluye el análisis de impacto de las principales variables, determinando así la factibilidad de proyectos de este tipo a través de una metodología que analiza el comportamiento de los flujos de caja , los indicadores financieros más relevantes y el estudio de los riesgos, cuantificando y analizando de manera significativa las variables que afecten el impacto generado por el estudio técnico, buscando la mayor rentabilidad, definiendo y diagnosticando la mejor alternativa de inversión del proyecto. Es necesario estudiar de qué forma pueden cambiar las variables que influyen en el desarrollo del proyecto y tratar de conocer la manera en que estos cambios afectarán los rendimientos esperados.

Finalmente se estructura una metodología que permita tener una perspectiva de qué tan rentable es realizar proyectos que involucren el recobro térmico variando los parámetros como los ingresos y los egresos para ponerlo en marcha. De esta manera se pretende cuantificar el impacto y el riesgo presente para obtener un estudio lo más completo posible de factibilidad.

## TABLA DE CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS

OBJETIVO	CUMPLIMIENTO
1. Análisis y selección de las alternativas a ser implementadas	Numeral 3.4 página 57
2. Establecer los flujos incrementales de inversión, costos y beneficio para las alternativas preseleccionadas en el estudio técnico.	Anexo A.
3. Determinar las variables relevantes basadas en la fluctuación generada en los resultados del proyecto.	Numeral 5.3.1 página 99
4. Cuantificar el impacto de las variables sobre los resultados del proyecto.	Numeral 5.4 página 106

## **1. GENERALIDADES DEL PROYECTO**

### **1.1. OBJETIVO GENERAL**

Realizar la evaluación financiera incluyendo el análisis de riesgos para un proyecto de recobro mejorado en un campo colombiano de crudo pesado con el fin de seleccionar la mejor alternativa de inversión

### **1.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS**

1. Análisis y selección de las alternativas a ser implementadas
2. Establecer los flujos incrementales de inversión, costos y beneficio para las alternativas preseleccionadas en el estudio técnico.
3. Determinar las variables relevantes basadas en la fluctuación generada en los resultados del proyecto.
4. Cuantificar el impacto de las variables sobre los resultados del proyecto.

## **2. MARCO TEÓRICO**

La realización de una evaluación financiera para un proyecto se basa por lo general en estudios previos. En la industria petrolera se identifican como evaluaciones técnicas de procesos que buscan aumentar la tasa de producción, este es utilizado como mecanismo para identificar, comparar y valorar los costos y beneficios asociados al proyecto.

El objetivo principal de este capítulo es la investigación de estudios previos de análisis técnicos y financieros aplicados en la industria petrolera enfocados en técnicas de recobro mejorado, por esta razón se van a definir y explicar los conceptos técnicos y las variables más relevantes necesarias para elaborar una metodología que permita hacer una evaluación financiera. Se debe hacer una breve descripción de la evaluación técnica o caso de estudio para entender los procesos de recobro que se aplican, identificar las variables técnicamente más influyentes y de esta manera establecer indicadores económicos que permitan la toma de decisiones.

### **2.1 CASO ESTUDIO**

Los campos de crudo pesado del Magdalena Medio Colombiano se caracterizan por ser arenas delgadas con intercalaciones de arcilla, que cuando se aplican técnicas de producción en frío se obtienen tasas de producción bajas y factores de recobro inferiores al 5%; es por esto que se han venido implementado procesos de inyección cíclica de vapor con el fin de aumentar el factor de recobro, que en estos casos es del 20%. Para obtener un factor de recobro aún más alto se implementa inyección continua de vapor, sin embargo estas técnicas de inyección de vapor no son totalmente efectivas en estos yacimientos para incrementar el factor de recobro, debido a que se tardaría mucho tiempo en obtenerlo.

A través de un modelo base creado mediante la herramienta STARS del simulador CMG se estudia el comportamiento de implementar dos técnicas de recobro mejorado, como lo son la inyección de vapor y la combustión in situ en yacimientos estratificados de crudo pesado con condiciones particulares de un campo Colombiano, con el fin de evaluar el impacto de la combustión después de la inyección de vapor y su efecto en el aumento significativo del factor de recobro y por ende en la producción, se implementa el proceso debido a que tiene un potencial de recobro alto; la combustión in situ forma un frente de combustión gracias a las reacciones químicas generadas por la mezcla entre oxígeno y el combustible.

Es fundamental conocer las características del campo donde se realizó el estudio, además de entender los conceptos de recuperación del petróleo, métodos de recobro mejorado que son utilizados en la evaluación técnica, con el fin de identificar las variables más relevantes para la evaluación financiera y el análisis cuantitativo y cualitativo de los riesgos.

## GENERALIDADES CAMPO DONDE SE REALIZO EL ESTUDIO

El campo se encuentra ubicado en la cuenca del valle medio del Magdalena, entre los límites de los departamentos de Antioquia y Boyacá en el departamento de Puerto Triunfo. Este campo presenta un gran número de intercalaciones de arcilla, las cuales aumentan las pérdidas de calor en el yacimiento disminuyendo la eficiencia térmica del proceso, por esta razón se implementan métodos de recobro térmico. El campo está en actividad productiva desde la década de los 80 y produce crudo pesado de 12.5 grados API, mediante recuperación primaria y recuperación secundaria.

El campo se encuentra en una etapa de madurez de inyección cíclica de vapor, alcanzando un factor de recobro menor al 15% lo cual indica que el campo posee

una alta saturación de aceite que podría ser recuperada, por lo cual se busca implementar técnicas de recobro térmico que aumenten la temperatura del yacimiento, y como efecto disminuya la viscosidad y eleve la movilidad del crudo para poder ser recuperado.

El yacimiento se caracteriza por:

- Baja movilidad
- Bajas tasas de producción
- Altas inversiones de extracción
- Bajos factores de recobro

Actualmente el campo produce alrededor de 1.500 barriles por día (bbl/día) de crudo pesado y cuenta con 288 pozos. Ecopetrol S.A y Occidental Andina, LLC (OXY) pretenden desarrollar un proyecto que podría llegar a aumentar en 200 millones de barriles adicionales de crudo pesado del campo; el proyecto busca aplicar un método de recobro térmico el cual es la inyección continua de vapor, y estiman que la cantidad de crudo que se pueda extraer supere el 60% en los yacimientos que serán intervenidos con el proyecto. El petróleo in situ del campo se estima en 750 millones de barriles.

## **2.2. RECUPERACION DEL PETROLEO**

- Recuperación primaria: Primera etapa de la producción de hidrocarburos, conocida como producción en frío, en el cual la energía del yacimiento natural desplaza los hidrocarburos del yacimiento hacia el pozo y hacia la superficie. Inicialmente la presión del yacimiento es más elevada que la presión del fondo del pozo dentro de él; esta elevada presión diferencial natural empuja el hidrocarburo hacia el pozo y hacia la superficie. La etapa de recuperación primaria alcanza su límite cuando la presión del yacimiento

es tan baja que los índices de producción no son viables económicamente y el factor de recobro en la estimulación en frío no supera el 10%.

- Recuperación secundaria: Segunda etapa de producción de hidrocarburos durante la cual un fluido externo se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección ubicados en la roca que tenga comunicación de fluidos con los pozos productores. El propósito de la recuperación secundaria es mantener un gradiente de presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo. Las técnicas de recuperación secundaria más comunes son la inyección de gas y la inyección de agua. La etapa de recuperación secundaria alcanza el límite cuando el fluido inyectado se empieza a producir en cantidades considerables en los pozos productores y los índices de producción dejan de ser atractivos económicamente.

Se considera que el uso sucesivo de la recuperación primaria y la recuperación secundaria en un yacimiento de petróleo producen alrededor del 15% al 30% del petróleo original existente en el lugar. La mayor cantidad del aceite-crudo se encuentra en el medio poroso o matriz, es decir, en la roca y se dice que solo el 30% del aceite del pozo puede extraerse con los métodos tradicionales, por tanto, quedan grandes cantidades de petróleo por recuperar de los puntos de extracción actuales y es lo que se conoce como recuperación terciaria o recobro mejorado (EOR por sus siglas en inglés “Enhanced Oil Recovery”)

- Recobro mejorado: Comprende procesos que involucran un agente externo que ayude a reducir la viscosidad del crudo, aumentar los canales porosos, disminuir la tensión interfacial entre los fluidos o incrementar la movilidad del crudo que será producido. Básicamente es una modificación de la roca y/o fluidos que se encuentran en el yacimiento.

Teniendo en cuenta que el campo ya ha implementado recuperación primaria y secundaria se utilizaron dos métodos de recobro mejorado como lo son la

inyección de vapor (cíclica y continua) y la combustión in situ en busca del incremento de la tasa de producción.

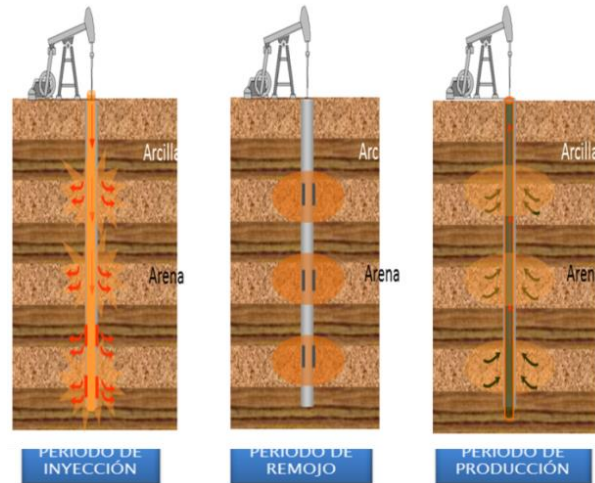
**2.2.1 Inyección de vapor.** Una de las características más importantes de los crudos pesados y extra- pesados es su alta viscosidad y baja movilidad; una manera de mitigar esto y producir ese tipo de crudos es incrementar la temperatura reduciendo así la viscosidad del crudo, siendo este el principio básico de los métodos térmicos de recobro mejorado. La inyección de vapor es un método térmico de recobro mejorado que consiste en inyectar agua en forma de vapor, basado en el aumento de temperatura para disminuir la viscosidad generando así cambios en el yacimiento como consecuencia de la adición de calor. Existen dos modalidades de la inyección de vapor: inyección cíclica e inyección continua

**2.2.1.1 Inyección o estimulación cíclica de vapor.** Suministra energía térmica por medio del vapor que se constituye como medio de transporte de calor permitiendo así que la roca actúe como intercambiador de calor. Este calor puede ser utilizado efectivamente para disminuir la viscosidad del crudo fluyente a través de la región calentada. El proceso se realiza en tres etapas:

- Inyección de vapor por un periodo específico de tiempo (1-6 semanas) en un pozo productor.
- Etapa de remojo, es un periodo corto de tiempo (4-5 días) en que parte del calor latente del vapor se transfiere a la formación que rodea el pozo.
- Periodo de producción: generalmente es por varios meses, la tasa de producción es mayor que en la producción en frío; sin embargo declina con el tiempo hasta valores cercanos a la producción en frío.

Estas tres etapas constituyen un ciclo y se repite tanto como el proyecto sea económicamente viable.

**Figura 1.** Etapas del proceso de inyección cíclica de vapor



Fuente: Tomado y modificado de. Oliveros Gómez. Luis Roberto, “evaluación técnica de la implementación de un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas” Proyecto de maestría, Universidad Industrial de Santander, 2013.

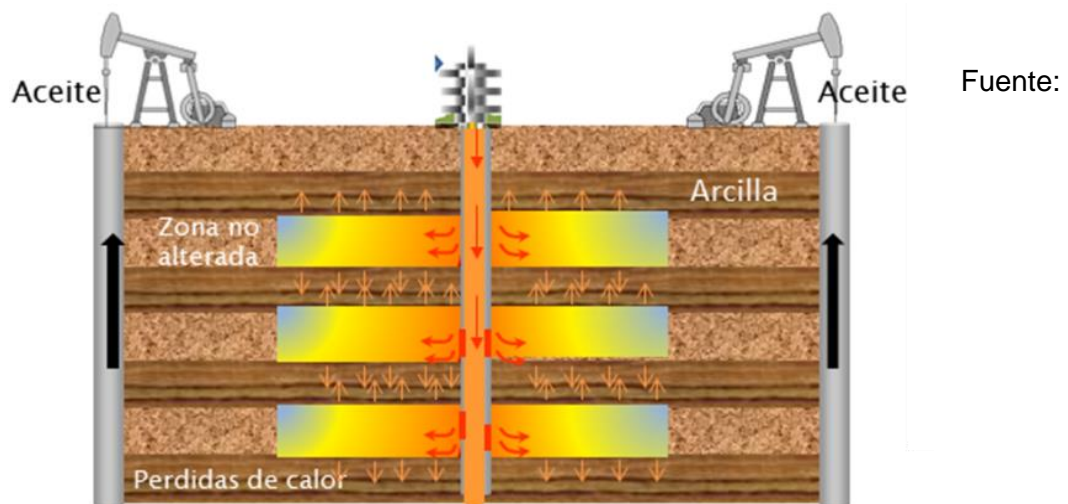
**2.2.1.2 Inyección continua de vapor.** Se debe hacer un arreglo de pozos inyectores y pozos productores acorde a un patrón establecido antes de que el vapor sea inyectado; siguiendo los parámetros de la evaluación técnica se utilizó un patrón de cinco puntos (1 pozo inyector, 4 pozos productores).

Cuando se inyecta vapor de manera continua se forma en el yacimiento cinco zonas diferentes:

- Primera zona: es la más cercana al pozo inyector, es una zona de vapor donde se encuentra agua (líquida y en forma de vapor) y aceite residual.

- Segunda zona: la conforma el banco de solventes, que aparecen debido a las fracciones livianas del crudo que se vaporizan y se condensan delante del frente de vapor; este banco de solventes es miscible con el crudo reduciendo de esta manera la viscosidad y al tensión interracial.
- Tercera zona: está compuesta por agua caliente donde el vapor se condensa y el crudo entra en contacto con la zona más fría.
- Cuarta zona: es un banco de crudo que se obtiene como resultado de la disminución de la viscosidad y del desplazamiento ocasionado en las tres primeras zonas.
- Quinta zona: es la última zona y por eso mismo es la más alejada del pozo inyector, está compuesta por crudo original (frio).

**Figura 2.** Esquema de inyección de vapor en yacimientos estratificados



Tomado y modificado de. Oliveros Gómez. Luis Roberto, “evaluación técnica de la implementación de un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas” Proyecto de maestría, Universidad Industrial de Santander, 2013.

Para que un proyecto de inyección de vapor sea exitoso son necesarios dos factores principales:

- El efecto significativo de la temperatura en la viscosidad del crudo pesado.
- Crear un mecanismo de producción natural o fuerza de empuje presente en el yacimiento.

Los procesos de inyección de vapor igual que cualquier otro proceso de recobro mejorado se ven afectados por condiciones operacionales y de yacimiento.

Los factores operacionales más relevantes son:

- Tasa de inyección de vapor.
- Cantidad de vapor inyectado
- Presión de inyección
- Calidad y temperatura de vapor inyectado
- Tiempo de remojo

Las condiciones de yacimiento están sujetas a las características generales de los yacimientos estratificados de crudo pesado a lo que obedece el campo en el cual se lleva a cabo la evaluación técnica. Algunas de estas características son:

- Espesor de formación.
- Relación arena- arcilla.
- Daño a la formación.
- Viscosidad del aceite.
- Saturación de aceite.
- Relación agua-aceite.

**2.2.2 Combustión In situ.** Técnica de recobro mejorado, basado en la liberación de calor en el yacimiento por medio de la inyección de un gas con contenido de oxígeno; generalmente es aire, el aire reacciona con el petróleo presente en el yacimiento para generar calor.

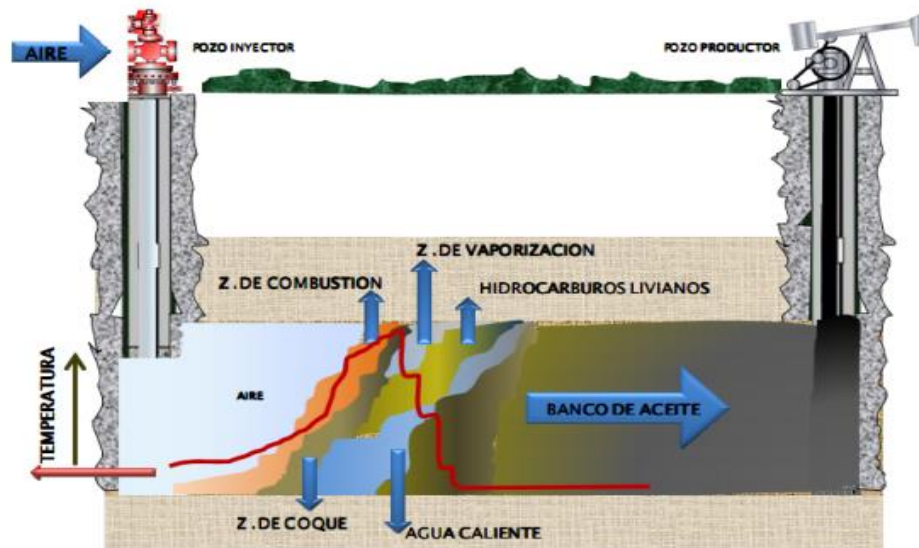
Se identifica como un proceso térmico que encierra varios procesos como desplazamiento con vapor, flujo de CO<sub>2</sub>, flujo por hidrocarburos miscibles, desplazamiento con gas inmiscible (N<sub>2</sub>) y desplazamiento por agua (caliente y fría), que permite recuperar gran parte del crudo pesado presente en un yacimiento una vez culminada la producción primaria y/o secundaria.

La combustión in situ se basa en la inyección de aire para la generación de calor en el yacimiento mediante un frente de combustión. Al entrar en contacto el gas inyectado con el hidrocarburo, se desencadena una serie de reacciones de oxidación y pirolisis que liberan energía y propician las condiciones para generar un frente de combustión ya sea de forma natural o artificial.

Una vez la ignición se ha logrado, el frente de combustión empieza su lento desplazamiento a través de la porción del yacimiento no alterada, hacia los pozos productores.

A medida que el frente va avanzando, se origina una disminución de la viscosidad del crudo y un parcial mejoramiento de sus propiedades, proceso conocido como upgrading; este proceso que sufre el aceite, es consecuencia de las reacciones de pirolisis y de oxidación

**Figura 3.** Combustión In situ convencional



Fuente: YATTE, Camilo. SEMINARIO COMBUSTION IN SITU. 2009

La combustión in situ se divide en tres etapas:

1. Inyección del fluido oxidante: el oxígeno reacciona con el aceite in situ (reacciones exotérmicas). La inyección de aire continúa hasta lograr una alta permeabilidad relativa que permita inyección a tasas más altas.
2. Generación de la ignición o encendido de combustible: la temperatura aumenta hasta alcanzar la temperatura de ignición; existen dos formas de ignición: espontánea o artificial (inducida).
3. Continuación de la inyección de aire: se continúa con la inyección de aire para mantener y propagar el frente de combustión; este genera suficiente energía térmica para que se produzca la disminución de la viscosidad y el aumento de la producción.

Algunas de las características generales de yacimiento para la implementación de un proceso de combustión in situ están basadas en experiencias de campo, estudios teóricos y de laboratorio realizados por algunos autores como Poettman, Geffen, Lewin, Iyoho, y Chu; y son:

- Contenido de petróleo
- Espesor de la Arena
- Profundidad
- Gravedad del petróleo
- Permeabilidad del yacimiento

Los parámetros operacionales incluyen la tasa de inyección de aire, la presión de inyección y la relación agua-aire, sin embargo una aproximación más sofisticada debe involucrar modelamiento numérico en tres dimensiones. El uso de estos modelos requiere datos experimentales para las tasas de reacción química, y datos a partir de pruebas de tubos de combustión.

#### Ventajas de la combustión in situ:

- Recuperación de hasta el 80% según cálculos computarizado.
- Se puede mejorar la gravedad API de 11° hasta 26°.
- No hay pérdidas de energía en superficie.
- En comparación con la inyección de vapor, se requiere menos energía que para generar vapor.
- Mejoramiento in situ de la calidad del crudo
- Disponibilidad de aire.
- Limitación de la combustión in situ:
- Es un método de alto riesgo por las altas presiones manejadas en superficie.

- Dificultad para controlar el frente de combustión.
- Complejidad de mantener el frente de combustión encendido después de los mantenimientos.
- Daños ambientales.

### Antecedentes de la combustión in situ

Entre los campos comercialmente activos de procesos de combustión insitu el más grande es el proyecto Suplacu de Barcuá; este proyecto está entre uno de los mejores del mundo, dentro de los procesos de combustión in situ, para este campo se realizaron dos pruebas de implementación de procesos de recobro mejorado con inyección continua de vapor y combustión in situ en diferentes sectores del campo, entregando muy buenos resultados con los dos procesos, sin embargo, por la falta de alta capacidad de los generadores de vapor se tomó la decisión de implementar comercialmente la combustión in situ. Otros campos como el Campo Bellevue y el Campo Balol Y Santhal también han presentado resultados positivos con la implantación del proceso de combustión insitu.

## **2.3 EVALUACION PARA PROYECTOS DE INVERSION**

El objetivo básico financiero de cualquier proyecto debe ser la maximización de las utilidades, para así determinar si se va a invertir o no en un proyecto, por lo cual es necesario realizar una evaluación financiera que relacione todas las variables que involucran el estudio técnico del proyecto. Un análisis financiero involucra el estudio de todos los factores que afectan la economía de un proyecto, desde su puesta en marcha hasta el mantenimiento en buenas condiciones para la

adecuada operación de éste. La evaluación de un proyecto busca determinar la rentabilidad de la inversión del proyecto y puede expresarse en:

- ✓ Unidades monetarias (VPN) (relación beneficio-costos)
- ✓ Como porcentaje (TIR)
- ✓ Como tiempo que demora la recuperación de la inversión (PRI)

La estructura recomendada y probada para llevar a cabo la evaluación financiera de un proyecto de petróleos es:

**Figura 4.** Estructura Evaluación Financiera



Fuente: Tomado y modificado de. Colmenares K. Martínez E, “Análisis de riesgo e incertidumbre aplicados a la evaluación económica de proyectos de inyección de vapor” Proyecto de grado, Universidad Industrial de Santander, 2008.

La evaluación de un proyecto se hace a partir del cálculo del flujo de caja libre para un periodo de tiempo de vida útil del proyecto, se descuenta a la tasa de oportunidad ; y en base a indicadores financieros relevantes como el VPN y la TIR se concluye si el proyecto es o no rentable.

**2.3.1 Rentabilidad.** La rentabilidad sobre la inversión es un indicador económico que permite conocer la relación que existe entre los beneficios esperados y la inversión a realizar; se puede cuantificar a través de variables como:

-Tasa de oportunidad: Tasa de interés que mide el costo de dinero del decisor ya sea como el costo promedio de capital (WACC) lo que se paga por los fondos que utiliza el decisor para hacer sus inversiones. Esta tasa es conocida y constante, depende únicamente del riesgo del proyecto lo que implica suponer que el riesgo es constante por lo tanto esta varía con el tiempo y es incierta.

-Costos de oportunidad: Rentabilidad que una firma obtiene en una alternativa que desecha por embargarse en la alternativa que se está analizando, el costo de oportunidad del capital será mayor cuanto mayor sea el riesgo del proyecto y viceversa.

**2.3.2 Inversión.** Todo proyecto de inversión, implica una acción a desarrollar durante un determinado número de años en el futuro. Las características de un estudio financiero de un proyecto, requieren del análisis del valor temporal del dinero, el riesgo financiero, las futuras variaciones del precio de venta, los costos de producción, el volumen de ventas, la tasa impositiva y el tiempo innecesario para implementar el proyecto o instalar los equipos antes de comenzar la producción normal y la vida económica del proyecto.

Una vez que el proyecto cuenta con los estudios técnicos de factibilidad y ha sido declarado viable se encuentra habilitado para empezar la fase de inversión. En esta fase se identifican dos etapas:

- **Diseño-desarrollo del análisis técnico:** se elabora el estudio (o equivalente) del proyecto, se debe incluir la planificación de la ejecución, el presupuesto,

las especificaciones técnicas, tener en cuenta la conservación y reposición de equipos y los requerimientos estimados de personal para la operación y mantenimiento.

- Ejecución: está relacionado con las acciones del proyecto; desarrollo de obras físicas y/o civiles, seguimiento y control del proceso, y el desarrollo del proyecto, costos y gastos de operación.

**2.3.3 Características del flujo de caja libre.** El flujo de caja de un proyecto de inversión se debe tomar como un estado financiero independiente del estado de ganancias o pérdidas y del presupuesto en efectivo.

El horizonte de evaluación del proyecto depende de las características de cada proyecto. Si es posible determinar la vida útil estimada del proyecto y si no es de larga duración, se puede emplear dicho dato como referente para fijar el horizonte de evaluación. Si no es posible determinar la vida útil se puede causar la convención general de proyectar los flujos a 5 o 10 años.

- El IVA no se incluye en el flujo de caja como ítem aparte, se incluye cuando se toma como gasto no apto de ser recuperado cuando comercialice el producto.
- El valor de salvamento se tiene en cuenta para medir la rentabilidad del proyecto y la rentabilidad del inversionista

### **2.3.3.1 Elementos del flujo de caja**

- ✓ Egresos iniciales de fondos:

Inversión tangible

Inversión Intangible

## Capital de trabajo

### Ingresos y egresos de operación

- ✓ Ingresos afectos a impuestos: Ingresos ventas de productos, ingreso venta de activos.
- ✓ Egresos afectos a impuestos: Costos de producción, gastos de administración, gastos de ventas.
- ✓ Gastos no desembolsables: Depreciaciones, amortización de intangibles
- ✓ Momento en que ocurren Ingresos y egresos: Horizonte de evaluación (en años)
- ✓ Valor de desecho o de Salvamento: Valor de salvamento, recuperación de capital de trabajo.
- ✓ Ingreso afectos a impuestos: Ingresos que se calculan multiplicando el precio de cada unidad por la cantidad de unidades que se proyecta producir y vender cada año.
- ✓ Egresos afectos a impuestos: Costos variables resultantes de los costos de fabricación unitaria por las unidades producidas, el costo anual fijo de fabricación, la comisión de ventas y los gastos fijos de administración y ventas.
- ✓ Gastos no desembolsables: Gastos que no ocasionan salidas de caja, depreciación, amortización de activos tangibles o el valor libro de un activo que se venda.
- ✓ Impuestos: Se determina como el 33% de las utilidades antes de impuestos
- ✓ Regalías: el sistema de regalías se rige con base en la ley 756 de 2002 y para crudos pesados es del 8% del valor de los ingresos por ventas de barriles de crudo.

- ✓ Ajustes por gastos no desembolsables: Para anular el efecto de haber incluido gastos que no contribuían egresos de caja, se suman la depreciación, la amortización y el valor del libro. La razón de incluirlos primero y eliminarlos después obedece a la importancia de incorporar el efecto tributario que estas cuentas ocasionan a favor del proyecto.
- ✓ Egresos no afectos a impuestos: desembolsos que no son incorporados en el estado de resultado en el momento en que ocurren y que deben ser incluido por ser movimientos de caja, ejemplo: las inversiones no aumentan ni disminuyen la riqueza por el solo hecho de adquirirlas.
- ✓ Beneficios no afectos a impuestos: Son el valor de desecho del proyecto y la recuperación del capital de trabajo si el valor de desecho se calcula por la variación de activos.

Los elementos que no se incluyen en el flujo de caja:

- ✓ Aporte de socios
- ✓ Ingresos por préstamos recibidos
- ✓ Pagos o amortizaciones de préstamos
- ✓ Intereses pagados
- ✓ Ahorro en impuestos por pago de intereses

**2.3.3.2 Estructura del flujo de caja**

Ingresos afectos a impuestos

(-) Egresos afectos a impuestos

(-) Gastos no desembolsables

= Utilidad antes de impuestos

(-) Impuestos

=Utilidad después de impuesto

(+) Ajustes por pagos no desembolsables

(-) Egresos no afectos a impuestos

(+) Beneficios no afectos a impuestos

=Flujo de Caja

### 2.3.4 Valor presente neto (VPN)

El VPN consiste en actualizar todos los flujos de caja esperados (FCL) para lo cual se utiliza una tasa de descuento  $k$ , que es el costo de oportunidad del capital empleado en el proyecto, una vez actualizado los flujos de caja se le resta el valor del desembolso inicial ( $A$ ). Un proyecto se considera efectivo si el  $VPN > 0$  es decir cuando la totalidad de los flujos de caja esperados descontado a una tasa apropiada de riesgo del proyecto supera el costo de realizarlo.

$$VPN = -A + \sum_{j=1}^{j=n} \frac{FCL}{(A+K)^j} \quad (1)$$

A: Desembolso inicial

FCL: flujo de caja libre

N: Horizonte del proyecto

K: tasa de descuento (costos de oportunidad del capital)

Entre diferentes alternativas de inversión son preferibles aquellas cuyo VPN sea más elevado, porque serán los proyectos que mayor valor aportan, a la vez es el valor actualizado de la corriente de los flujos de caja que promete generar a lo largo de su vida

Limitaciones del VPN: Es incapaz de valorar correctamente aquellos proyectos de inversión que son flexibles a lo largo del tiempo. Es decir este supone que:

- El proyecto es totalmente reversible ( se puede abandonar anticipadamente recuperando toda la inversión efectuada)
- El proyecto es irreversible (o el proyecto se realiza ahora o no se podrá realizar nunca)

**2.3.5 Tasa interna de retorno** Es la medida de rentabilidad que trata de identificar proyectos cuya tasa de rendimiento sea mejor que las alternativas de inversión disponible para el interesado en el proyecto.

La TIR se calcula con base en los flujos de caja y se compara con la tasa de oportunidad que hace que el valor actual de los beneficios futuros del proyecto sean igual a cero; es decir una inversión será buena si la TIR > tasa de oportunidad

$$TIR = (\text{Beneficio neto actual}) / (\text{Inversión total inicial}) * 100 \quad (2)$$

**PAYBACK** : El tiempo de recuperación de la inversión, también conocido como *paybackperiod*, es el tiempo en el cual se recupera el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto, es decir, para que los flujos de caja netos positivos sean iguales a la inversión inicial. En los países donde la situación política y económica es muy inestable, este es el método que prefieren aplicar la mayoría de las empresas, debido a que lo importante para una empresa en un principio es la recuperación de la inversión. El Payback Period se puede calcular de dos maneras diferentes que son:

- Payback Simple :

$$PaybackSimple = \frac{InversiónInicial}{FlujoDeEfectivoAnual} \quad (3)$$

## 2.4 CONSIDERACION DEL RIESGO

Las inversiones de capital se realizan con la expectativa de obtener una sustancial rentabilidad anual, pero siempre existe la posibilidad que se produzcan pérdidas, este hecho es lo que se denomina el riesgo, se supone que en cuanto mayor sea el riesgo, mayor es la tasa de retorno esperada y menor el tiempo previsto para la recuperación de la inversión. La necesidad de analizar y evaluar proyectos económicos se origina fundamentalmente en la búsqueda de la maximización del rendimiento y el uso adecuado de los recursos empleados en la administración de los riesgos. Para estudiar el comportamiento de los riesgos, es necesario definir las variables económicas y de esta manera por predecir, y por ende, hacer inferencias acerca del comportamiento de elementos o situaciones objeto de análisis.

Existen una serie de riesgos comunes a la industria petrolera que deben considerarse al momento de identificar los riesgos de cualquier proyecto, sin embargo existirán riesgos específicos adicionales para circunstancias particulares de cada proyecto, pero en general los riesgos a los que se expone un proyecto petrolero son:

- ✓ Riesgos estratégicos: el principal riesgo es la competencia de recursos, la cual se hace más difícil cada vez, en la medida que es más complicado el acceso a bloques exploratorios y otras oportunidades.
- ✓ Riesgos de asignación de recursos: ocurren durante las fases de análisis, evaluación, toma de decisión de inversión, y ejecución de proyectos y oportunidades de negocio.
- ✓ Riesgos operacionales: relacionados con los perfiles de producción o demanda esperada, márgenes de diseño de facilidades.

- ✓ Riesgos del entorno: son aquellos que no dependen de fallas en los procedimientos internos de la compañía. Se hacen evidentes al momento de rendir cuentas como parte de la gestión de desempeño.

El estudio de los riesgos debe ser medible es por esto que se realizan análisis cualitativos y análisis cuantitativos; el análisis cualitativo se basa en la elaboración de matrices de probabilidad de impacto, diagramas causa efecto; cuyo fin es la identificación de variables más influyentes en los resultados del proyecto.

El análisis cuantitativo se aplica casi siempre a estudios financieros mediante distintos procedimientos:

- Análisis de sensibilidad: Ayuda a determinar qué riesgos tienen un mayor impacto potencial en el proyecto. Este método evalúa el grado en que la incertidumbre de cada elemento del proyecto afecta el objetivo que está siendo examinado, cuando todos los demás elementos inciertos se mantienen en sus valores de línea base.
- Simulación Monte Carlo: las distribuciones de probabilidad y valores esperados de indicadores financieros son calculados cuando dos o más variables de entrada, como reservas y requerimientos; son al azar y tienen distribuciones de probabilidad estimadas. El análisis de riesgos por este método provee los medios para hacer una estimación de probabilidad de éxito en función del mínimo de rentabilidad del proyecto. Además, el análisis de riesgos entrega valores esperados y distribuciones de probabilidad.

Entre las varias razones por las cuales se presenta riesgo en un proyecto esta la del aumento de la tasa de oportunidad; entre más grande esta, mayor será la dificultad para generar ingresos esperados. La forma de poder establecer la

conveniencia económica de adelantar una oportunidad de negocio o medir el monto de la inversión que se va a realizar, contra los beneficios que se esperan recibir es la tasa de descuento aplicable a los flujos de caja esperados.

Como consecuencia de los riesgos que se generan en los proyectos de inversión se decide estructurar la manera como se evalúan los riesgos siguiendo estos pasos:

1. Construir el flujo de caja sin considerar financiación.
2. Asignar la tasa de descuento de acuerdo con el nivel de riesgo esperado.
3. Calcular el valor presente del flujo de caja descontado (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR).
4. Evaluar riesgos.

### 3. ANALISIS Y SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

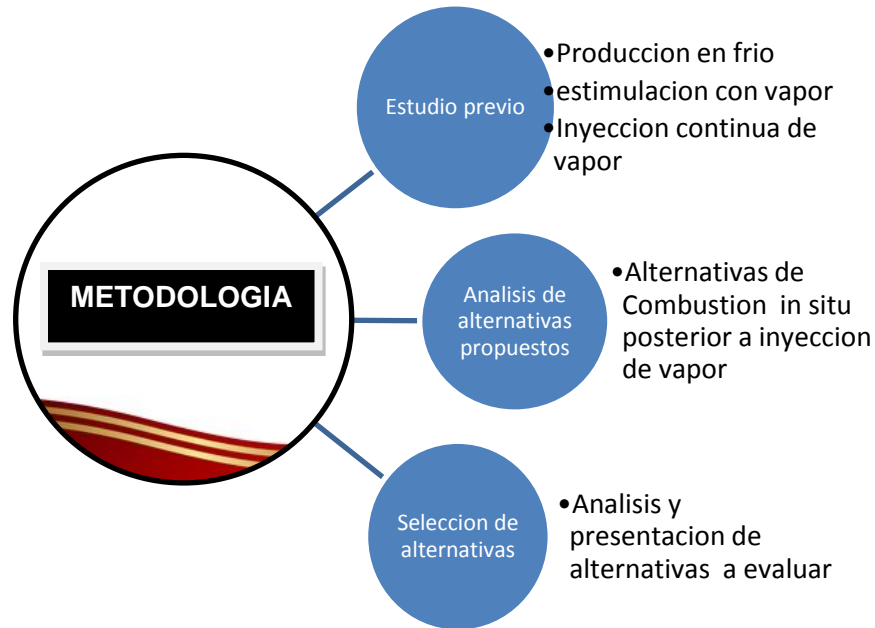
El evaluación técnica busca desarrollar una estrategia que garantice el incremento del factor de recobro, debido a que el crudo pesado de los campos del Magdalena medio se caracterizan por ser yacimientos con intercalaciones de arcilla y con arenas delgadas lo que indica que estos yacimientos son de difícil extracción por medios convencionales, por lo cual se implementan técnicas de recobro mejorado que ayuden a aumentar la temperatura del yacimiento, para que así se logre una disminución de la viscosidad y se genere una mejor movilidad del crudo hacia los pozos productores.

El presente capítulo describe el análisis de alternativas planteadas en la evaluación técnica, en donde se estudian cada una de ellas y se selecciona la mejor alternativa técnica y que económicamente sería más competitiva. El análisis inicia planteando el desarrollo de un modelo base de simulación que estudia las diferentes alternativas que se presentaron seleccionando los que se consideran más atractivos teniendo en cuenta características de los pozos como la productividad, la vida útil, y el impacto ambiental que tienen estos métodos de recobro.

Inicialmente se construyó un modelo base de simulación, que se fue ajustando para aumentar el factor de recobro y demás variables, este modelo se realizó a través de la herramienta STARS (steam, thermal and advanced processes reservoir simulator) del simulador CMG el cual es un programa que predice el comportamiento de los yacimientos donde se desean implementar procesos de recobro mejorado. Seguido se realizó un estudio previo de producción en frío, estimulación con vapor e inyección de aire posterior a inyección continua de vapor para así evaluar las variables de salida (factor de recobro, tasa de producción, energía inyectada, pérdidas de calor), las cuales indican que el proceso se

desarrolla dentro de los parámetros establecidos. Para estudiar de manera más clara la selección de alternativas se desarrolló una metodología (figura 5)

**Figura 5.** Metodología de análisis de selección de alternativas

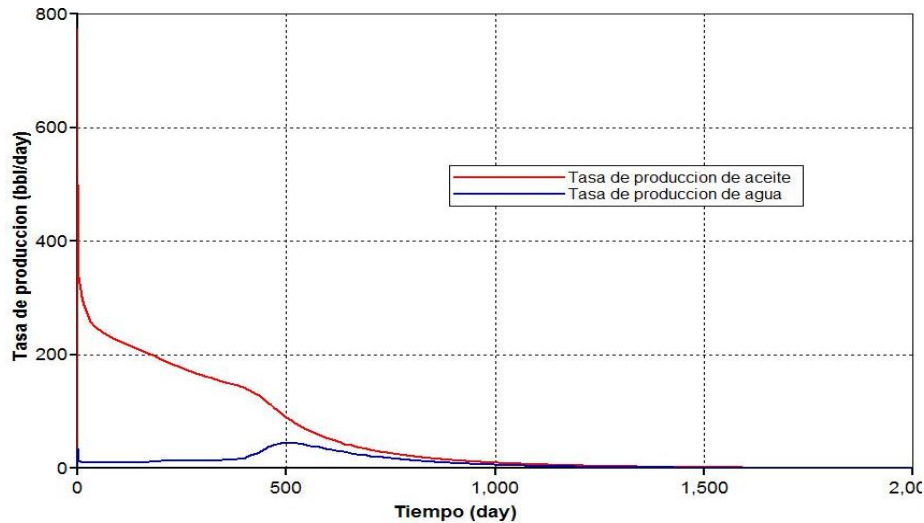


### 3.1 ESTUDIO PREVIO

#### Producción en frio

Durante la implementación de este método se observa que a medida que transcurren 400 días el corte de agua aumenta como se puede observar en la figura 6, y se tiene una tasa promedio normal de producción por pozo entre 50 bbl/día y 800 bbl/día.

**Figura 6.** Comportamiento de la tasa de aceite y corte de agua



Fuente: Tomado y modificado de. Oliveros Gómez. Luis Roberto, “evaluación técnica de la implementación de un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas” Proyecto de maestría, Universidad Industrial de Santander, 2013.

Después de dos años de producción en frío, existe una reducción en el yacimiento del agua móvil; debido a estos fenómenos que se presentan se decide que se debe parar la producción en frío y dar paso al inicio a la estimulación con vapor.

### **3.2 IMPLEMENTACIÓN PROCESOS DE INYECCIÓN DE VAPOR**

Para lograr generar una mayor extracción del crudo pesado se recurre a métodos de recobro mejorado los cuales actúan reduciendo la viscosidad y mejorando el movimiento del crudo hacia los pozos productores.

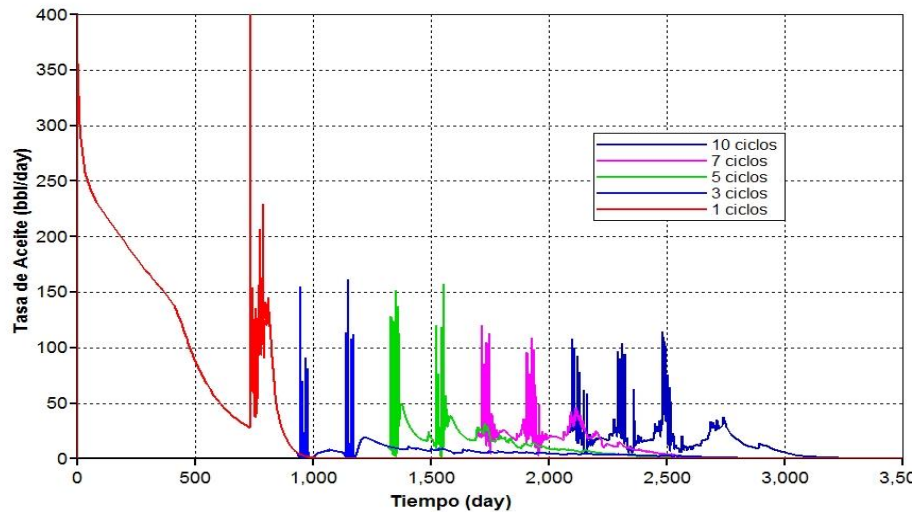
**3.2.1 Estimulación con vapor o inyección cíclica** Al implementar este método posterior a un proceso de producción en frío permite investigar el efecto que se da al aumentar el número de ciclos en la eficiencia del proceso observando las pérdidas de calor que se generan en las formaciones.

Se realiza un análisis de sensibilidad del número de ciclos, teniendo en cuenta que para crudo pesado se está en condiciones normales:

- Periodo de inyección (5 a 10 días) Etapa donde se suministra calor inyectado a una alta cantidad de vapor saturado a la formación, durante un periodo de días hasta semanas.
- Periodo de Remojo (1-3 días) Etapa donde se cierra el pozo inyector por varios días, para establecer la distribución de la zona caliente alrededor del pozo y así estabilizar la presión del yacimiento y así realizar trabajos de workover,
- Periodo de Producción (6 meses) Etapa donde el vapor se ha calentado, la formación y la presión del yacimiento se ha estabilizado. El pozo es abierto y puesto en producción.

Cabe resaltar que el tiempo de implementación de la inyección de vapor depende de las necesidades técnicas y económicas del proyecto, ya que durante la producción del pozo no hay estimulación.

**Figura 7.** Comportamiento tasa de producción para cada ciclo de estimulación



Fuente: Tomado y modificado de. Oliveros Gómez. Luis Roberto, “evaluación técnica de la implementación de un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas” Proyecto de maestría, Universidad Industrial de Santander, 2013.

Se puede apreciar en la figura 7, que a medida que se va aumentando el número de ciclos la producción incremental por ciclo de inyección es menor, esto se debe a las pérdidas de energía que se tienen durante el proceso y que la viscosidad del crudo no es alta.

Resultados obtenidos Se estudia la diferencia entre los ciclos de inyección y los resultados finales, analizando parámetros como los cambios de cada ciclo y su factor de recobro, la saturación del aceite, y la temperatura que se logra en cada ciclo con la estimulación de vapor.

**Tabla 1.** Parámetros operacionales en los ciclos de inyección

INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR					
Parámetro	1 ciclo	3 ciclos	5 ciclos	7 ciclos	10 ciclos
Factor de Recobro, %	8.2	8.9	9.5	10.2	11.08
Np	116,163	126,080	134,580	144,496	156,962
Nr	1'300,464	1'290,547	1'282,047	1'272,131	1'259,665
Delta Nr	0	9,916	8,500	9,916	12,466
So prom	0.75	0.74	0.735	0.733	0.73
Sw prom	0.25	0.26	0.265	0.267	0.27
Temperatura prom	111	115	120	125	135
Fecha inicio CSS+ICV o CSS+CIS	(795 días)	(1367 días)	(1780 días)	(2171 días)	(8800 días)

Fuente: Tomado y modificado de. Oliveros Gómez. Luis Roberto, “evaluación técnica de la implementación de un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas” Proyecto de maestría, Universidad Industrial de Santander, 2013.

**3.2.2 Esquema par Inyección continua de vapor (icv)** Se realizaron estudios previos como la producción en frío antes de la estimulación de vapor para determinar los parámetros operacionales que hacen parte de la inyección continua de vapor. En esta parte del proceso para implementar la combustión in situ se evalúa el comportamiento del yacimiento, implementando la inyección continua posterior a la inyección cíclica de vapor, para determinar el efecto que tienen los ciclos (1, 3, 5, 7, 10).

Tasa de producción de aceite: a menor número de ciclos mayor será el tiempo de ruptura y mayor será la tasa de producción.

Resultados Obtenidos: Se concluye que para mejorar la productividad en un pozo se debe inicialmente estimularlo, seguido se debe hacer la inyección continua de vapor para tener en cuenta el tiempo de ruptura que es un factor técnico y económico que se vuelve determinante para seleccionar la mejor alternativa de inversión, y también definir el factor de recobro que se tiene en cada ciclo.

Del estudio previo realizado se definieron cinco alternativas para la implementación de combustión in situ posterior a procesos de inyección cíclica de vapor, y diez alternativas de combustión in situ posterior a inyección de vapor; con dos condiciones: teniendo en cuenta el tiempo de ruptura y una tasa de producción menor a 100 bbl/día (que se define como límite económico, el cual fue determinado en la evaluación técnica). Los resultados finales se puede observar en la tabla 2.

**Tabla 2.** Resultados finales después de implementar Inyección Continua de Vapor

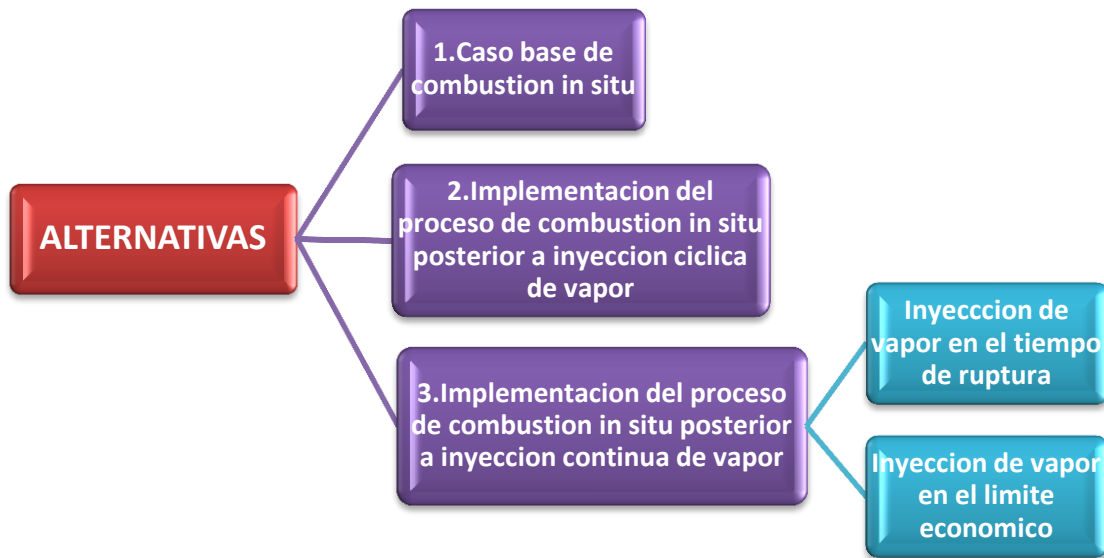
<b>INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR</b>					
<b>Parámetro</b>	<b>1 ciclo</b>	<b>3 ciclos</b>	<b>5 ciclos</b>	<b>7 ciclos</b>	<b>10 ciclos</b>
<b>Factor de Recobro-rup, %</b>	25.6	24	22.5	20	17
<b>Factor de Recobro-LE, %</b>	33.1	32	31	26.4	25
<b>Np-ruptura</b>	362, 657	339,990	318,741	283,325	240,827
<b>Np-LE</b>	468,904	453,321	439,154	373,990	354,157
<b>Nr rup</b>	1`053,970	1`076,637	1`097,886	1`133,302	1`175,800
<b>Nr LE</b>	947,723	963,306	977,473	1`042,637	106,2470
<b>So prom</b>	0.55	0.58	0.62	0.65	0.66
<b>Sw prom</b>	0.45	0.42	0.38	0.35	0.34
<b>Temperatura prom</b>	250-300	250-280	240-280	230-280	180-240
<b>Fecha inicio CSS+ICV+CISR</b>	(2215 días)	(2722 días)	(3000 días)	(3198 días)	(8800 días)
<b>Fecha inicio CSS+CISLE</b>	01-01-2019	01/01/2020	01-01-2021	01-01-2023	01/01/2023

Fuente: Tomado y modificado de. Oliveros Gómez. Luis Roberto, “evaluación técnica de la implementación de un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas” Proyecto de maestría, Universidad Industrial de Santander, 2013.

### 3.3 ANALISIS DE ALTERNATIVAS PROPUESTAS

Efecto en el desarrollo de la combustión in situ posterior a la implementación de procesos de inyección de vapor

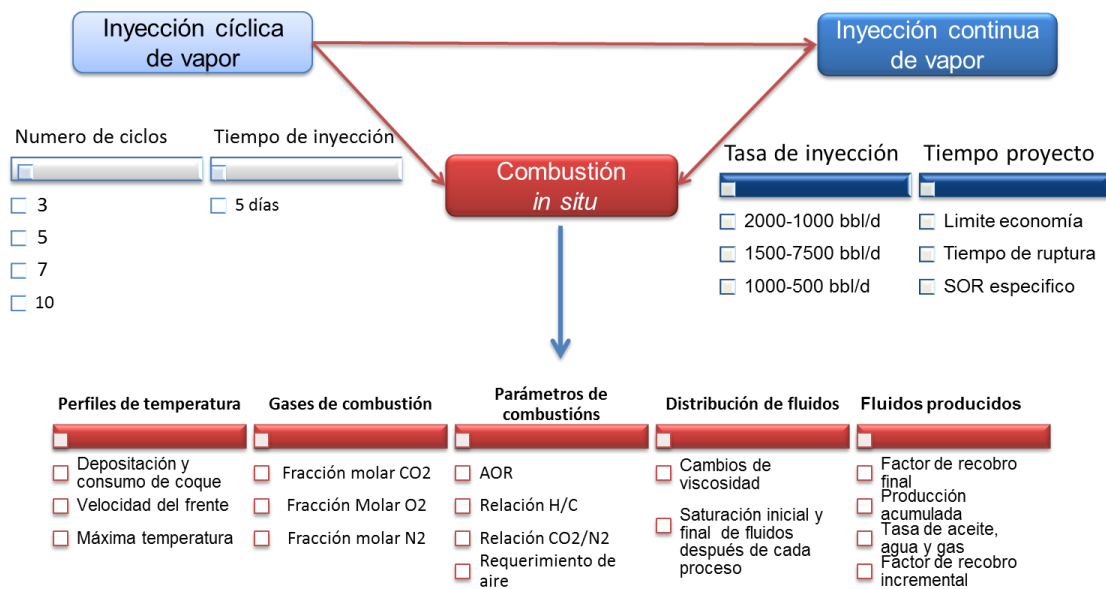
**Figura 8.** Alternativas a estudiar



1. Primera alternativa: Caso base de combustión in situ
2. Segunda alternativa: Implementación del proceso de combustión in situ posterior a la inyección cíclica
3. Tercera alternativa: Implementación combustión in situ posterior a inyección continua de vapor. En este escenario surgen dos alternativas de evaluación; la primera es la implementación de la combustión in situ posterior a inyección continua de vapor en el tiempo de ruptura, y la segunda es la implementación de la combustión in situ posterior a inyección continua de vapor en el límite económico. El estudio técnico se guio por un

esquema del efecto del vapor para analizar la combustión in situ, como se puede observar en la figura 9.

**Figura 9.** Esquema del efecto del vapor sobre el proceso de combustión in situ.



Fuente: Tomado y modificado de. Oliveros Gómez. Luis Roberto, “evaluación técnica de la implementación de un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas” Proyecto de maestría, Universidad Industrial de Santander, 2013.

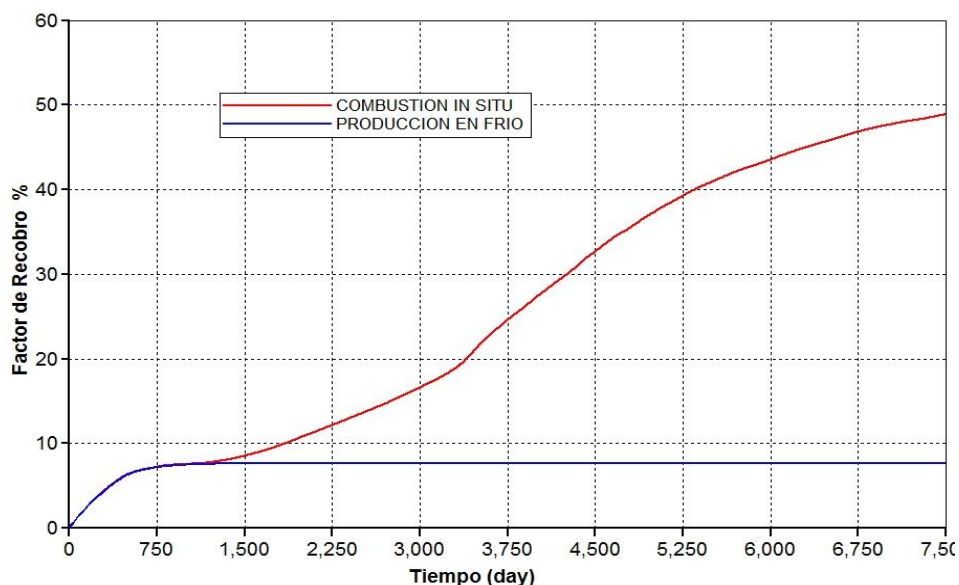
**3.3.1 Alternativa 1 Caso Base Combustión In situ** es analizado con el objetivo que sus resultados sirvan para tener un margen de referencia y de medición de la efectividad del proceso, para analizar las situaciones que se pueden dar con o sin la implementación de técnicas de recobro mejorado.

Se realizó el caso base de combustión de in situ después de dos años de producción en frío, donde se analizaron los diferentes factores y variables tales

como los fluidos producidos, los gases de combustión, la saturación de fluidos del yacimiento y las máximas temperaturas alcanzadas.

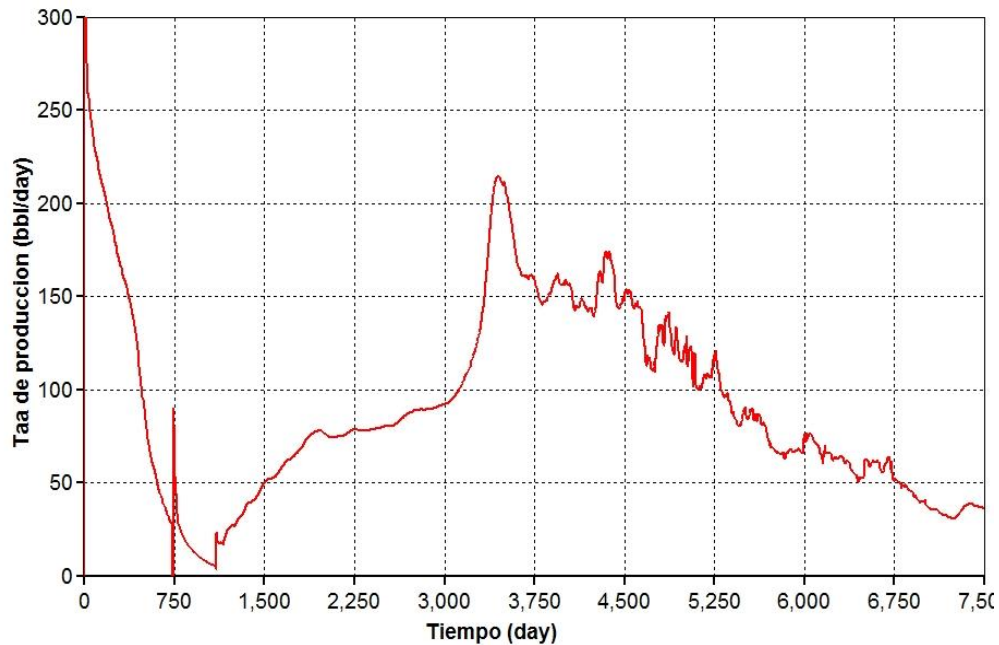
Factor de recobro y producción: El factor de recobro aumento en casi un 50% con una tasa promedio inicial de producción de 100 bbl/día lo cual indica que el proceso está siendo efectivo debido a que la tasa promedio normal de producción por pozo esta entre 50 bbl/día y 200 bbl/día, como se puede observar en la figura 10.

**Figura 10.** Comportamiento del factor de recobro para combustión in situ



Fuente: Tomado y modificado de. Oliveros Gómez. Luis Roberto, “evaluación técnica de la implementación de un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas” Proyecto de maestría, Universidad Industrial de Santander, 2013.

**Figura 11.** Tasa de producción después de implementar combustión in situ

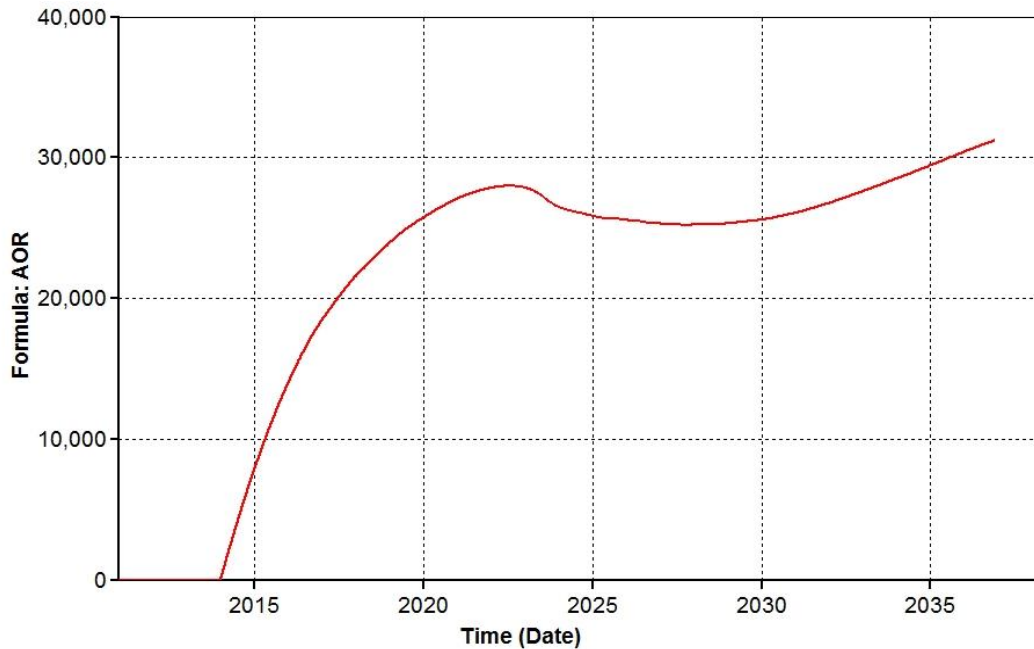


Fuente: Tomado y modificado de. Oliveros Gómez. Luis Roberto, “evaluación técnica de la implementación de un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas” Proyecto de maestría, Universidad Industrial de Santander, 2013.

En la figura 11 se puede apreciar la tasa de producción obtenida, que se tiene después de implementar el proceso de combustión in situ.

Para analizar la viabilidad técnica y económica del proceso de combustión, es de vital importancia mirar la relación aire-aceite (AOR).

**Figura 12.** Relación aire-aceite

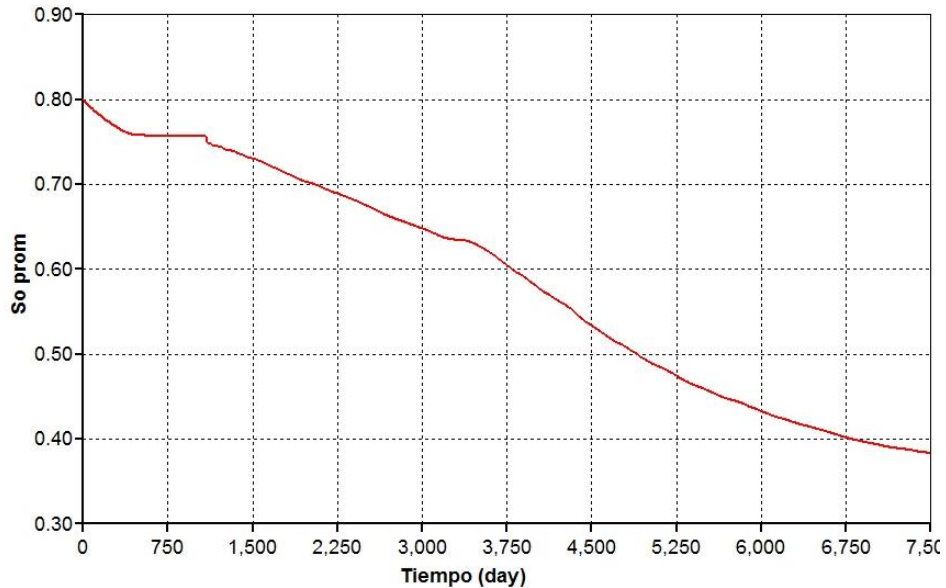


Fuente: Tomado y modificado de. Oliveros Gómez. Luis Roberto, “evaluación técnica de la implementación de un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas” Proyecto de maestría, Universidad Industrial de Santander, 2013.

Esta relación indica cuánto aire se está comprimiendo para extraer una cantidad de aceite. Según se observa en la figura 12 se están produciendo las reacciones a altas temperaturas.

Después de evaluar el factor de recobro es importante mirar el comportamiento de la reducción de la saturación de aceite. En la figura 13, se analiza que cuando pasa el frente de combustión se disminuye la saturación remanente es decir el proceso es efectivo.

**Figura 13.** Reducción de la saturación de aceite promedio en combustión



Fuente: Tomado y modificado de. Oliveros Gómez. Luis Roberto, “evaluación técnica de la implementación de un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas” Proyecto de maestría, Universidad Industrial de Santander, 2013.

Evaluado el caso base de combustión se da paso al estudio de alternativas de combustión in situ posterior a inyección de vapor.

**3.3.2 Alternativa 2 Implementación del proceso de combustión posterior a la inyección cíclica** Se realizaron corridas de simulación bajo diferentes esquemas pero con los mismos periodos de inyección, remojo y producción. Se tomó inicialmente los resultados obtenidos anteriormente en la estimulación de vapor, adicionando las tasas de inyección de aire que fueron tomadas de correlaciones de la literatura, y ajustadas al modelo teniendo en cuenta las propiedades de aceite y de yacimiento.

Factor de recobro - tasa de producción- distribución de los fluidos: Existe un efecto importante en la implementación de los ciclos de estimulación, a menor número de ciclos hay una mejor respuesta del factor de recobro. Se obtiene mayores tasas de producción durante más tiempo, en las alternativas con pocos ciclos de estimulación. En la tabla 3 se observa las condiciones operacionales para implementar combustión in situ.

**Tabla 3.** Condiciones operacionales de implementación del CIS después de las estimulaciones

<b>INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR</b>					
<b>Parámetro</b>	<b>1 ciclo</b>	<b>3 ciclos</b>	<b>5 ciclos</b>	<b>7 ciclos</b>	<b>10 ciclos</b>
<b>Factor de Recobro, %</b>	8.2	8.9	9.5	10.2	11.08
<b>Np</b>	116,163	126,080	134,580	144,496	156,962
<b>N remanente (Nr)</b>	1'300,464	1'290,547	1'282,047	1'272,131	1'259,665
<b>Delta Nr</b>	0	9,916	8,500	9,916	12,466
<b>So prom</b>	0.75	0.74	0.735	0.733	0.73
<b>Sw prom</b>	0.25	0.26	0.265	0.267	0.27
<b>Temperatura prom</b>	111	115	120	125	135
<b>Fecha inicio CSS+ICV</b>	(795 días)	(1367 días)	(1780 días)	(2171 días)	(8800 días)
<b>Fecha inicio CSS+CIS</b>	(795 días)	(1367 días)	(1780 días)	(2171 días)	(8800 días)
<b>CONDICIONES OPERACIONALES – COMBUSTIÓN IN SITU</b>					
<b>Tasa de inyección MPCS/día</b>	3.0	2.5	2.0	2.0	1.9
<b>Presión de inyección, PSI</b>	1200	1200	1200	1200	1200

Fuente: Tomado y modificado de. Oliveros Gómez. Luis Roberto, “evaluación técnica de la implementación de un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas” Proyecto de maestría, Universidad Industrial de Santander, 2013

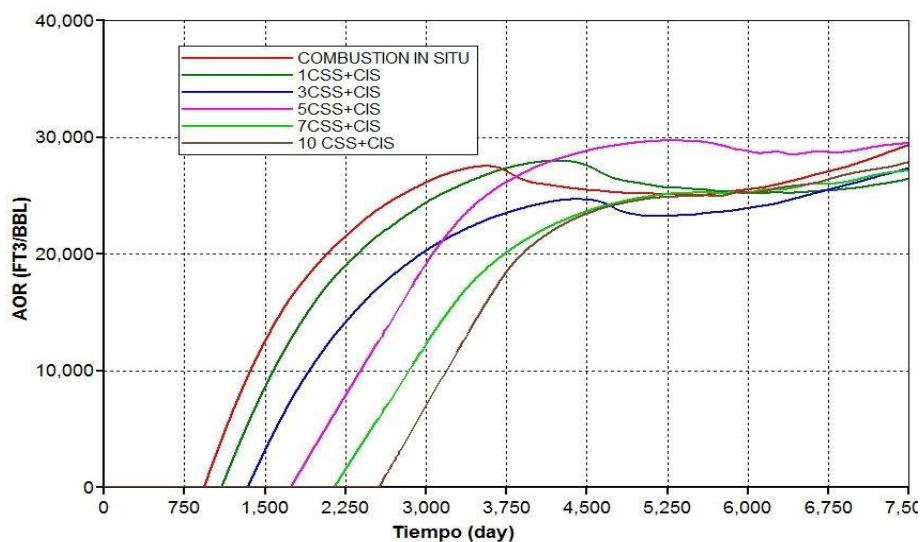
A medida que transcurre el proceso de combustión para las alternativas con estimulaciones con vapor, se aprecia la reducción de la saturación promedio de aceite, haciendo que la combustión no sea efectiva, y así disminuir el factor de recobro a medida que se aumentan los ciclos como se determina en la tabla 4.

**Tabla 4.** Comportamiento del factor de recobro al implementar CIS

	1 CICLOS	3 CICLOS	5 CICLOS	7 CICLOS	10 CICLOS	CASO BASE
Factor de recobro, %	47.2	39.6	29	30	31	49
Diferencial caso base CIS, %	1.8	9.4	20	19	18	0

Fuente: Tomado y modificado de. Oliveros Gómez. Luis Roberto, “evaluación técnica de la implementación de un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas” Proyecto de maestría, Universidad Industrial de Santander, 2013.

**Figura 14.** Relación AOR para todos los casos de con estimulaciones previas



Fuente: Tomado de. Oliveros Gómez. Luis Roberto, “evaluación técnica de la implementación de un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de

vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas” Proyecto de maestría, Universidad Industrial de Santander, 2013.

Las alternativas donde se obtuvo mejor comportamiento de la relación aire-aceite es cuando se ha inyectado una cierta cantidad de vapor en el yacimiento, ya cuando esta relación disminuye es debido a que la extracción por medio de la combustión in situ es efectiva.

**3.3.3 Alternativa 3 Implementación del proceso de combustión posterior a la inyección continua de vapor:** Para estudiar el efecto de este proceso previo antes del proceso de combustión, se plantearon dos opciones:

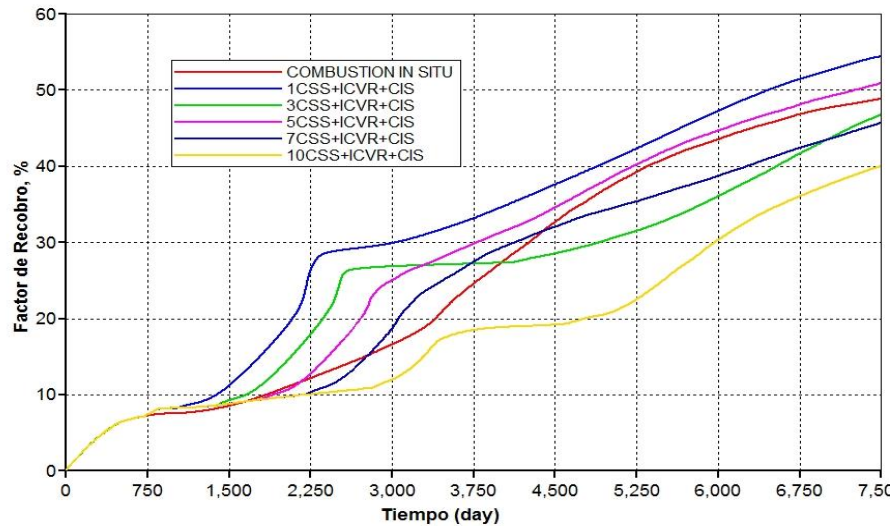
- ✓ Implementación de la inyección de aire en el tiempo de ruptura del vapor
- ✓ Tasa de producción de aceite por medio de la inyección continua de vapor sea menor a los 100 bbl/día.

**3.3.3.1 Implementación combustión in situ posterior a inyección continua de vapor a tiempo de ruptura del vapor.** Estudia el proceso de combustión al implementarlo en el tiempo de ruptura del vapor, teniendo en cuenta que después de este tiempo la tasa de producción inicia su declive y el proceso empieza a ser menos eficiente.

#### Factor de Recobro- Tasa de producción- distribución de fluidos

En la figura 15 se puede apreciar el escenario aplicado en tiempo de ruptura para los procesos de inyección continua y combustión in situ.

**Figura 15.** Factor de recobro para los con inyección continua y combustión aplicados a tiempo de ruptura



Fuente: Tomado de. Oliveros Gómez. Luis Roberto, “evaluación técnica de la implementación de un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas” Proyecto de maestría, Universidad Industrial de Santander, 2013.

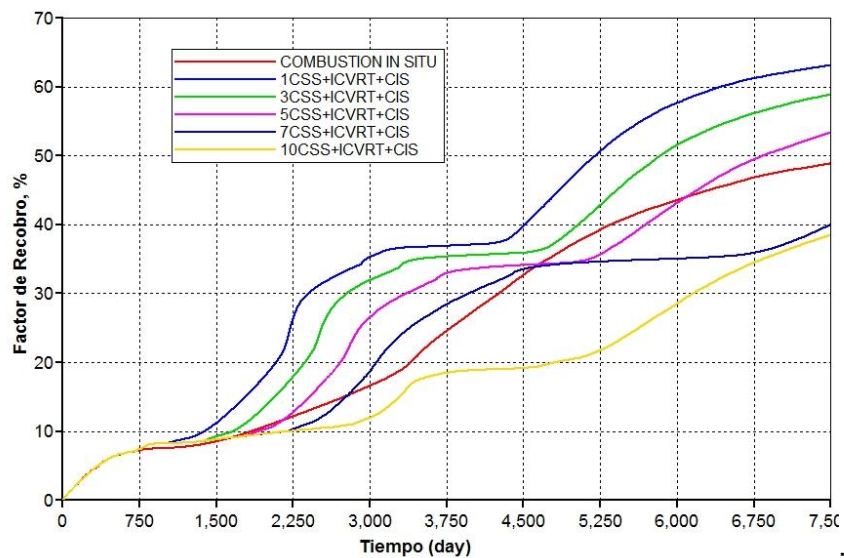
Se puede apreciar en la figura 15 que la mejor respuesta sigue siendo el escenario donde se tienen menos ciclos de estimulación con vapor, aunque como el tiempo de ruptura es mayor la respuesta del yacimiento a la combustión es más demorada. Las alternativas donde se inyecta mayor cantidad de vapor, es decir en los de menor cantidad de ciclos de estimulación, el decaimiento se da en un tiempo más largo pero en una cantidad mayor.

### 3.3.3.2 Implementación de la combustión in situ posterior a inyección continua de vapor en el límite económico

- Límite económico: tasa de producción de los cuatro pozos por debajo de los 100 bbl/día. Este límite se da después de implementar la inyección continua y en el tiempo de ruptura decae la tasa de producción y la eficiencia del proceso.

Factor de recobro- tasa de producción- distribución de fluidos:

**Figura 16.** Comportamiento del factor de recobro



Fuente: Tomado de. Oliveros Gómez. Luis Roberto, “evaluación técnica de la implementación de un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas” Proyecto de maestría, Universidad Industrial de Santander, 2013.

Según la figura 16, se tiene un factor de recobro superior al 60% con un ciclo de estimulación y con un mayor tiempo de inyección continua de vapor. La tasa de producción se mantiene entre los 200 y 100 barriles por un tiempo más prolongado en las alternativas con menor cantidad de ciclos.

En un proceso de combustión se obtienen mejores resultados cuando se aplica cierta cantidad de vapor al yacimiento, para que se caliente la formación, y aumente la velocidad del frente de combustión y exista una reducción de la saturación del aceite después de implementar: estimulaciones con vapor, inyección continua y combustión in situ, estos valores se pueden observar en la tabla 5.

**Tabla 5.** Resultados finales para la implementación de procesos de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor.

<b>INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR</b>					
<b>Parámetro</b>	<b>1 ciclo</b>	<b>3 ciclos</b>	<b>5 ciclos</b>	<b>7 ciclos</b>	<b>10 ciclos</b>
<b>Factor de Recobro-rup, %</b>	25.6	24	22.5	20	17
<b>Factor de Recobro-LE, %</b>	33.1	32	31	26.4	25
<b>Np-ruptura, bbl</b>	362, 657	339,990	318,741	283,325	240,827
<b>Np-LE, bbl</b>	468,904	453,321	439,154	373,990	354,157
<b>Nr rup, bbl</b>	1`053,970	1`076,637	1`097,886	1`133,302	1`175,800
<b>Nr LE, bbl</b>	947,723	963,306	977,473	1`042,637	1,062,470
<b>So prom</b>	0.55	0.58	0.62	0.65	0.66
<b>Sw prom</b>	0.45	0.42	0.38	0.35	0.34

Fuente: Tomado y modificado de. Oliveros Gómez. Luis Roberto, “evaluación técnica de la implementación de un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas” Proyecto de maestría, Universidad Industrial de Santander, 2013.

### 3.4 SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

El objetivo del estudio de alternativas es determinar la mejor estrategia técnica, la cual garantice el incremento del factor de recobro y por ende la disminución de la saturación remanente de aceite. A través de la investigación realizada por medio de la simulación, se puede apreciar que el proceso con mayor eficiencia de recuperación, es el escenario con un solo ciclo de estimulación, en el cual siempre se obtuvo el mayor factor de recobro, por lo cual basado en esto se siguió trabajando y determinando los demás métodos a implementar.

A medida que se realizaron los estudios partiendo de la estimulación de vapor con un ciclo, se decide implementar la inyección continua y como resultado se obtiene un aumento en el factor de recobro; teniendo el escenario (1CCS+1CVR) se da paso a la implementación posterior de combustión in situ, para concluir que la estimulación con vapor contribuye al comportamiento del proceso de combustión, generando el mejor escenario técnico. (1CCS + 1CVR +CIS).

El proyecto raíz buscó determinar qué tan ideal es implementar combustión in situ posterior a inyección de vapor, escogiendo así el mejor escenario técnico. Para realizar la evaluación financiera se escogen dos alternativas que se consideran de vital importancia en el proyecto:

- La primera alternativa a evaluar es el caso base de combustión in situ, donde se busca comparar las diferencias económicas que se generan a la hora de implementar combustión después de la inyección de vapor y la influencia económica que tiene el proceso de combustión como tal en el mejor escenario técnico.
- La segunda alternativa a evaluar es la que técnicamente parece más viable, porque según los estudios previamente realizados en la evaluación técnica sería el que genera tasas de producción más altas.

Tabla 6. Estrategia final para el aumento de factor de recobro en este tipo de yacimientos

PROCESO	TIEMPO	TASA DE INYECCIÓN DE FLUIDO	OTRAS OBSERVACIONES
<b>Inyección cíclica de vapor</b>	1 ciclos de inyección máximo 3	Realizar análisis de sensibilidad de la tasa de inyección dependiendo de la viscosidad del crudo	Para cada tipo de aceite y yacimiento puede cambiar el número de ciclos óptimos. Ya que esta afecta la inyección continua y la combustión
<b>Inyección continua de vapor</b>	Hasta limite económico, sin embargo es importante observar si la cantidad de vapor cerca al pozo inyector después de terminado el proceso.	Realizar análisis de sensibilidad y si es posible dependiendo del patrón de inyección realizar administración de calor	Es importante realizar un análisis del espaciamiento entre pozos, ya que para los dos procesos de combustión y vapor se tiene que tener un patrón óptimo para que los dos procesos sean eficientes.
<b>Combustión in situ</b>	Irrupción de los pozos.	Realizar pruebas de tubo de combustión o realizar pruebas en modelos físicos y simulación numérica	

Fuente: Tomado y modificado de. Oliveros Gómez. Luis Roberto, "evaluación técnica de la implementación de un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas" Proyecto de maestría, Universidad Industrial de Santander, 2013.

#### **4. METODOLOGIA DE ANALISIS FINANCIERO PARA PROCESOS DE RECOBRO MEJORADO**

A partir de la evaluación técnica se determinó la mejor opción de implementación de extracción del crudo, basados en dos variables relevantes en los procesos de recobro térmico; el incremento del factor de recobro y el aumento de la tasa de producción.

En la búsqueda de una estrategia de explotación que evidenciara el aumento del factor de recobro en yacimientos estratificados de crudo pesado se determina a partir de simulación numérica la eficiencia de la implementación del proceso de combustión in situ y la inyección de vapor continua debido a las altas pérdidas de energía que presentan los yacimientos que se encuentran en el Magdalena Medio. Y donde ya han sido efectivos procesos de recuperación. Es por esto que el objetivo del trabajo técnico es evaluar los efectos de la combustión in situ y la inyección de vapor en un yacimiento estratificado de crudo pesado ubicado en el Magdalena Medio.

Este trabajo pretende valorar la rentabilidad de aplicar procesos de recobro térmico como herramienta de implementación para el aumento de la producción anual de petróleo enfocado en los procesos de recobro mejorado. Por esta razón se eligen dos alternativas para realizar la evaluación financiera:

- Alternativa 1: caso base de Combustión in situ.(CIS)
- Alternativa 2: inyección cíclica de vapor (1ciclo) + inyección continua de vapor hasta el límite económico + combustión in situ.(IV+CIS)

En la tabla 7 se describen los principales parámetros operacionales que se tienen en cuenta para el estudio técnico y por ende para la implementación de las alternativas elegidas

**Tabla 7.** Parámetros de operacionales para el estudio de los procesos.

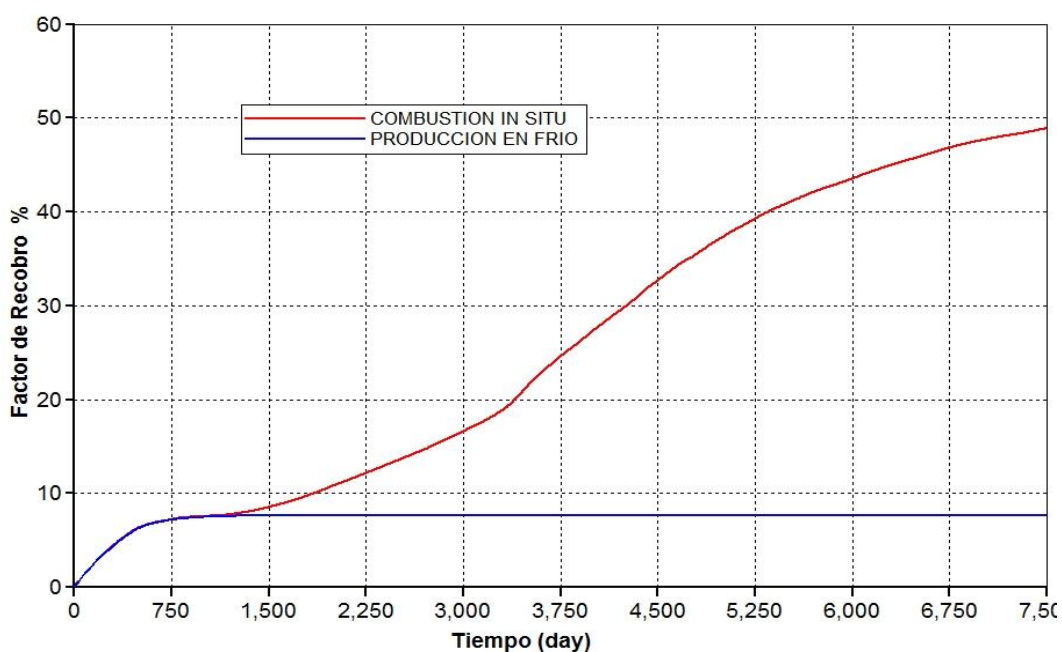
PROCESO	PRODUCCIÓN PRIMARIA	INYECCIÓN DE VAPOR	COMBUSTIÓN IN SITU
Aceite In Situ al inicio de la simulación	1'416.627 bbl		
Numero de pozos productores	5	4	4
Numero de pozos inyectoros	0	1 Iny. Continua 5 Iny. Cíclica	1
Tasa de inyección	0	500-2000 bbl/d	1.5-3.5 MM Pies <sup>3</sup> /día
Presión de inyección		1200 PSI	1200 PSI
Tasa Max. De producción	200 bbl/d	1000 bbl/d	1500 bbl/d
Presión min. De producción	100 psi	100 psi	100 psi

Fuente: Tomado y modificado de. Oliveros Gómez. Luis Roberto, “evaluación técnica de la implementación de un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas” Proyecto de maestría, Universidad Industrial de Santander, 2013.

### Alternativa 1: caso base de Combustión in situ.

Factor de recobro y tasa de producción. La figura 19 muestra el comportamiento del factor de recobro, donde se aprecia el aumento del factor de recobro en casi un 50 %, después de 2 años (730 días) de producción en frío, según los resultados preliminares. Como se observa, la efectividad del proceso es bastante alta a comparación de la producción en frío. También es importante resaltar que la producción en frío tuvo un factor de recobro de 8 % como se explicó anteriormente, por lo tanto el Factor de recobro incremental es cerca al 40 % del OOIP (1'416.627 bbl).

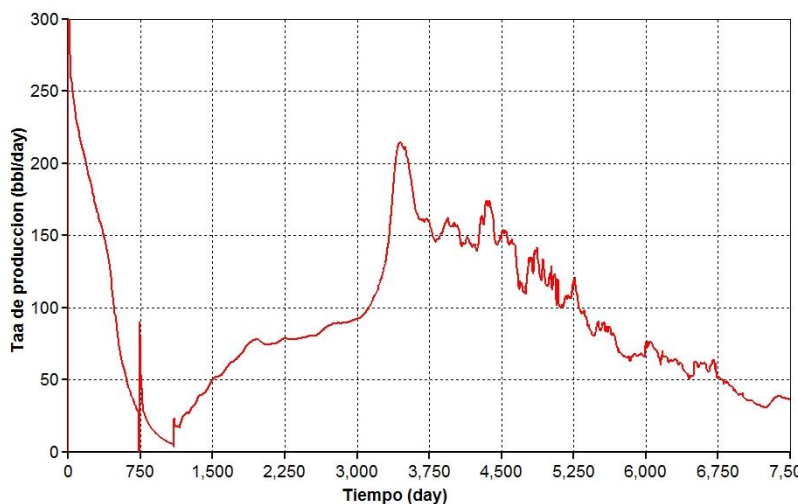
**Figura 17.** Comportamiento de factor de Recobro para la combustión In situ



Fuente: Tomado de. Oliveros Gómez. Luis Roberto, “evaluación técnica de la implementación de un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas” Proyecto de maestría, Universidad Industrial de Santander, 2013.

En cuanto a la tasa de producción (figura 18), se observa que las tasas al inicio del proceso tienen un promedio de producción de los 100 bbl/d, teniendo así una producción regular en el proceso, donde después de que transcurre el tiempo del proceso empieza a decaer. En general se observa una producción normal para campos con procesos de combustión, con tasas por pozo entre 50 bbl/día y 200 bbl/día.

**Figura 18.** Tasa de producción después de implementar combustión in situ



Fuente: Tomado de. Oliveros Gómez. Luis Roberto, “evaluación técnica de la implementación de un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas” Proyecto de maestría, Universidad Industrial de Santander, 2013.

**Alternativa 2: inyección cíclica de vapor (1ciclo) + inyección continua de vapor hasta el límite económico + combustión in situ.**

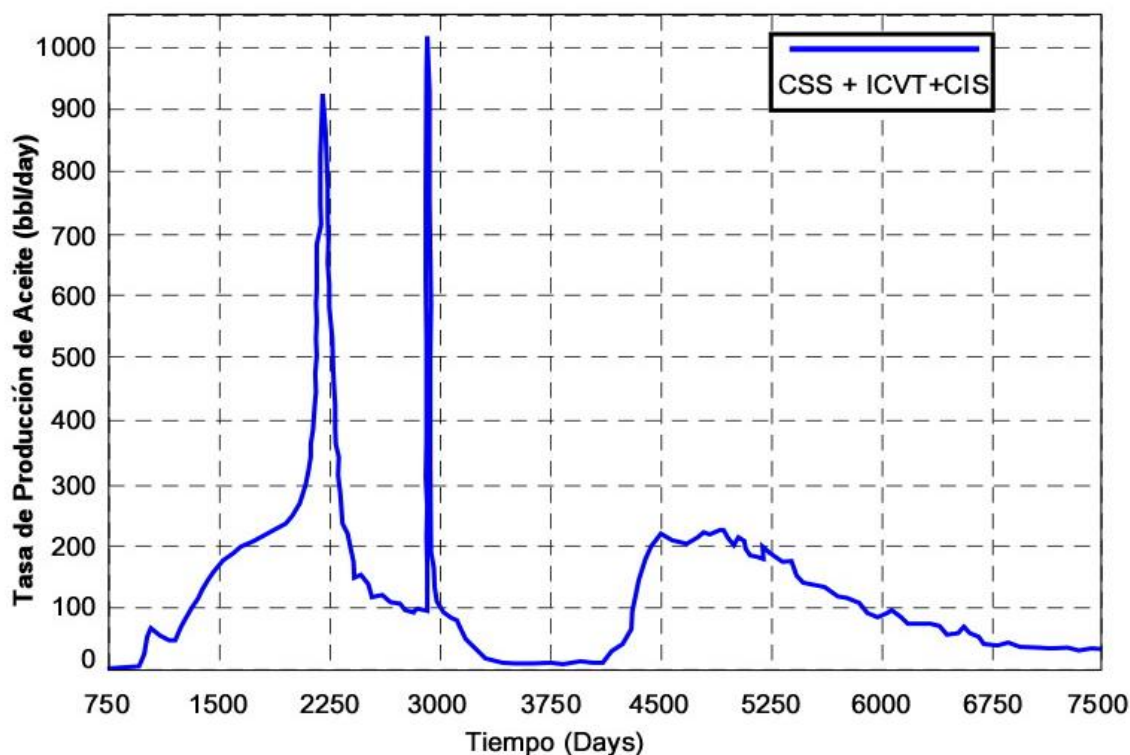
Después de analizar las variables relevantes (factor de recobro y tasa de producción) y el comportamiento del yacimiento al someterse a un proceso de combustión in situ se estudia la respuesta de la combustión posterior a procesos de inyección de vapor.

Inicialmente se estimula el pozo a través de la inyección cíclica de vapor posteriormente se lleva a cabo la implementación de inyección continua de vapor, la cual después del tiempo de ruptura (tiempo que demora en aparecer el vapor por primera vez en el pozo productor) trae consigo el decaimiento de la tasa de producción y la eficiencia del proceso se reduce, por esta razón se llega a un límite técnico. Para este caso se toma como límite técnico la implementación del proceso hasta cuando la tasa de producción de los cuatro pozos se encuentra por debajo de los 100 bbl/día. Es allí cuando se decide dar inicio a la inyección de aire (proceso de combustión in situ). Para el caso de la implementación del proceso de combustión después de una tasa mínima de producción por medio de inyección continua de vapor, los mejores resultados se obtienen cuando se implementa la combustión in situ posterior a la inyección procedida de uno, tres y cinco ciclos de estimulación, teniendo factores de recobro superiores al 50%. Sin embargo se observa una respuesta tardía, debido a la alta saturación de agua y a la distribución de fluidos cerca al pozo inyector. Cabe resaltar que cuando se lleva a cabo el proceso de inyección continua de vapor, a mayor número de ciclos la saturación de agua es mayor y por esto las alternativas con menores ciclos son técnicamente mejores. El proceso de combustión in situ presenta un buen comportamiento cuando se implementa después del tiempo de ruptura, sin embargo el aumento en el aceite incremental es más evidente si la formación está más caliente pero la respuesta del yacimiento va a ser más demorada, lo que conlleva a reacciones a baja temperatura y producción de gases.

Los resultados técnicos en general son buenos dependiendo de la cantidad de vapor que se inyecta antes de la combustión in situ, la inyección continua ayuda a mantener temperaturas altas y mejora el barrido del proceso de combustión, aunque hay que tener cuidado en el momento de la implementación, es necesario que exista un control de la tasa de inyección para que el tiempo donde ocurran las reacciones a baja temperatura sea corto de esta manera evitar la producción de coque, alcohol, aldehídos, cetonas (que se presentan a bajas temperaturas) y así

no se vea afectado el factor de recobro y la tasa de producción. Técnicamente la respuesta del proceso se evidencia en un tiempo más largo, el factor de recobro incremental es mayor para los casos donde hay menores ciclos de estimulación; es decir con uno y tres estimulaciones previas, esto se debe a que ya existe un calentamiento de la formación lo que ayuda a la depositación de combustible, sin embargo las pérdidas de calor son altas debido al agua que se condensa existente en el yacimiento como causa de la inyección de vapor.

**Figura 19.** Tasa de producción de implementar el proceso de combustión in situ posterior a inyección de vapor



Fuente: Tomado y modificado de. Oliveros Gómez. Luis Roberto, “evaluación técnica de la implementación de un proceso de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas” Proyecto de maestría, Universidad Industrial de Santander, 2013.

De igual manera como se puede apreciar el estudio de la tasa de producción figura 18 y figura 19 , después de implementado estos dos procesos de inyección continua e inyección de aire, se ven dos picos altos en la producción de aceite (tiempo de irrupción en inyección continua y proceso de combustión) , además de esto la tasa de producción se mantiene entre los 200 y 100 barriles por un tiempo más prolongado en las alternativas con menor cantidad de ciclos, lo cual corrobora lo dicho en la influencia en el factor de recobro, sin embargo, se observa un decaimiento de la producción al inicio de la inyección de aire, esto debido a que el aire no ha contactado de manera efectiva el crudo en el yacimiento, debido a la saturación de agua alta en las cercanías al pozo inyector.

#### **4.1 INVERSIÓN INICIAL (CAPEX)**

En esta parte se especifican las inversiones de capital requeridas para cada escenario de evaluación.

La inversión inicial será la suma de los costos de desarrollo, promoción y construcción del proyecto. El sistema para ejecutar la inyección de vapor contempla los costos como pozos de captación de agua, generadores de vapor, el tratamiento en el que se incurre para transformar el agua y red de tuberías hacia los pozos donde será inyectado el vapor a altas temperaturas y presión (tanques de almacenamiento, líneas de captación, generación de vapor, etc), además de facilidades de producción para entregar crudo de excelente calidad y en óptimas condiciones, también incluye el costo de workover para las operaciones de reacondicionamiento de pozo. Todos estos gastos están referidos en dólares.

Para la inyección de vapor inicialmente se realiza el tratamiento del agua; agua que es abastecida desde el pozo de captación, el agua se pasa por un tanque de tratamiento con el fin de dar al agua las características adecuadas para su

conversión en vapor, luego de esto en el generador de vapor el agua es tratada y se convierte en vapor saturado con una calidad de 80%. El vapor se distribuye a través de una red de tuberías o líneas de inyección a los pozos productores en el campo siguiendo el programa de inyección establecido.

Para la combustión in situ el proceso se basa en la inyección de aire, lo que significa que no requiere de tratamiento, aquí la inversión principal es un kit de compresores ya que el aire debe ser inyectado a presiones muy altas.

Debido a que los datos de la evaluación técnica son obtenidos mediante simulación se hace la estimación de las posibles inversiones en las que se llegaría a incurrir si el proyecto se llevara a cabo. Conforme a esto los principales capex del proyecto son:

- **Pozo de captación:** Se entiende por pozo de captación la fuente de abastecimiento de agua cuyo principal fin es obtener mayor cantidad de agua con un mínimo gasto de energía. Basados en las cercanía que tiene el campo con el rio magdalena se determina recoger el agua que se va a necesitar para la inyección de vapor de allí; aprovechando las fuentes naturales y las licencias ambientales con la que ya cuenta el campo para explotación ambiental.
- **Líneas de captación:** son tuberías de acero que forman el sistema por el cual se va a extraer el agua para el pozo de captación y su posterior tratamiento, se estima su precio por kilómetro tendido e incluye el mantenimiento; en este caso se estima un kilómetro para las líneas de captación.
- **Bomba:** estas son utilizadas para enviar el agua a partir de diferencias de presión.se supone que se requiere una bomba debido a la tasa de inyección de aire, que varía entre 500- 2000 bbl/día.

- **Tanque de tratamiento:** es un tanque de agua de alimentación donde se lleva a cabo la purificación del agua, eliminación del oxígeno y/o cualquier tipo de tratamiento químico, busca reducir a niveles aceptables las impurezas presentes en el agua y que pueden afectar el proceso de recuperación con el fin de que cumpla las condiciones adecuadas para pasar al generador.
- **Generador:** en cuanto al generador de vapor, su costo dependerá de su capacidad dada en MMBTU/hr, pueden ser estáticos o móviles; para este caso y debido al tipo de proceso, el tiempo de duración de ciclo, la duración del periodo de la inyección de vapor y el patrón de inyección de vapor (1000 bbl/día) se elige un generador estático con capacidad de 50 MMBTU/hr y consumo de agua de 96 Gal/min. La eficiencia térmica del generador se toma como el 80%, a partir de las experiencias en campo la eficiencia nunca es del 100%; al contrario varía entre un 70 y 90%.
- **Líneas de inyección:** son tuberías de acero que forman el sistema por el cual se va a inyectar el vapor o el aire, se estima su precio por kilómetro tendido e incluye el mantenimiento; en este caso se estima un kilómetro para las líneas de inyección.
- **Sistema aislante:** Para los procesos de inyección de vapor, cuando este viaja a través de las líneas, tiende a perder energía, por tanto las líneas de inyección suelen aislarse para reducir las pérdidas de calor dentro de las líneas de inyección. El costo del aislante se deduce a partir del espesor que se desea para el sistema y la longitud de las líneas, se asume para este proyecto espesor del aislante de 2,5 pulgadas y longitud de las líneas de 3000ft; así para un espesor de 2,5 pulgadas el precio es de 7,21 US\$/ft, entonces el costo total será US\$21630.

- **Costo de generación de vapor:** Este costo está sujeto a la tasa de inyección de agua (1000 bbl/día) ya que esa será transformada en vapor, al tiempo de inyección de vapor (dependiendo si es inyección cíclica o continua), y al número de pozos; tiene un costo de 3us\$/MBTU. Con base en esto se calcula el costo de generar vapor que para la estimulación con un ciclo es 32.812,5 us\$ y para la inyección continua es 1.968.750 us\$ , su cálculo se explica en el anexo B.
- **Facilidades de producción:** cuando se lleva a cabo la producción de hidrocarburos en los campos debido a características geológicas propias del terreno y resultados de los procesos aplicados se generan otros fluidos como pueden ser agua y gas; las facilidades de producción comprende los materiales, equipos y procesos en superficie para la separación y tratamiento de estos fluidos. A partir de datos históricos y reportes de resultado del campo se reconoce que el campo cuenta con facilidades de producción como tratadores, separadores FWKO; es por esta razón que se decide invertir en una estación de compresión para tratar el gas que produce la combustión; los tratadores y separadores con los que cuenta el campo actualmente son suficientes para tratar el agua e impurezas que se generan con la producción de la estudio técnico previamente realizado.
- **Workover:** Es normal durante la vida de activa de un pozo el desgaste y agotamiento de la zona de producción; las operaciones de workover presentan la solución a este problema a través del mantenimiento y reacondicionamiento de pozos mediante well services, reparaciones importantes del subsuelo en aras de preservar o aumentar la tasa de producción estimada, se utiliza también para la reparación de pozos existentes. Como el campo está en acción actualmente siempre se ha

hecho workover; sabiendo que esta es una actividad fundamental para aumentar y mantener el campo en funcionamiento la empresa encargada ha estimado como mínimo un valor fijo de 90000US como reserva para workover. Debido al nivel de riesgo al que se expone una actividad que involucre inyección de vapor y combustión insitu y basados en la producción de la simulación se establece una inversión en workover de 170000US aproximadamente pero se restan los 90000 en los que siempre ha incurrido el campo para su correcto funcionamiento.

## **4.2 INGRESOS**

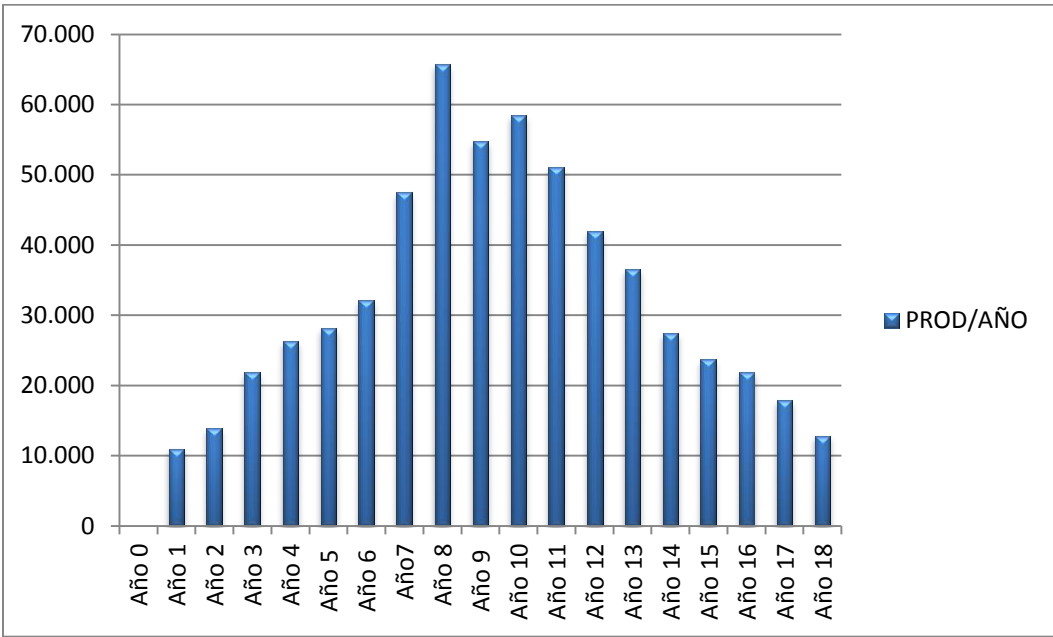
Los ingresos son entradas de dinero que se generan por una actividad específica; entonces los ingresos para este tipo de proyectos serán la tasa media de producción anual por el precio establecido del petróleo; por esta razón las dos variables relevantes para establecer los ingresos son la predicción del precio del crudo y el análisis de la producción.

**4.2.1 Predicción del precio del petróleo.** Se exponen dos alternativas para el precio del petróleo:

- El primero es la suposición del precio estático, se basa en un Valor fijo del precio del crudo, para crudos pesados se utiliza un ajuste equivalente al 70% del valor del WTI actual.
- El segundo escenario es la simulación del precio del petróleo a partir de datos históricos mediante “el complemento de Microsoft Excel 2010; @RISK”.

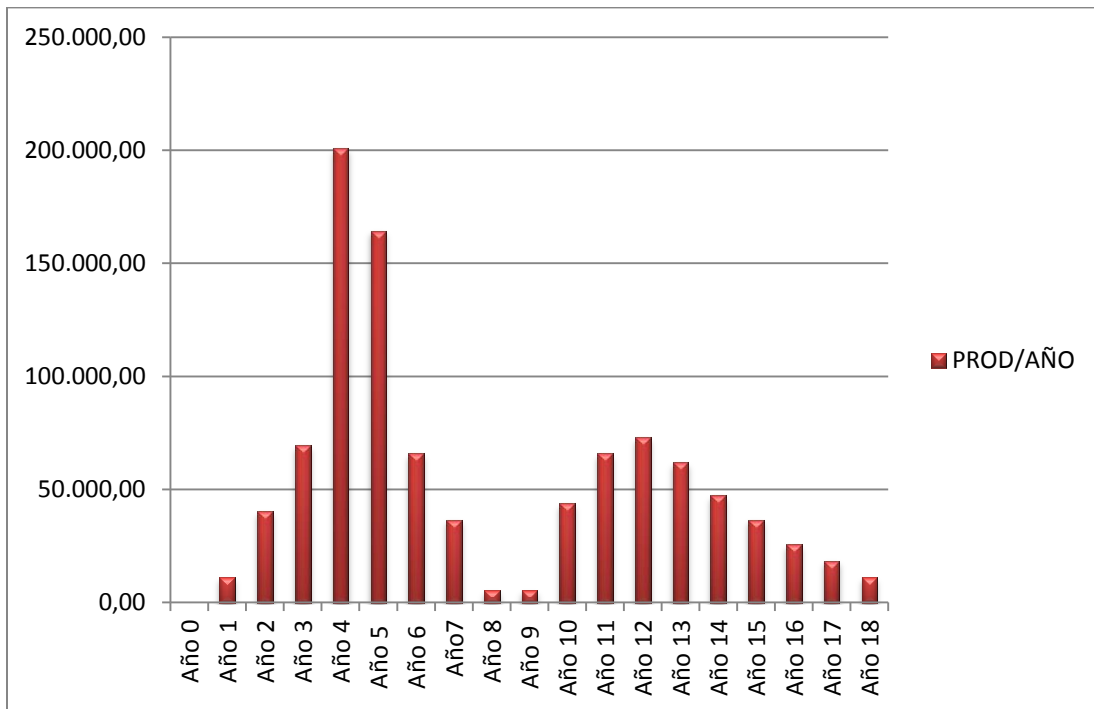
**4.2.2 Predicción de la producción.** Se analiza la estimación de la producción generada en la evaluación técnica adquirida mediante el sistema START del software CMG, de las alternativas requeridas y se establece la producción anual; debido a que el periodo de tiempo que se elige para la evaluación es de 18 años considerando que previamente se ha llevado a cabo producción en frio para un periodo de dos años.

**Figura 20.** Tasa de producción promedio anual alternativa del caso base de combustión in situ.



La grafica 20 de producción para la alternativa de implementar combustión in situ después de dos años de producción en frio presenta una distribución normal con una tasa de producción promedio de 86 bbl/ día, lo que significa 31.197,89 bbl/año con una producción máxima de 65.700 bbl/año y mínimo de 10.950 bbl/año. Es evidente que la tasa promedio diaria es muy pequeña para la inversión y el riesgo al que está asociado un proyecto de combustión in situ.

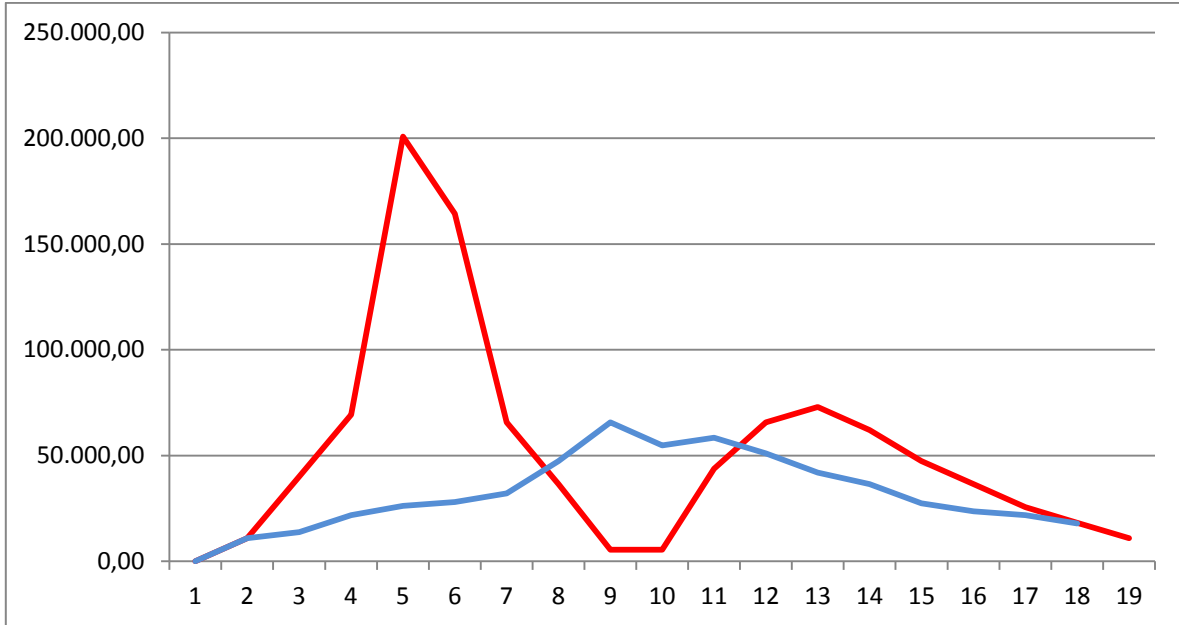
**Figura 21.** Tasa de producción promedio anual para la implementación de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor.



La figura 21, muestra la tasa de producción para la alternativa de implementar combustión in situ posterior a inyección de vapor; en el año uno se lleva a cabo la estimulación de un ciclo con vapor, inmediatamente se procede con la inyección continua de vapor y como se aprecia el resultado es positivo aumentando la tasa de producción hasta 200.750 bbl/año (aproximadamente 550bb/día) sin embargo la tasa baja hasta 100 bbl/día, lo cual se determina como el límite económico para iniciar la combustión in situ.

La alternativa en general presenta una tasa de producción promedio de 142 bbl/día, es decir 51.676,32 bbl/año.

**Figura 22.** Comparacion de la tasa de produccion de las dos alternativas de estudio.



La tasa de producción para la alternativa de implementación de combustión in situ (curva azul) tiene una respuesta más tardía pero su comportamiento es más uniforme, sin embargo la tasa promedio de producción es pequeña. Por el contrario al implementar la alternativa dos; la respuesta de estimulación es más rápida pero la tasa de producción es más fluctuante, esto se puede justificar por la saturación de agua debido al calentamiento previo mediante la inyección de vapor.

## 4.3 COSTOS

**4.3.1 Costos de Operación y mantenimiento.** Los costos de operación son fijos y variable; influyen en el proyecto y se pueden describir como el esfuerzo económico que se debe realizar para lograr un objetivo, estos varían en función de la producción o del nivel de uso.

Se describen los costos operacionales del proyecto basado en investigaciones y estudios en la industria petrolera en Colombia. La mayoría de los opex son definidos por barril producido, excepto el tratamiento de agua que está ligado a la tasa de inyección de vapor.

Para que el proyecto presente un correcto funcionamiento es necesario tener los costos fijos y variables que se necesitan para ejecutar las actividades que conllevan a la producción de hidrocarburo.

- Energía/electricidad: Para el correcto funcionamiento de maquinaria e instalaciones.
- Tratamiento de agua: El agua debe transformarse en vapor para ser inyectado; este debe cumplir con ciertas condiciones para en desarrollo óptimo del proceso.
- Mantenimiento: hace referencia a todas las actividades que relacionan reparación de activos fijos, piezas de repuesto de la maquinaria; en general el costo en el que se incurre para el mantenimiento de los equipos.
- Lubricantes: son aceites utilizados en los compresores, normalmente se prefiere uno sintético con alto punto de inflamabilidad para evitar explosiones.
- Lifting cost: son costos de operación para producir un barril de petróleo, este valor comprende variables como mano de obra, transporte, suministros, supervisión y gastos imprevistos.

## **4.4 EGRESOS**

**4.4.1 Impuestos.** Los impuestos son prestaciones de dinero al estado o a entidades de derecho público que ellas mismas reclaman debido a su poder coactivo. Los impuestos se pueden clasificar en impuestos directos e impuestos indirectos; los directos afectan principalmente los ingresos y los indirectos afectan a quien produce el bien o presta el servicio.

En la industria petrolera los impuestos más relevantes son las regalías y el impuesto de renta; este último se declara y se paga cada año y recae sobre los ingresos de las empresas, es la principal fuente de recaudo de impuestos en la actividad en la actividad de producción de petróleo, se aplica sobre las ganancia bruta cuando ya se ha descontado la depreciación.

En Colombia en los últimos años ha presentado variaciones entre 30 y 40%. Para la evaluación del proyecto se utiliza el impuesto de renta con un valor del 33%.

**4.4.2 Regalías.** Es el pago que debe realizarse al estado por el uso o extracción de ciertos recursos naturales, habitualmente no renovables. Las regalías son una fuente importante de financiación para el desarrollo territorial y representan un importante porcentaje de los ingresos del estado.

Actualmente, el sistema de regalías se rige con base en la ley 756 de 2002 y para crudos pesados es del 8% del valor de los ingresos por ventas de barriles de crudo.

**4.4.3 Depreciación.** Es el mecanismo mediante el cual se reconoce el desgaste que sufren los bienes por el uso que se haga de ellos. Se relaciona como un costo que se distribuye durante la vida útil estimada, con el fin de obtener los recursos necesarios para la reposición, de manera que se conserve la capacidad operativa.

Para maquinaria como generadores y kit de compresores se estima una vida útil de 20 años.

#### **4.5 CAPITAL DE TRABAJO**

El capital de trabajo se puede considerar como recursos que requiere la empresa para poder operar y se clasifica como activo corriente (efectivo, inversiones a corto plazo, cartera e inventarios).

Este costo puede ser expresado como el costo de oportunidad para una alternativa equivalente de inversión.

Se calcula tomando el ingreso del año dos menos el año uno por el 5%, es decir la diferencia entre el año siguiente y el anterior por el 5%; pero para el año cero es el 5% de los ingresos del año uno y para el último año es la sumatoria del capital de trabajo de todos los años.

#### **4.6 TASA DE DESCUENTO**

Las empresas del sector petrolero se enfrentan cada día con la decisión de inversión en nuevos proyectos que reflejen el aumento de la producción de crudo del país, estos necesitan un punto de referencia que les permita determinar

cuándo un proyecto genera una rentabilidad superior a dicha referencia y cuando no.

La tasa de descuento es un factor que permite medir el monto de la inversión que se va a realizar contra los beneficios que se espera recibir, se utiliza para analizar el riesgo del proyecto siendo una de las variables influyentes en los resultados de la evaluación financiera.

Basados en el informe anual del ministerio de minas y energía, anexo 5; “metodología y cálculo de los wacc para la actividad mayorista y minorista” se determina para la evaluación del proyecto una tasa de descuento del 11%.<sup>1</sup>

## **4.7 FLUJO DE CAJA LIBRE**

**4.7.1 Metodología para la elaboración del flujo de caja.** Normalmente la estructura del modelo de evaluación se fundamenta en un clásico análisis de flujo de caja, el cual está ligado a variables particulares de un proyecto del sector petrolero (tasa de producción, precio del petróleo, regalías) y que es la base para el cálculo de indicadores financieros como el valor presente neto y la tasa interna de retorno; el FCL se calcula de manera determinística, con un valor definido de tasa de descuento, impuestos de renta y regalías.

Este modelo va a contemplar la evaluación financiera del proyecto para dos alternativas: procesos de combustión in situ (1) y proceso de combustión in situ posterior a inyección de vapor (2).

---

<sup>1</sup> Tomado de :<http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/archivosEventos/6754.pdf>

Con el objetivo de realizar la evaluación financiera para la evaluación técnica de un proyecto de recobro mejorado se realizó una plantilla en el programa Microsoft Excel 2010.

Se diseñó una metodología que define las variables más relevantes para realizar un proyecto de recobro térmico, el montaje se lleva a cabo para la implementación de cada una de las alternativas y se hace una simulación por medio de @risk de las variables más inciertas con el fin de cuantificar el riesgo al que se expone el proyecto; a partir de esto se calcula el flujo de caja para dos escenarios (estático y dinámico).

Se determinaron 3 ítems relevantes que muestran una gran influencia en los resultados; estos son: los ingresos, los capex y los opex; sin embargo la plantilla cuenta con 8 módulos para encontrar los flujos de caja.

Presentación metodología.

Especifica los ítems más relevantes, evaluando dos escenarios; uno estático y uno dinámico. El estático como su nombre lo indica permanecen todas las variables quietas, se utiliza el precio del petróleo fijo, capex y opex fijo.

El escenario dinámico va a variar el precio del petróleo, la tasa de producción, las facilidades de producción (capex) y el workover (capex).

En la Tabla 8 se especifican los módulos y la estructura de la metodología.

**Tabla 8.** Módulos contenidos en la plantilla de evaluación.

<b>MODULOS</b>
Precio del petróleo
Producción
Capex
Opex
FCL CIS
FCL IV+CIS
RESULTADOS

Para la consecución de los datos correspondientes a costos e inversión, se contó con la colaboración de profesionales involucrados en la industria y la investigación de fuentes como libros, trabajos de grado y medios tecnológicos.

En las tablas 9 y 10 se presenta un listado de las inversiones y opex respectivamente, estimados para proyectos de recobro mejorado. Entre estas inversiones se destacan por su alto costo principalmente las facilidades de producción, el costo de generar vapor para llevar a cabo el proceso de inyección de vapor y el workover.

En cuanto a los costos de operación cabe resaltar el tratamiento de inyección, fundamental para garantizar los requerimientos propuestos en la evaluación técnica.

**Tabla 9.** Descripción de las inversiones escenario combustión in situ posterior a inyección de vapor.

<b>CAPEX O INVERSION</b>	<b>COSTO</b>	<b>DESCRIPCION</b>
<b>Pozo de captación</b>	\$ 300.000	Profundidades de 1000-2000 ft
<b>Bomba</b>	\$ 200.000	-
<b>Líneas de captación</b>	\$ 50.000	Por kilómetro tendido y con mantenimiento
<b>Tanque de tratamiento</b>	\$ 30.000	para capacidades de 500 a 2000 bbls de fluido a tratar
<b>Generador</b>	\$ 800.000	Capacidad de 50 MMBTU/h
<b>Líneas de inyección</b>	\$ 50.000	Por kilómetro tendido y con mantenimiento
<b>Sistema aislante</b>	\$ 21.630	2,5 pulgadas de espesor y líneas de 3000 ft
<b>Costo generación de vapor ISS</b>	\$ 3	por cada millón de BTU
<b>Costo generación de vapor ICTV</b>	\$ 3	por cada millón de BTU
<b>Facilidades de producción</b>	\$ 7.000.000	-
<b>Compresores</b>	\$ 1.000.000	kit de 4 compresores
<b>Workover</b>	\$ 80.000	

**Tabla 10.** Descripción de las inversiones escenario combustión

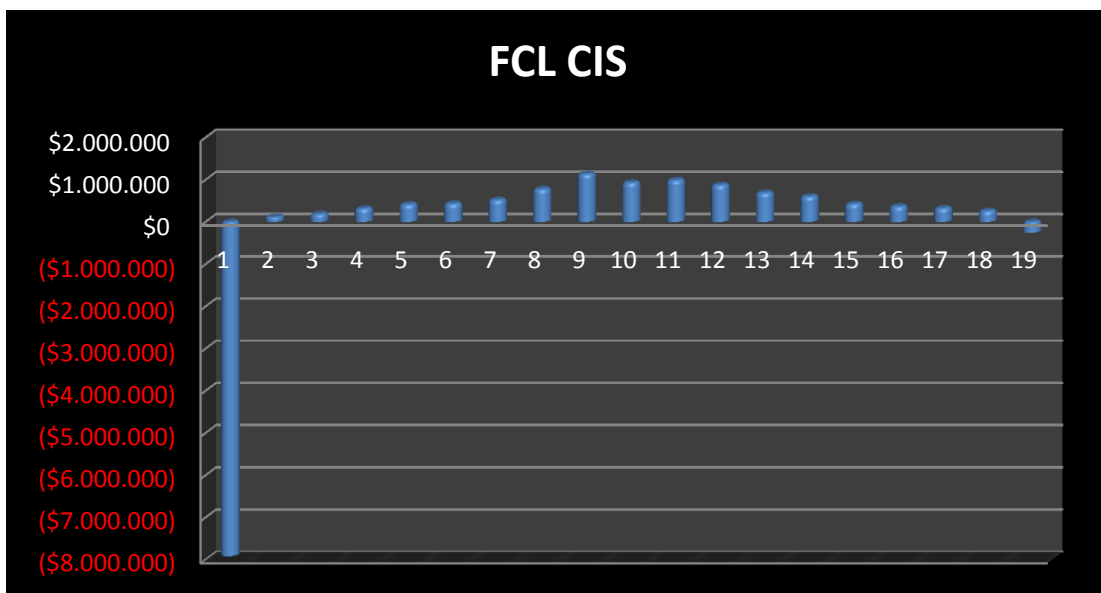
<b>CAPEX O INVERSION</b>	<b>COSTO</b>	<b>DESCRIPCION</b>
<b>líneas de inyección</b>	\$ 50.000	Por kilómetro tendido y con mantenimiento
<b>facilidades de producción</b>	\$7.000.000	-
<b>Compresores</b>	\$1.000.000	kit de 4 compresores

**Tabla 11.** Descripción del costo de operación escenario optimo-técnico.

<b>COSTO DE OPERACIÓN</b>	<b>VALOR</b>	<b>DESCRIPCION</b>
<b>Energía/electricidad</b>	\$ 0,363	por barril de petróleo producido
<b>tratamiento (agua)</b>	\$ 0,45	por barril de agua a tratar; sujeto a la tasa de inyección
<b>Mantenimiento</b>	\$ 0,56	por barril de petróleo producido
<b>Lubricante</b>	\$ 0,07	por barril de petróleo producido
<b>Lifting cost</b>	\$ 0,58	por barril de petróleo producido

Los costos de operación como están sujetos a la tasa de producción son los mismos para el escenario de combustión; pero no se incurre en gastos de tratamiento de agua. Con estos valores y a partir de la plantilla diseñada en Excel se calculan los flujos de caja para las dos alternativas técnicas; a continuación se muestran los resultados.

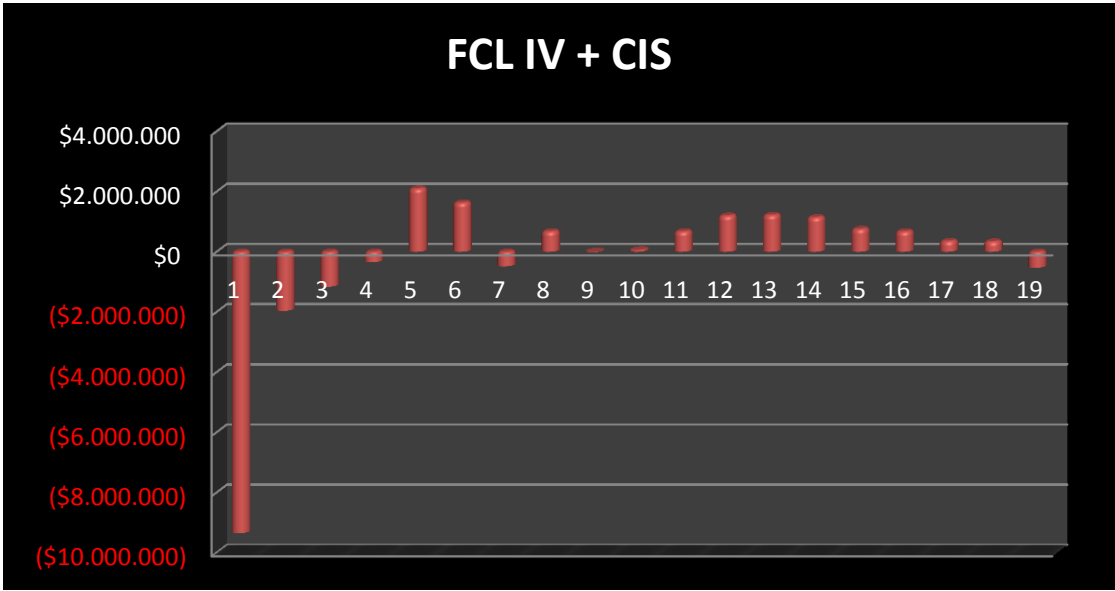
**Figura 23.** Flujo de caja alternativa caso base de combustión in situ



Fuente: Anexo A

El resultado del flujo de caja para esta alternativa se ve seriamente afectado debido a la inversión del primer año que evidentemente es muy alta alcanzando un valor de aproximadamente us \$8000000. La inversión no se alcanza a recuperar en su totalidad, esto puede ser a causa de la tasas de producción que arroja la simulación técnica; la tasa de producción varía entre 65.700 y 10.950 bbl/año, una producción baja para la inversión y los costos de operación en los que incurre el proceso de combustión in situ, a pesar que técnicamente el factor de recobro aumenta, la combustión in situ es un proceso riesgoso que incurre en costos de operación altos como lo es la estación de compresión; pero que es necesaria para llevar a cabo una impecable inyección de aire.

**Figura 24.** Flujo de caja para la alternativa de la implementación de combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor.



Fuente: Tomada ANEXO A

La inversión para esta alternativa excede los us\$9.000.000 sin embargo la tasa de producción es buena, varía entre 200.750 y 5.475 bbl/año, como consecuencia se observa en la gráfica que el flujo de caja en los puntos más altos suman alrededor de us\$9.000.000, cubriendo así la inversión inicial, a pesar que la recuperación del dinero empieza en el 4 año el crecimiento del flujo de caja es más significativo que en la alternativa 1 (figura 26).

#### 4.8 RESULTADOS ANALISIS FINANCIERO

Para evaluar la rentabilidad de un proyecto se analizan los resultados de dos indicadores financieros que se calculan después de establecer los flujos de caja y teniendo en cuenta la tasa de descuento predeterminada, estos indicadores son el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR).

**4.8.1 VPN.** El valor presente neto permite evaluar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero de maximizar la inversión.

**Tabla 12.** Resultados VPN, evaluación financiera

VPN	
Alternativa 1	Alternativa 2
\$ -27.713	\$ 824.216

Para la alternativa 1 (implementación del proceso de combustión in situ) el VPN muestra pérdida en el proyecto al ser negativo; este se puede ver afectado debido a varios factores, por ejemplo: la tasa de descuento que se eligió basados en la que utilizan varias empresas del sector y que es del 11% (tasa para evaluar un proyecto o tasa requerida sobre la inversión), las inversiones que como ya se ha

mencionado son necesarias para poner en marcha el proyecto y representan un valor alto. Además los datos técnicos sugieren que a pesar de que el factor de recobro aumenta, la tasa de producción es pequeña.

En la alternativa 2 (implementación de un proceso de combustión in situ posterior a inyección de vapor) el valor presente neto es positivo lo que muestra que el proyecto genera una ganancia y puede llegar a ser rentable, a pesar que la inversión alcanza los us\$9.000.000 la tasa de producción es buena; aproximadamente 142 bbl/día, casi el 40% más que para la alternativa 1(86 bbl/día), el factor de recobro aumenta en un 60% lo que evidencia la importancia de estimular el pozo mediante inyección de vapor antes de llevar a cabo la inyección de aire y su efecto en los resultados financieros.

**4.8.2 TIR.** La tasa interna de retorno es la rentabilidad real de la inversión en valores actuales; es utilizada para evaluar que tan conveniente puede ser invertir en el proyecto. Cuanta más alta sea esta, más atractivo es el proyecto.

**Tabla 13.** Resultados TIR, evaluación financiera.

TIR	
Alternativa 1	Alternativa 2
11%	12%

Como se aprecia en la tabla 13 la TIR para la alternativa 1 es menor que la tasa de descuento, es decir se estima un rendimiento menor al mínimo requerido y que el proyecto no genera lo suficiente para cubrir la inversión; es decir que esta alternativa no es viable.

La alternativa 2 muestra una TIR mejor, superior a la tasa de oportunidad esto infiere que el proyecto es rentable y que genera ingresos que cubren la inversión sin embargo la posibilidad de inversión en el proyecto requiere el análisis de riesgo para tomar una decisión más certera.

**4.8.3 PAYBACK.** Se calcula el payback normal; este método es importante en el momento de evaluar proyectos, debido a que proporciona una medida del riesgo del proyecto. Muestra qué tanto tiempo será necesario para que se recupere la inversión, sin embargo tiene una gran desventaja que es el no considerar el valor del dinero en el tiempo, por lo cual su respuesta se verá un poco alterada.

Alternativa 1: Combustión in situ – 8 Años

Alternativa 2: Combustión posterior a inyección de vapor – 7 años

Se observa un tiempo de recuperación menor para la alternativa dos, esto significa que es más rentable, sin embargo este método no considera los flujos de efectivo operativos netos que se presentan después de que la inversión neta ha sido recuperada, este indicador solo muestra cuando se recupera la inversión.

Para un decisión más certera en cuanto a invertir en la alternativa 1 o en la alternativa dos se estudia el resultado de la tasa interna de retorno y el valor presente neto variando parámetros que influyan en el flujo de caja a partir de simulación mediante la herramienta @risk.

## 5. RIESGOS E INCERTIDUMBRE EN PROYECTO

### 5.1 PARAMÉTROS

Desde un punto de vista económico y financiero, existe la necesidad de analizar y evaluar los proyectos de la industria petrolera, debido a que se busca generar una maximización del rendimiento teniendo en cuenta el riesgo e incertidumbre que está asociado a los proyectos.

- ¿Qué es el riesgo? Se pueden encontrar infinitas definiciones y cada una ajustada a un entorno. “El riesgo en forma general, es una medida de variabilidad de los posibles resultados que se pueden esperar de un evento o es la esperanza matemática de la pérdida, o la multiplicación de la probabilidad de ocurrencia de un suceso por la severidad de su impacto o magnitud del daño”<sup>2</sup>
- ¿Qué es la incertidumbre? “Existe siempre que no se sabe con seguridad lo que ocurrirá en el futuro. El riesgo es la incertidumbre que afecta negativamente el bienestar de la gente. Toda situación riesgosa es incierta, pero puede haber incertidumbre sin riesgo”<sup>3</sup>.

Si se analiza el proyecto desde una óptica financiera, se puede concluir que medida de dispersión de los datos presentes en los flujos de caja y del valor esperado se denomina incertidumbre; teniendo en cuenta la probabilidad de riesgos de perder dinero.

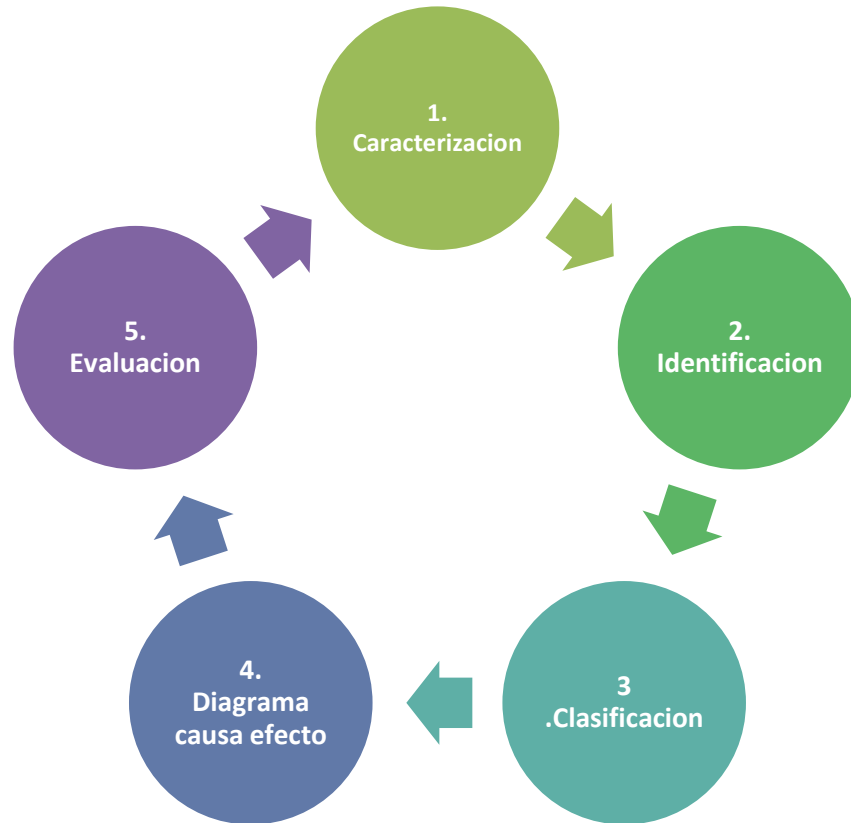
---

<sup>2</sup> SANCHEZ M, BRAVO. Gestión integral de riesgos. Tomo I. Bogotá, 2005.p.37

<sup>3</sup> SANCHEZ M, BRAVO. Gestión integral de riesgos. Tomo I. Bogotá, 2005.p.38

Para establecer una gestión de riesgos ideal se propone la siguiente estructura

**Figura 25.** Metodología para la gestión de riesgos



**5.1.1. Caracterización de los riesgos.** Proceso por el cual se identifica los riesgos que puedan existir en las diferentes fases de un proyecto. Uno de los problemas más grandes de esta etapa es la identificación de los riesgos, ya que puede ocurrir omisión de algunos o no tener la certeza de cómo cuantificarlos. La mayor concentración de riesgos se ve en las etapas iniciales, que es cuando se requieren más altas inversiones de capital.

Existen tres tipos de decisores que ayudan a identificar los riesgos existentes:

- Propenso al riesgo: es aquel que acepta tener un mayor nivel de riesgo si esto le genera una mayor utilidad, o ante rentabilidades esperadas iguales, prefiere arriesgar el dinero, con tal de que este evento le retribuya una cantidad mayor a la aportada
- Indiferente al riesgo: Hace referencia al tipo de inversionista que tiene como guía que al aumentar el riesgo, no se requiere de ningún aumento en el rendimiento y el haber incertidumbre no afecta la decisión del inversionista.
- Adverso al riesgo: El inversionista que ante diferentes alternativas, prefiere irse a lo seguro obteniendo menor rentabilidad y no arriesgar por si no se da el evento.

**5.1.2. Identificación.** Para analizar y estudiar los diferentes riesgos presentes en el desarrollo y proceso de un proyecto u oportunidad de negocio, se requiere de un análisis de la gestión de riesgos, de manera amplia, estructurada y modelada. Para realizar una identificación acertada de los riesgos, se debe explorar todas las áreas, etapas, secuencias que componen un proyecto, estudiando las situaciones que puedan afectar el cumplimiento de las metas propuestas; en esta etapa de identificación se tienen en cuenta todos los riesgos, estén o no bajo control.

**5.1.3. Clasificación.** Riesgo a los que está expuesta la empresa:

- Riesgos del entorno: Son aquellos que no dependen de fallas en los procedimientos internos de la compañía. Se hacen evidentes al momento de rendir cuentas como parte de la gestión de desempeño.

- Riesgo de asignación de recursos: ocurren durante las fases de análisis, evaluación, toma de decisión de inversión, y ejecución de proyectos y oportunidades de negocio, y su impacto en el flujo de caja de la compañía.
- Riesgos de negocio u operacionales: se presentan durante la ejecución de los programas e iniciativas incorporadas en los presupuestos de gastos.
- Riesgo estratégico o de supervivencia del esquema de negocio: asociados a la formulación estratégica, en la que se analiza el medio para detectar problemas potenciales, por cuenta de los competidores por variaciones en las necesidades de los clientes.

**5.1.4. Diagrama causa –efecto.** Forma gráfica que representa de manera fácil los problemas más importantes que se dan durante el proyecto, y a la vez ayuda a la creación de estrategias de mitigación. “Es posible atacar las causas de los riesgos fuente y estar al mismo tiempo disminuyendo la probabilidad de ocurrencia de otros riesgos”.<sup>4</sup> Es una herramienta práctica para modelar variables y determinar el grado de afectación que ejercen en el proyecto, siendo una relación cualitativa de los factores que contribuyen en la ocurrencia de un suceso determinado.

Características del diagrama:

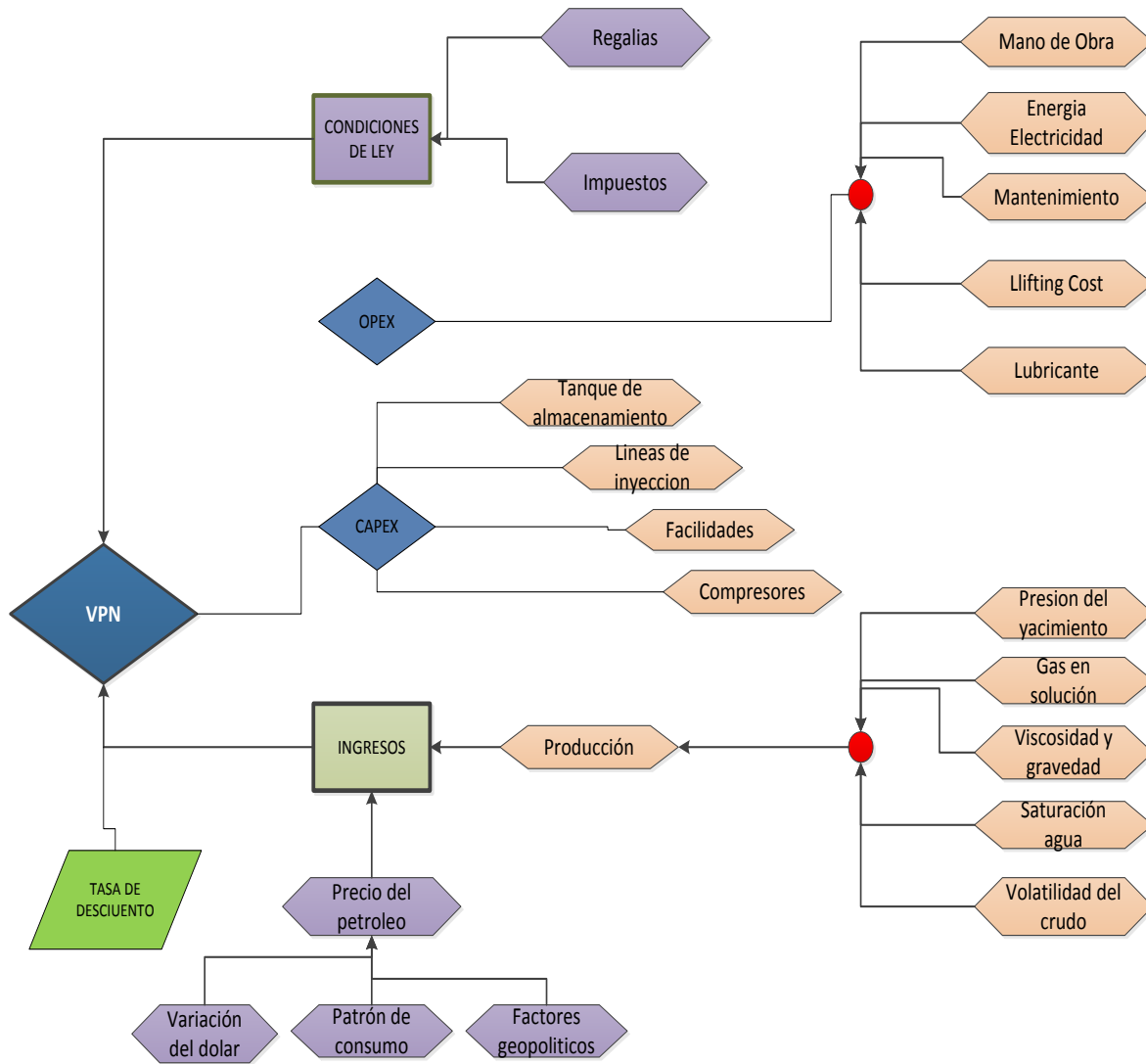
Los riesgos se conocen por el efecto que causan, y fueron escogidos por la importancia que ejercen sobre el VPN.

Se incluyen los riesgos operacionales y del entorno, financieros, y las variables resultado que son aquellas que directamente afectan el valor presente neto

---

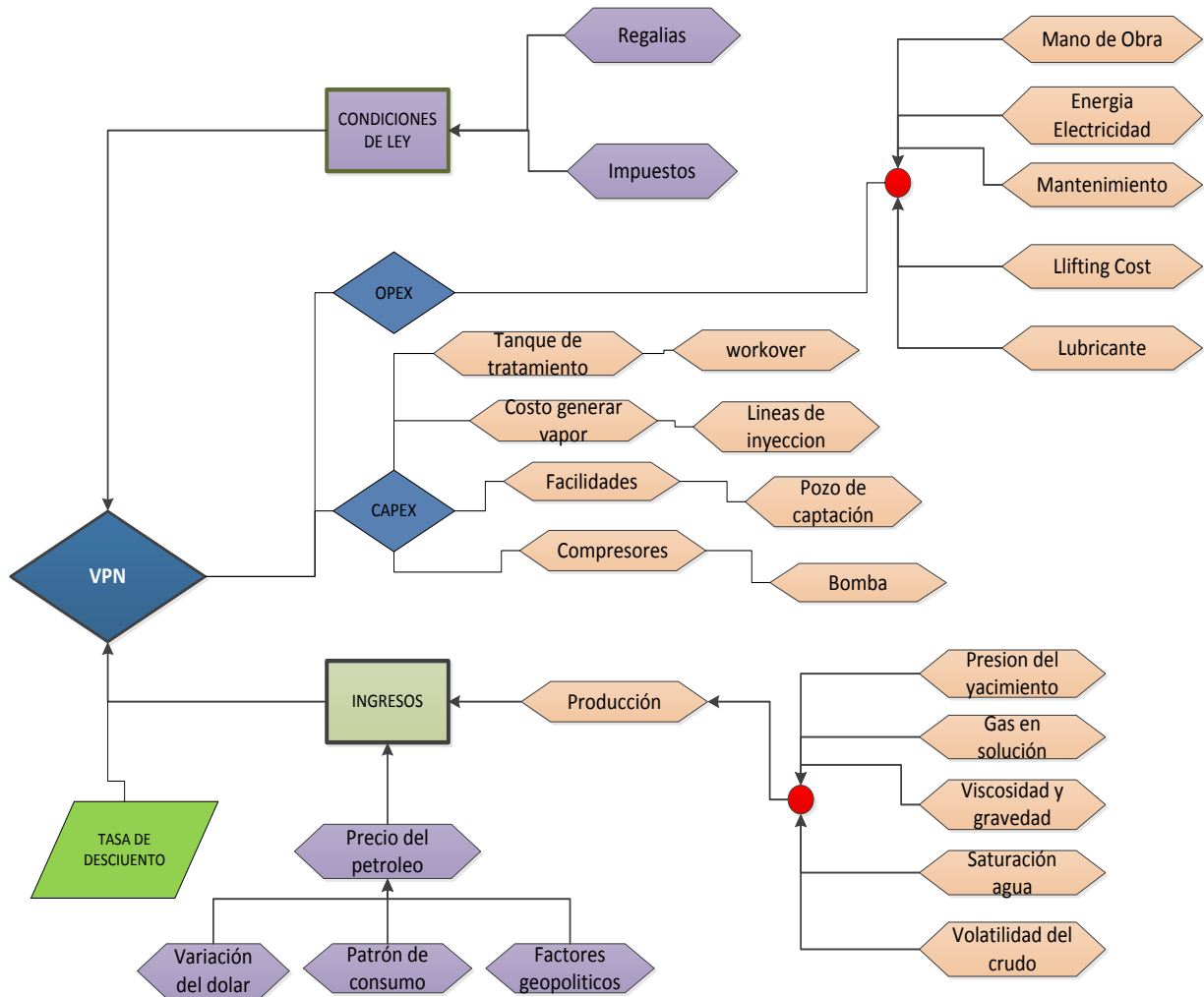
<sup>4</sup> SANCHEZ M, BRAVO. Gestión integral de riesgos. Tomo I. Bogotá, 2005.p.194

**Figura 26.** Diagrama Causa – efecto CIS



Fuente: Tomado y modificado CASTILLO & DIAZ, Análisis financiero probabilístico de la rentabilidad y el riesgo esperado en un proyecto, de recobro mejorado mediante inyección de agua. Caso Base- Campo Lisama UIS 2009

Figura 27. Diagrama Causa – efecto CIS + IV



Fuente: Modificado CASTILLO & DIAZ, Análisis financiero probabilístico de la rentabilidad y el riesgo esperado en un proyecto, de recobro mejorado mediante inyección de agua. Caso Base- Campo Lisama UIS 2009

**Tabla 14.** Riesgos Identificados en el diagrama causa- efecto

Caso Base- Combustion In situ	Combustión In situ + Inyección de Vapor
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Riesgo financiero: Tasa de descuento</li> <li>2. Riesgos del entorno               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Condiciones de ley [impuestos, regalías]</li> <li>- Precio del crudo [Factores geopolíticos, variación del dólar, patrón de consumo]</li> </ul> </li> <li>3. Riesgos operacionales [presión del yacimiento, gas en solución, viscosidad, saturación, espaciamento]</li> <li>4. Resultados               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Opex [mano de obra, energía, mantenimiento, lubricante, lifting cost]</li> <li>- Capex [tanque de almacenamiento, líneas de inyección, facilidades de producción, workover, compresores]</li> </ul> </li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Riesgo financiero: Tasa de descuento</li> <li>2. Riesgos del entorno               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Condiciones de ley [impuestos, regalías]</li> <li>- Precio del crudo [Factores geopolíticos, variación del dólar, patrón de consumo]</li> </ul> </li> <li>3. Riesgos operacionales [presión del yacimiento, gas en solución, viscosidad, saturación, espaciamento]</li> <li>4. Resultados               <ul style="list-style-type: none"> <li>- Opex [mano de obra, energía, mantenimiento, lubricante, lifting cost]</li> <li>- Capex [pozo de captación, bomba, tanque de tratamiento, generador, líneas de inyección, sistema aislante, costos generación de vapor, facilidades, compresores, workover]</li> </ul> </li> </ol>

**5.1.5. Evaluación:** Los modelos de análisis de riesgos enfocan a una estructura de estrategias, de procesos, de recurso humano y tecnológico con el fin de identificar los riesgos más importantes y lograra la disminución de su nivel de impacto en el proyecto. La etapa de evaluación tiene como objetivo minimizar y el

impacto de los riesgos ya clasificados e identificados y controlar aquellos que no han podido ser eliminados. Por lo cual para evaluarlos se realiza un análisis de riesgos que a través de diferentes herramientas logra priorizar los riesgos y determina cuál es su impacto en el proyecto u oportunidad de negocio.

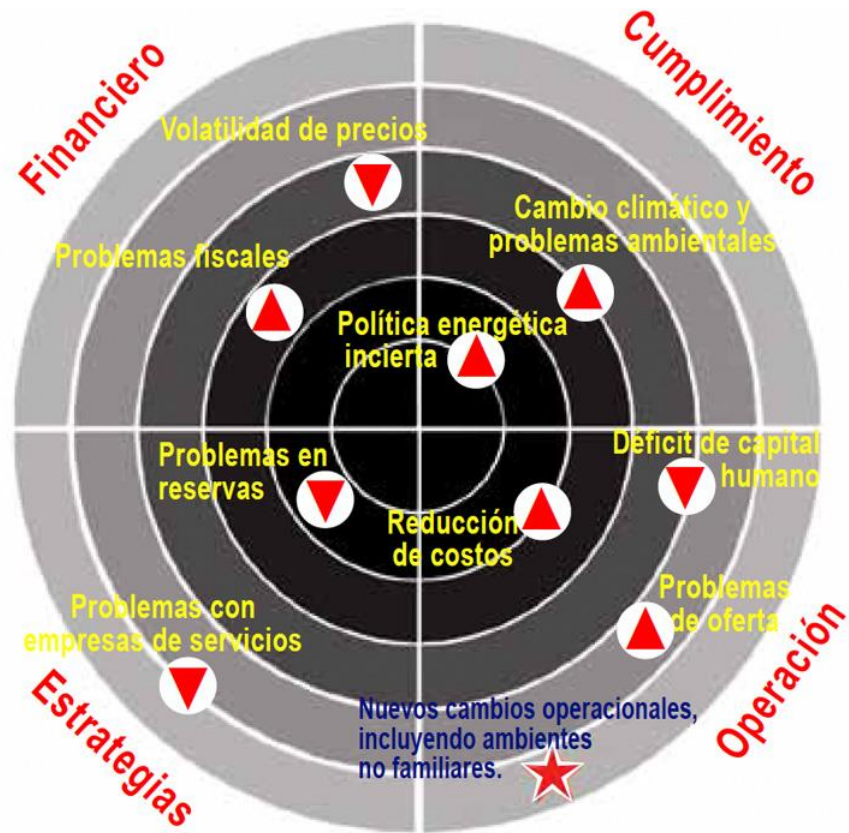
## **5.2. RIESGOS PRESENTES EN PROYECTOS PETROLEROS**

Cuando se habla de proyectos de la industria petrolera, surgen incógnitas de los riesgos que conlleva hacerlos, debido a que en este tipo de proyectos en todas sus etapas contiene riesgos. A mayor riesgo, mayor será la rentabilidad esperada del proyecto, cuando se identifica el riesgo y se hallan formas para mitigar la incertidumbre presentada en todos los campos asociados al estudio del proyecto, se mejora la toma de decisiones ya que se tiene un panorama más claro y real del proyecto, y así distribuir de forma conveniente los recursos económicos.

La mayor presencia de riesgos se da en la etapa exploratoria y a medida que transcurre las diferentes etapas de producción disminuye el nivel de riesgo hasta llegar a su límite económico. Debido a la alta presencia de riesgos que existe en esta área, se han desarrollado técnicas basadas en métodos probabilísticos donde se considere la incertidumbre y el riesgo para reducir los peligros que surgen de estas grandes inversiones. En el ejercicio de la práctica tomar las decisiones de forma objetiva es un imposible, ya que solamente identificar y medirlo los riesgos no garantiza que se minimicen las pérdidas y se maximicen las oportunidades.

The Ernst & Young es una empresa que realiza anualmente reportes de los riesgos más importantes en la industria petrolera (figura 28)

Figura 28. Riesgos más importantes de la industria petrolera



**Simbología**

- ▲ Después del 2009.
- ▼ Antes del 2009.
- ★ Nuevas entradas.

Fuente: Disponible en internet: <http://energiaadebate.com/analisis-de-riesgos-en-la-industria-petrolera/>

En el área petrolera se presentan diversos riesgos los cuales se presentan a continuación:

#### Riesgo el entorno.

- Precio del hidrocarburo y riesgo comercial. Son unas las variables más inciertas en este tipo de proyectos, debido a la fluctuación de los precios internacionales del crudo sin importa si es WTI y BRENT y a la vez los precios internos del gas son factores críticos para determinar la viabilidad del proyecto.

#### Riesgo País.

- En este entorno el cambio de las variables macroeconómicas es uno de los mayores riesgos ya que aquí se define factores que afectan directamente la economía de un país como la inflación, la disponibilidad de crédito, la devaluación, tasa de interés.

#### Riesgo estratégico.

- El principal riesgos que compete a esta sección esta la competencia por los recursos, debido a que con el tiempo se ha venido presentando complicaciones a la hora de acceder a bloques exploratorios y otras oportunidades.

#### Riesgo de asignación de recursos.

- Mayores costos a los inicialmente esperados. Son los sobrecostos que se pueden dar en un proyecto y que afectan su rentabilidad. Dentro de estos costos pueden estar problemas con los diseños de las facilidades, no tener

oferta y aumento del precio del crudo, y actividades que surjan a medida que se desarrollen los proyectos.

- Mayores costos de producción. Aumento en los costos operacionales debido a diferentes factores como un cálculo erróneo de los ingresos, y clasificación equivocada de los costos.
- Dificultades para tratar, almacenar y transportar el hidrocarburo

#### Riesgos Operacionales.

- Riesgos que son calificados por expertos ya que generan valor al conocimiento y requieren de datos históricos de proyectos similares, ejemplo los perfiles de producción o demanda presupuestada, diseño de facilidades, etc.
- Tecnologías necesarias para el recobro de los hidrocarburos: métodos y técnicas para producir un gran volumen de reservas, y la implementación de tecnologías cuando se perfora, se presenten daños en la formación y la estimulación de los pozos.
- Hallazgo o presencia de hidrocarburos: el riesgo es que a la hora de explotar la probabilidad de encontrar hidrocarburo sea crudo o gas sea un rango muy bajo, o que el resultado final sea un pozo seco.

Para un proyecto de implementación de procesos de combustión in situ posterior a inyección de vapor, los riesgos deben ser tratados de forma estratégica y enfatizados en las metas propuestas.

A continuación se presentan los riesgos existentes en un proyecto de procesos de combustión in situ posterior a inyección de vapor, datos basados en expertos y en el ambiente histórico.

**Tabla 15.** Riesgos Operacionales y de Ejecución

<b>RIESGOS OPERACIONALES Y DE EJECUCIÓN</b>
<b>1. Derrame del crudo</b>
<b>2. Fallas en los equipos de montaje</b>
<b>3. Aumento en el periodo de remojo y perforación</b>
<b>4. Corrosión en los equipos de facilidades y workover</b>
<b>5. Búsqueda de nuevas fuente de agua</b>
<b>6. Fallas en las líneas de captación</b>
<b>7. Problemas ambientales</b>
<b>8. Falta de personal idóneo</b>
<b>9. Personal sin el total conocimiento de normas de seguridad</b>
<b>10.No existencias de actividades y charlas de prevención</b>

Fuente: Tomado y modificado MEJIA & PALMA J. metodología para la evaluación económica y análisis de riesgo e incertidumbre en un proyecto de inyección de agua UIS 2008

**Tabla 16.** Riesgos Entorno

<b>RIESGOS ENTORNO</b>
<b>11. Recesión económica</b>
<b>12. Creación de nuevos tributos</b>
<b>13. Aumento de impuestos</b>
<b>14. Agentes climáticos</b>

Fuente: Tomado y modificado MEJIA & PALMA J. metodología para la evaluación económica y análisis de riesgo e incertidumbre en un proyecto de inyección de agua UIS 2008

**Tabla 17.** Riesgos Financieros

<b>RIESGOS FINANCIEROS</b>
<b>15. Aumento costo tratamiento de agua</b>
<b>16. Aumento costo de energía</b>
<b>17. Aumento de las tarifas prestadoras del servicio</b>
<b>18. Cierre de pozos</b>
<b>19. Variación precio del crudo</b>
<b>20. Instalación de equipos con mayor capacidad</b>
<b>21. Daños en la formación</b>
<b>22. Error en la estimación de reservas</b>

Fuente: Tomado y modificado: MEJIA & PALMA J. metodología para la evaluación económica y análisis de riesgo e incertidumbre en un proyecto de inyección de agua UIS 2008

### 5.3. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE RIESGOS

Hoy en día existen diferentes métodos para analizar los riesgos de un proyecto, pero no todos son de igual de efectivos, por lo cual para la evaluación financiera de un proyecto de recobro térmico se propone el modelamiento de variables críticas a través de la simulación que es un herramienta que permite de manera más eficaz, rápida y económica de presentar los procesos de forma más real, representando en su ejecución los riesgos e incertidumbres que pueden presentarse en el ambiente económico.

Este modelo incluye la probabilidad de ocurrencia de los riesgos, y se puede realizar cálculos estadísticos y simulaciones que suministren la información más exacta.

Para realizar el análisis de riesgos se utilizan los siguientes pasos:

1. Presentación de flujos de caja, en estado estático es decir no tener afectación por algún riesgo, ningún valor variable.
2. Basados en los flujos de caja identificar los riesgos más relevantes que se podrían dar en procesos de recobro térmico.
3. Identificados los riesgos determinar la fluctuación de cada una de las variables críticas que comprenden estos.
4. Modelar las variables críticas en los flujos de caja
5. Análisis resultados modelamiento
6. Propuestas de alternativas
7. Resultados

La utilización de recursos sistemáticos para determinar la frecuencia de los eventos y sus consecuencias; los riesgos normalmente se definen como un factor de impacto negativo, pero durante el proceso de análisis de riesgos también se pueden descubrir factores positivos; si se hace una exploración interna de posibles

resultados para situaciones determinadas, el análisis no solo identifica los peligros, si no aquellos factores inciertos que pueden convertirse en oportunidades.

**5.3.1. Modelamiento variables Críticas.** Cuando se identifican riesgos es común que estos se reconozcan a partir del efecto o impacto que puedan tener sobre la generación de utilidades u otros aspectos relevantes del proyecto.

## SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

Distribuciones de probabilidad utilizadas:

- Triangular: Define valores para el peor de los casos, el mejor de los casos y el caso más probables. Los valores cercanos al valor más probable tiene mayor probabilidad de producirse.
- 
- Pert: Define valores para el peor de los casos, el mejor de los casos y el caso más probable. Los valores cercanos al valor más probable tiene más probabilidades de producirse, aunque los valores situados entre el más probable y los extremos tiene mayor probabilidad de producirse que la distribución triangular.

*Análisis de alternativas:*

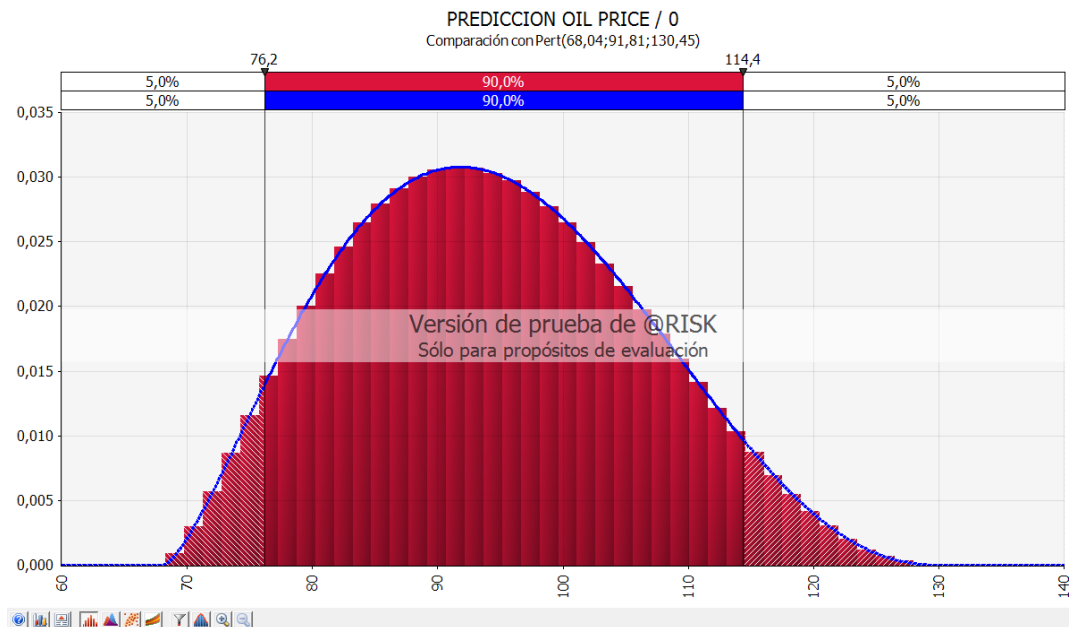
- Optimista Todos los costos tienen el valor más bajo posible, mientras que las ventas responden a la estimación más alta. Es decir se generara una ganancia grande de dinero.
- Pesimista: todos los costos tienen el valor más alto posible, mientras que las ventas responden a la estimación más baja. Es decir habrá perdida de dinero

- Más probable: Escogencia de valores medios para costos y ventas, la obtención de dinero es de forma moderada.

Se identificaron cuatro potenciales riesgos que afectarían la respuesta esperada.

- **Precio del hidrocarburo:** la fluctuación en los precios internacionales del crudo y los precios internos de gas son factores críticos para determinar la viabilidad del proyecto. Ver Anexo A

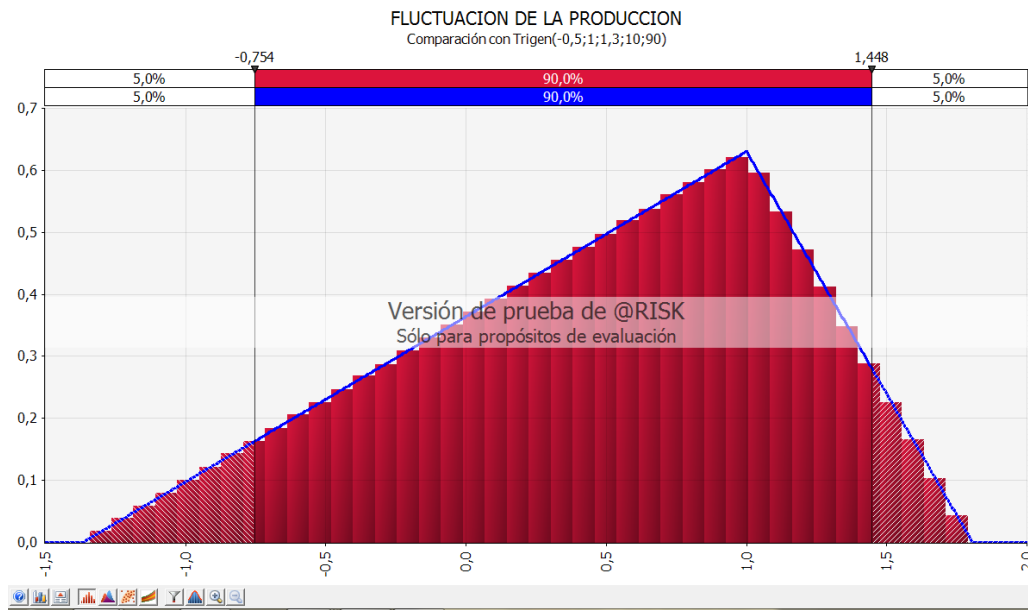
**Figura 29.** Fluctuación del precio del petróleo



- Optimista [130,45]
- Más Probable [91,81]
- Pesimista [86,04]
- Distribución Pert

- **Fluctuación de la producción ( Simulación- Anexo A)**

**Figura 30.** Fluctuación de la producción



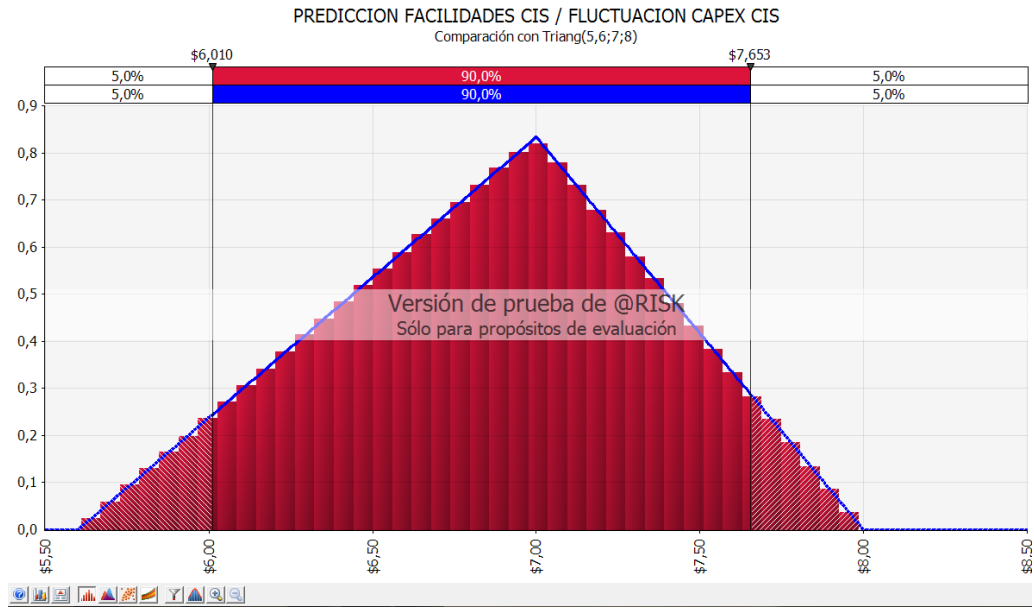
- Optimista [1,3]
- Más Probable [1]
- Pesimista [-0,5]
- Distribución Triangular

- **Fluctuación de las facilidades de producción**

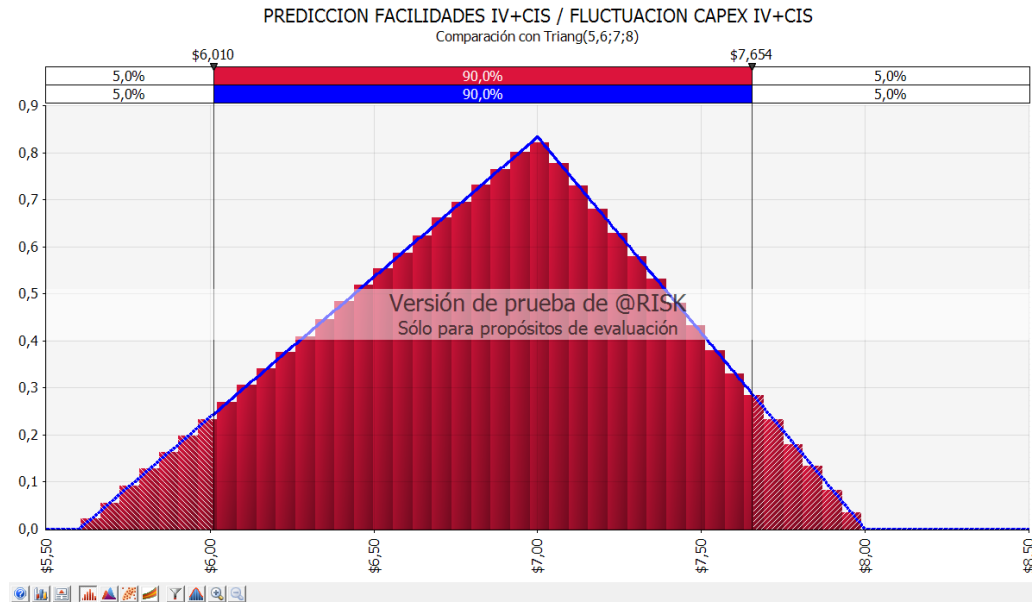
Caso: Combustión In situ

- Optimista [8000000]
- Más Probable [7000000]
- Pesimista [5,600000]
- Distribución Triangular

**Figura 31. Fluctuación facilidades CIS**



**Figura 32. Fluctuación CIS+ IV**

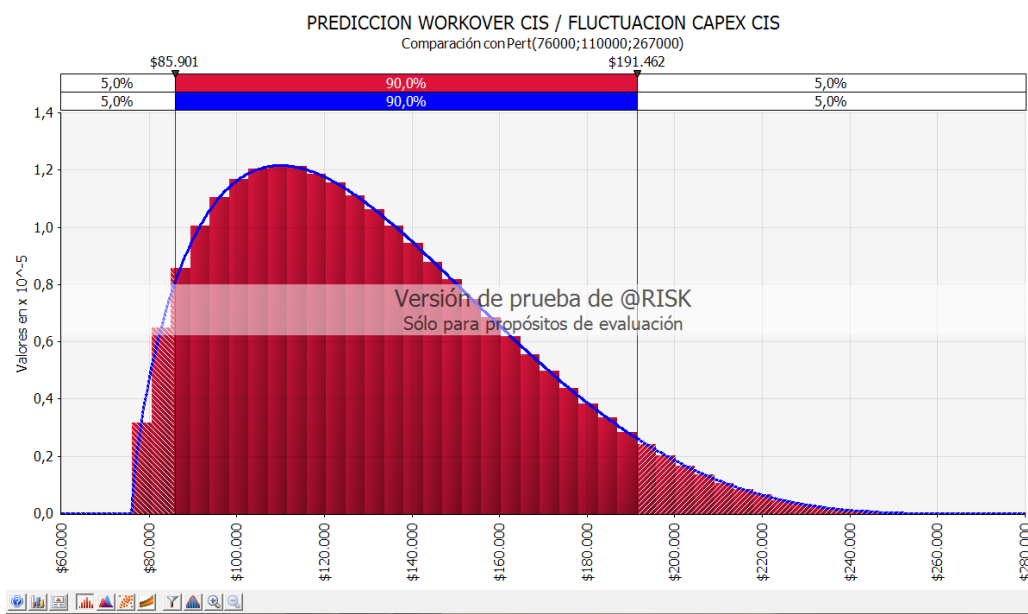


## Caso: Combustión In situ + Inyección de vapor

- Optimista [8000000]
- Más Probable [7000000]
- Pesimista [5,600000]
- Distribución Triangular

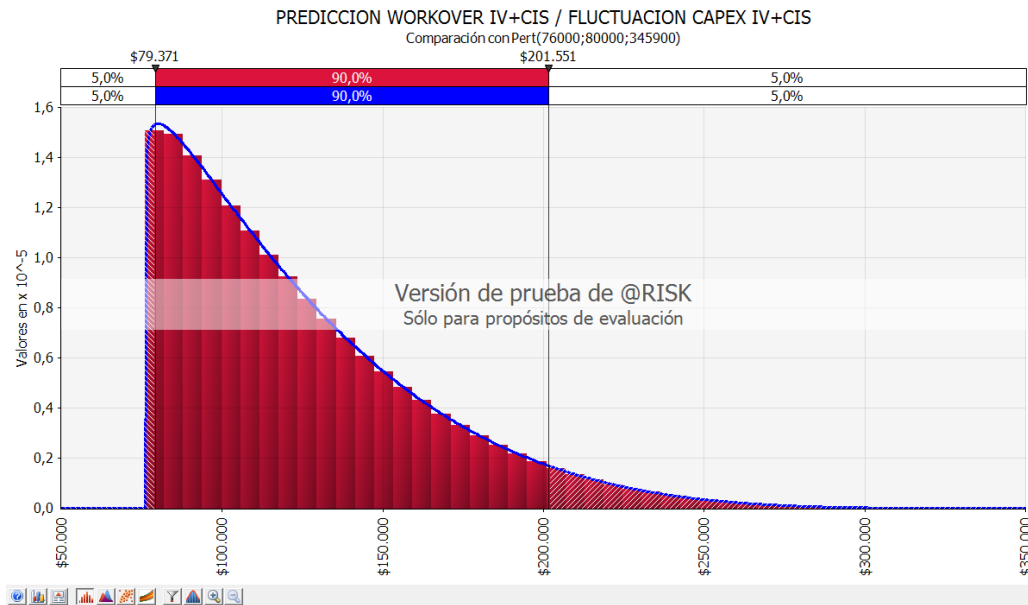
### - Fluctuación workover

Figura 33. Fluctuación workover CIS



- Optimista [267000]
- Más Probable [110000]
- Pesimista [76000]
- Distribución Pert

**Figura 34. Fluctuación Workover CIS+IV**



- Optimista [345900]
- Más Probable [80000]
- Pesimista [76000]
- Distribución Pert

La evaluación de riesgos e incertidumbre es determinante en el desarrollo del proyecto pues brinda elementos de juicio para mejorar la calidad de las decisiones que afectan la viabilidad de las operaciones futuras.

El objetivo de esta es valorar cada uno de los riesgos identificados en la etapa de identificación, de acuerdo con su probabilidad de ocurrencia y con el impacto que pudieran tener sobre el cumplimiento de los objetivos. Antes de proceder con la valoración se deben identificar los controles o acciones que en el momento de proceder con la valoración se deben identificar los controles y acciones que en el momento se encuentren vigentes para tratar los riesgos, y en

el contexto de estas acciones realizar la valoración. En muchos casos se justifica diferenciar el riesgo puro, es decir sin ningún tipo de intervención, y el riesgo actual, dada la gestión que se esté adelantando para su control, así mismo, conviene evaluar la efectividad de los esquemas de control que se estén utilizando.

**5.3.1.1. Análisis de sensibilidad y Simulación Montecarlo** Determinar los cambios en los resultados esperados ante la variación de determinadas variables, el análisis de sensibilidad indica las fuentes de riesgos que pueden afectar de mayor forma el retorno del proyecto, determinando los factores de incertidumbre que merecen mayor análisis y cuidado.

Análisis de sensibilidad: es requisito previo para poder adelantar análisis más rigurosos, tal como la simulación de Montecarlo. Para ellos, es necesario que cada riesgo que se desea analizar se encuentre especificado como una variable independiente dentro del modelo<sup>5</sup>. Este método permite identificar de manera más fácil las variables críticas, para poder enfocar los esfuerzos y acciones de mitigación en los riesgos definidos. Cabe resaltar que como toda herramienta tiene alguna limitación y este análisis no permite el efecto de interrelación de variables entre sí, o con la posibilidad de modificarlas de forma simultánea

Una de las grandes limitaciones del análisis de sensibilidad consiste en la imposibilidad de apreciar el impacto que puedan tener la fluctuación de las variables críticas en forma simultánea. Crear el escenario probable, optimista, y más probable.

Simulación Montecarlo. Herramienta practica para realizar análisis de riesgos cuantitativos, en este proceso las variables no conocidas de un modelo se

---

<sup>5</sup> SANCHEZ M, BRAVO. Gestión integral de riesgos. Tomo I. Bogotá, 2005.p.227

representan usando rangos de distribuciones de probabilidad que describen de forma más real la incertidumbre.

Esta herramienta muestra aleatoriamente los valores a través de las distribuciones de probabilidad, realizando infinitas interacciones, dependiendo estas de la magnitud del análisis que se necesite y de la cantidad de respuestas que se quieran obtener, proporcionando así una visión más amplia de lo que puede suceder en el modelo con su respectiva probabilidad de suceso.

**ANALISIS DE TORNADO:** Método fácil de interpretar debido a que las variables se ordenan de acuerdo a nivel de importancia. Presentan la información de una manera más completa que hace que la decisión de inversión tenga un nivel de confianza más alto, la gráfica debe su nombre a que se organizan variables de acuerdo con su nivel de relevancia en el resultado final, y a diferencia del anterior, se presentan las variaciones en términos absolutos, lo cual permite contestar interrogantes.

**ANALISIS TIPO ARAÑA:** Representa gráficamente en forma de araña el comportamiento lineal de las variables dependientes. Y permite establecer el impacto porcentual de la variación de la incertidumbre presente. Entre más grande sea el valor de la pendiente, mayor será su influencia en el resultado.

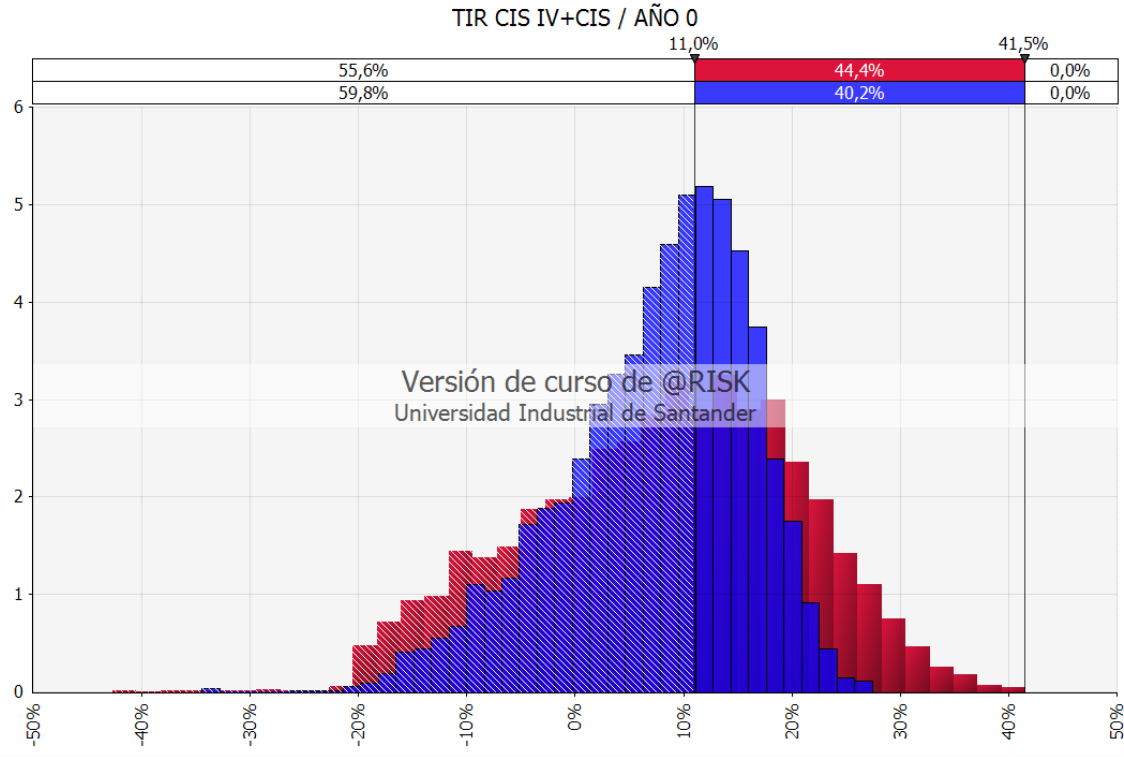
#### **5.4. RESULTADO ANÁLISIS DE RIESGO**

ANALISIS DE CORRELACION: en algunas ocasiones es necesario medir el grado de similitud en el comportamiento de dos variables en un proceso objeto de análisis, o de los flujos de caja de dos proyectos, con el propósito ya sea de diversificar las inversiones de una compañía, o de poder representar adecuadamente sus interrelaciones.

**COEFICIENTE DE VARIACION:** un proyecto puede tener muy alta desviación estándar o dispersión de los flujos de caja esperados y simultáneamente un alto valor esperado; o en contraste, tener una menor variación pero con un valor esperado bajo. Es una herramienta que permite normalizar los proyectos por riesgo y rentabilidad para posteriormente poder ser comparados entre sí: el coeficiente de variación se obtiene como la razón entre la desviación estándar y su valor monetario esperado, facilita la comprensión de la dispersión de los flujos de caja libre y así permitir comparar proyectos entre sí.

**5.4.1. Analisis de Tornado.**

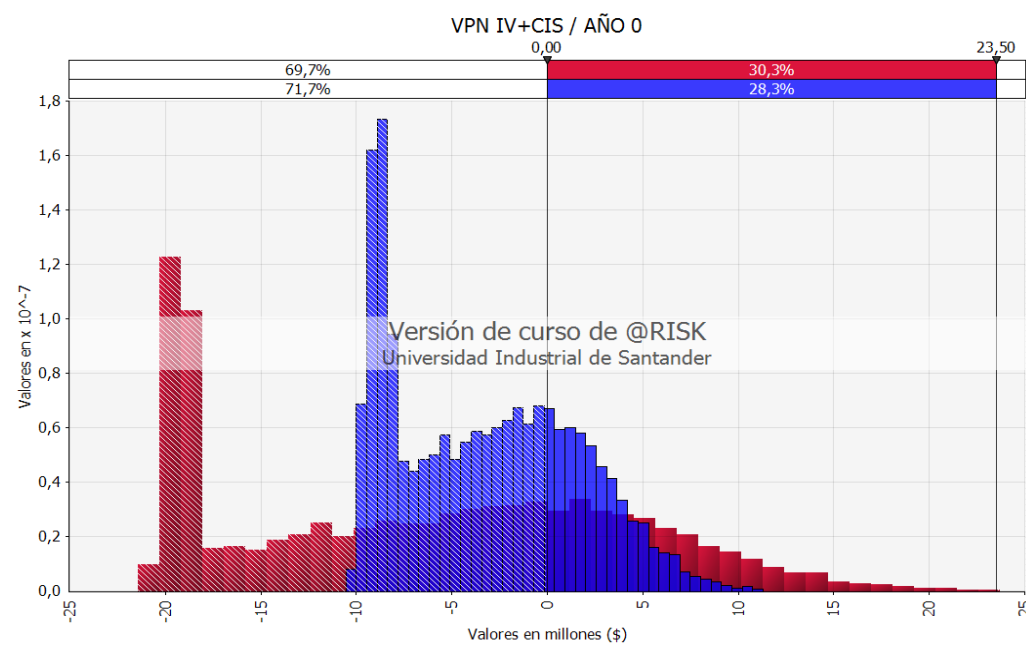
**Figura 35. TIR CIS + IV & CIS**



Según la Figura 35. La probabilidad de que el proyecto obtenga una tasa superior a la tasa pactada por Ecopetrol (11%) es baja, este valor sirve como punto de

partida para considerar cuando un proyecto es rentable, si la tasa es igual o mayor el proyecto se considera rentable, por lo cual se puede observar que para la combustión in situ se tiene una probabilidad del 40.2% y para la inyección de vapor del 44.4%. Se concluye que los dos métodos de recobro térmico son indiferentes el uno del otro, y se considera que tiene un porcentaje por debajo del 50%, por lo cual no se podría asegurar a un nivel de confianza alto que un método es mejor que el otro, lo único que se podría decir es que la inyección de vapor es menos riesgosa que la combustión, pero en general la probabilidad de las dos de superar la tasa de descuento es muy baja.

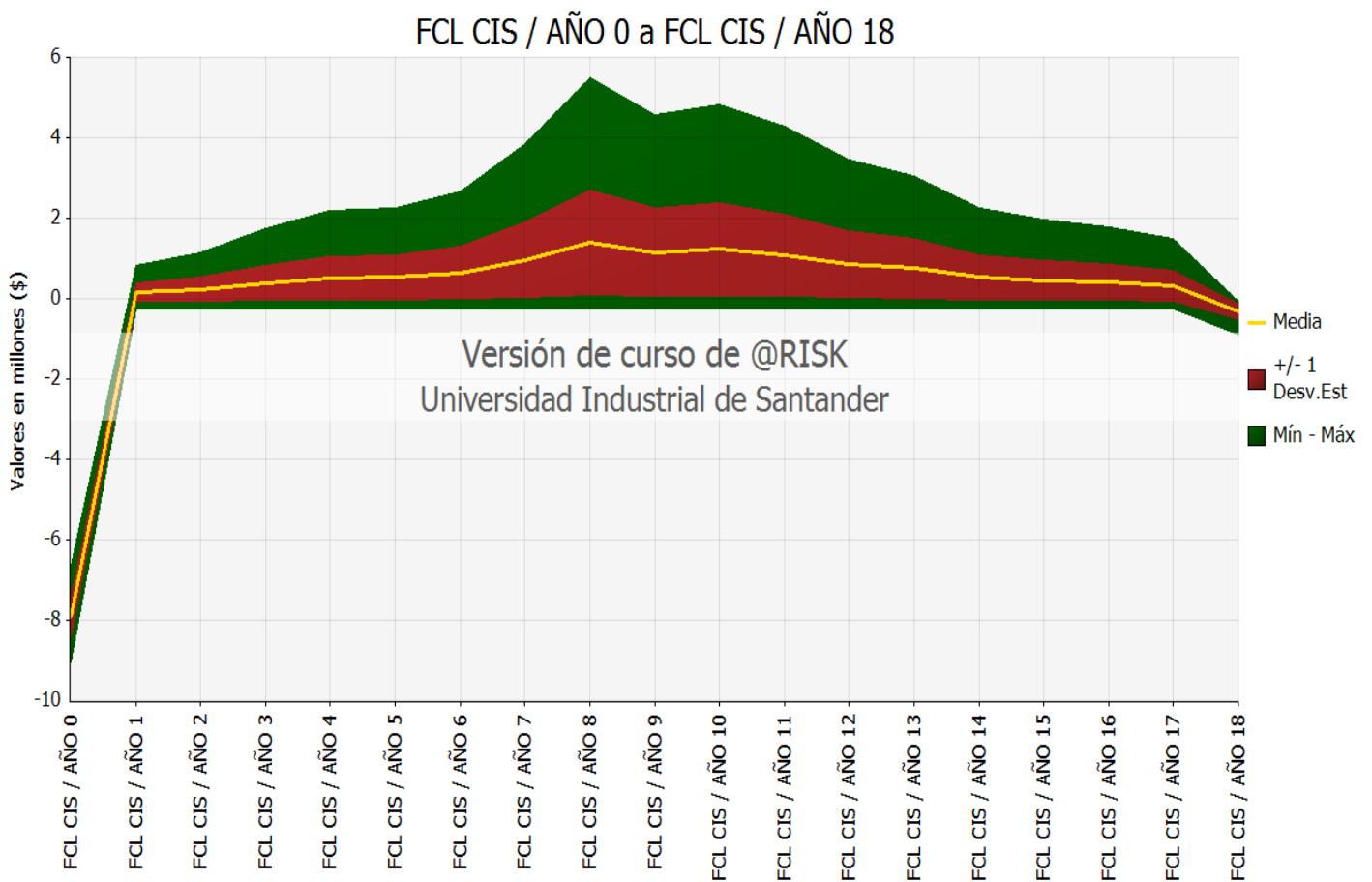
**Figura 36.** VPN CIS+IV



En la figura 36, se puede apreciar que los dos métodos de recobro térmico tienen bajas probabilidades de obtener un VPN positivo; la combustión in situ tiende a no ser tan dispersa como la inyección de vapor pero tiene una probabilidad menor de

generar valores presentes netos positivos sugiriendo que el método de inyección de vapor es más volátil pero tiene mayor probabilidad de generar un VPN positivo.

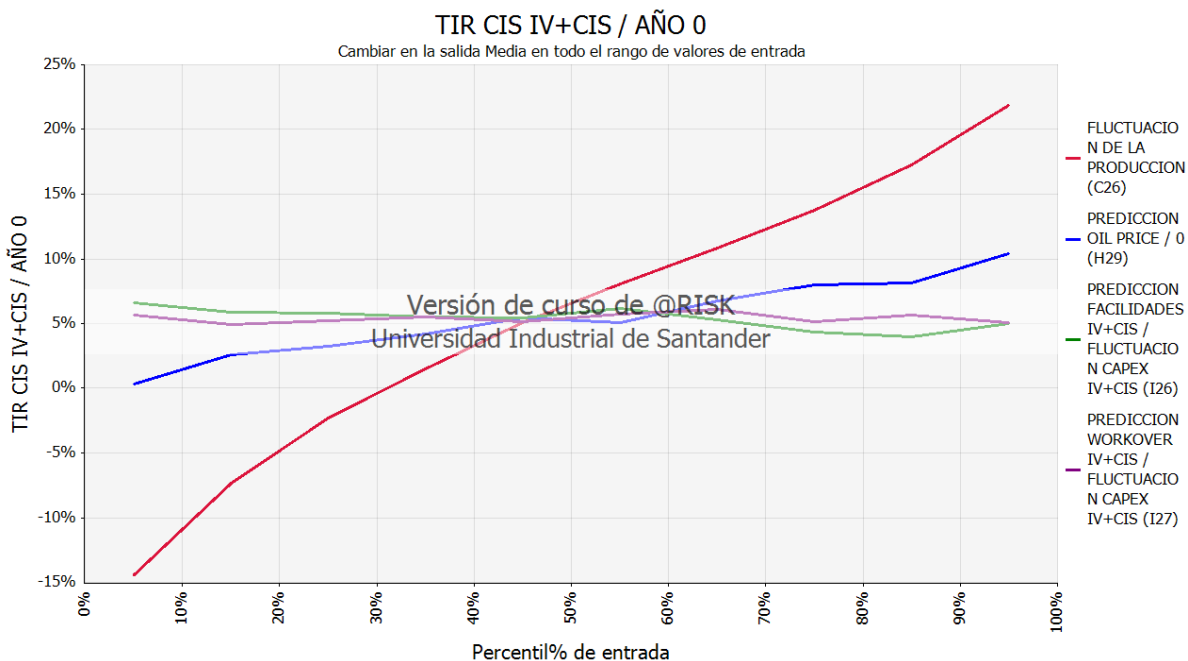
**Figura 37. FLUJO DE CAJA COMBUSTION IN SITU AÑO 0- AÑO 18**



En la figura 37 se muestra las fluctuaciones de los flujos de caja libre del horizonte de inversión de este se destaca que los años del 6 a 14 se presenta altas dispersiones positivas siendo los años mayores ingresos posibles.

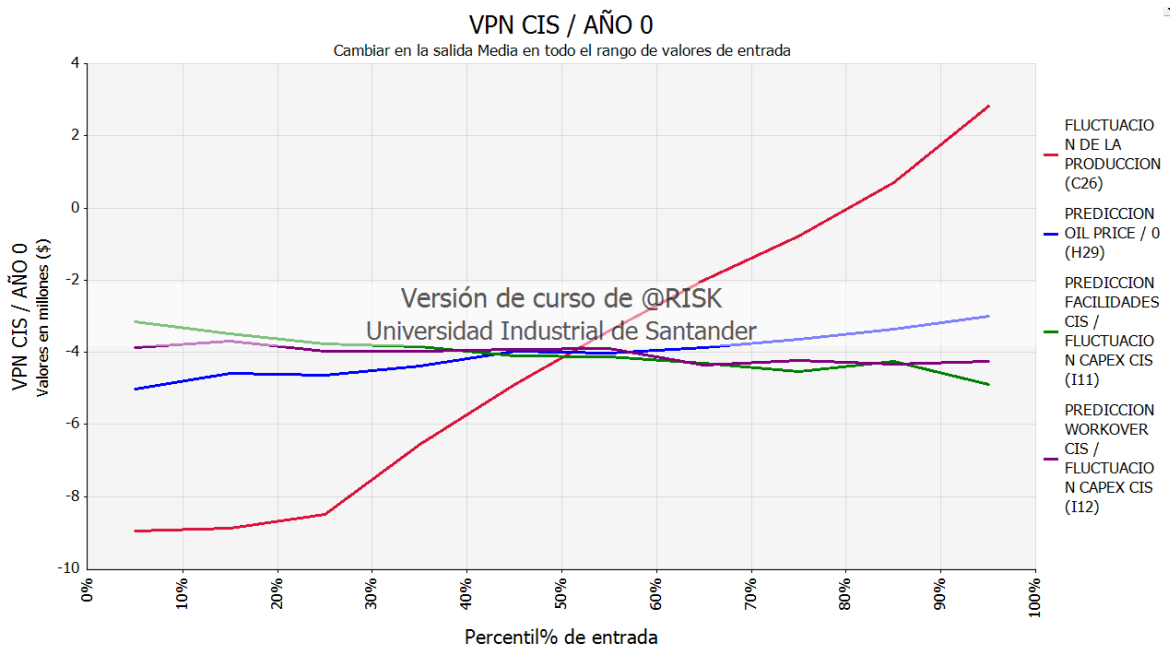
## 5.4.2. Analisis Tipo Araña

Figura 38. TIR CIS + IV & CIS



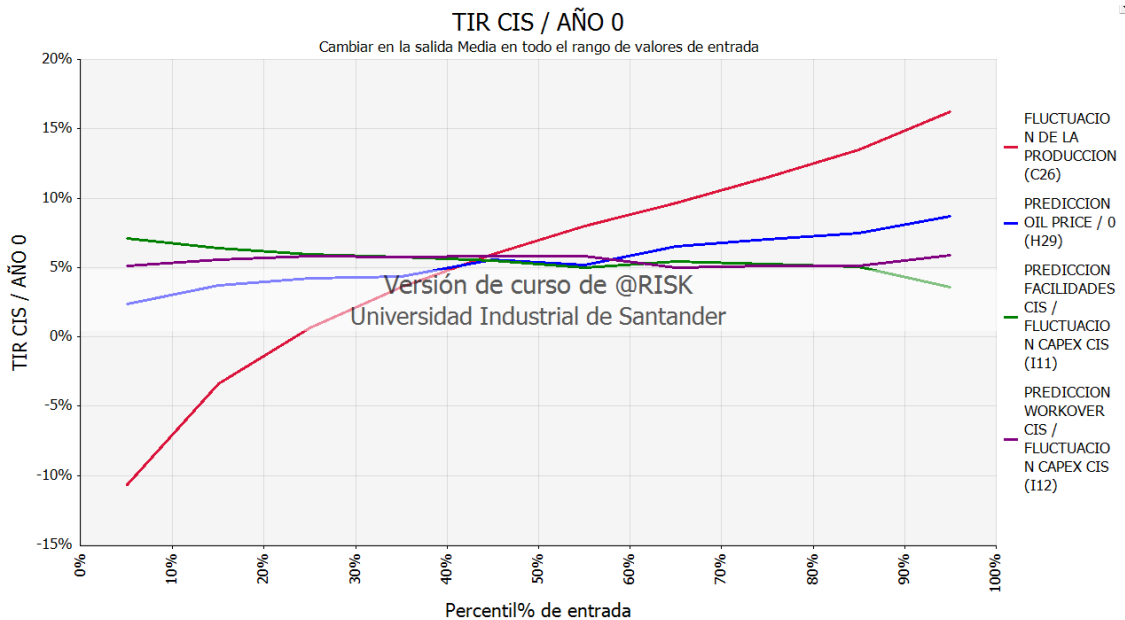
Según se puede observar en la figura 38. Los picos altos de producción son los que están asegurando la viabilidad del proyecto, dado que solo para los percentiles entre 70 y 100 la TIR encuentra valores superiores al costo de oportunidad tenido en cuenta por Ecopetrol, esto sugiere que la producción está determinando la viabilidad del proyecto. De las variables de entrada la que representa mayores cambios en la variable de salida es la fluctuación de la producción, es decir si la producción es alta la TIR aumenta; Se debe tener cuidado en la variabilidad de la producción, no se trata de mantenerla alta, la idea es que si tiene producciones altas se asegura que el proyecto sea rentable más el hecho de que el precio del petróleo sea alto. En este tipo de análisis entre más alta sea la pendiente mayor será la influencia de esta variable en el resultado.

**Figura 39. VPN CIS Año 0**



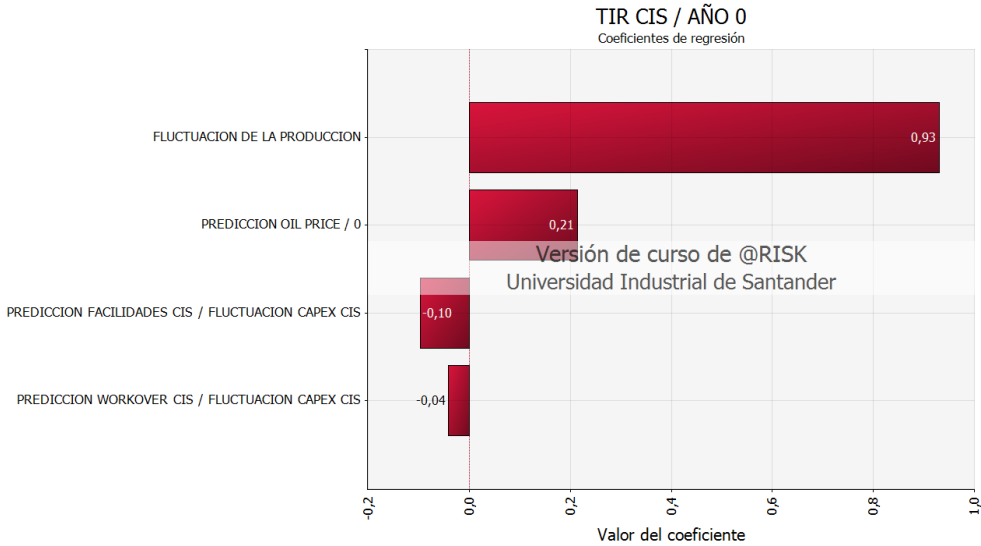
Para la figura 39 se tiene que la variable más significativa es la producción, pero también se considera una variable sensible porque si se produce poco crudo, el vpn va a disminuir, es decir lo que me asegura que el valor presente neto va a ser positivo en altos valores de producción.

**Figura 40. TIR CIS Año 0**

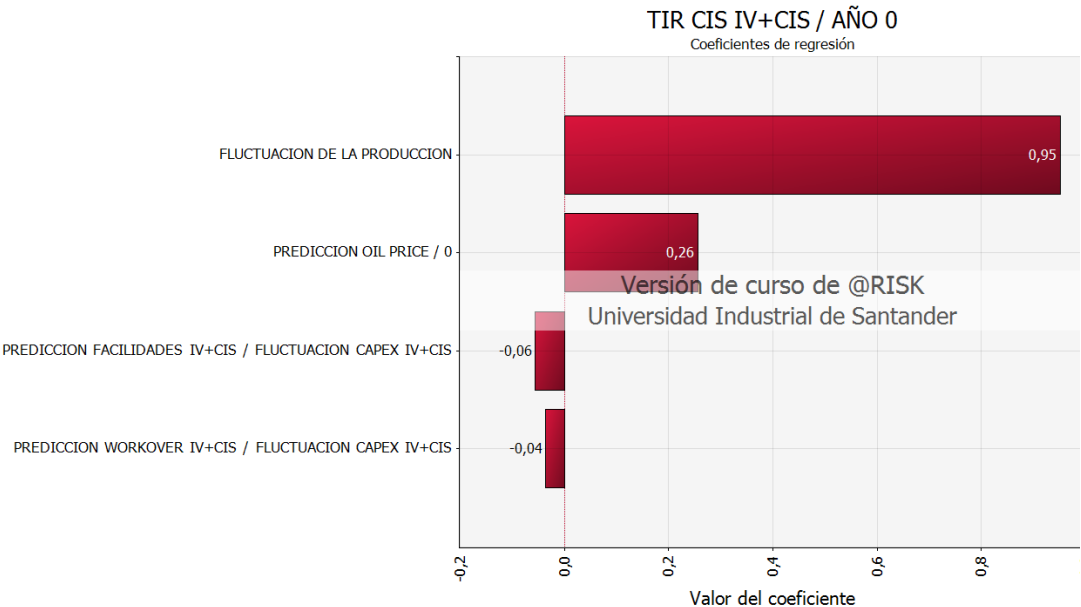


Para la figura 40, que corresponde a el análisis araña de la TIR teniendo en cuenta combustión in situ sugiere a que esta también es influenciada por los picos de producción pero para los casos de picos bajos es más susceptible ya que la pendiente es más alta por debajo de los valores del costo de oportunidad (11%).

**Figura 41. TIR CIS / AÑO**



**Figura 42. TIR CIS+IV & CIS**



De la gráfica 41 y la gráfica 42, se concluye que si el proyecto es viable o no, prácticamente lo define la producción, incluso es este el que garantiza que sea o no bueno; los resultados de la TIR y VPN no son los mejores para ninguno de las dos técnicas efectivamente, por eso se puede pensar que a la hora de simular la producción presento niveles de bajo por que las reservas de los pozos que se están explotando son bajas, la implementación de las técnicas de recobro térmico no está dando diferencias significativas son casi los mismos, aunque se resalta que la inyección de vapor + la combustión in situ son mejores pero por mínimas diferencias.

## 6. CONCLUSIONES

- Al iniciar un proceso de evaluación financiera es fundamental comenzar por la identificación de las variables que se involucran en la consecución de los flujos de caja; capex y opex, y así poder calcular los indicadores financieros analizando como su resultado afecta la viabilidad del estudio técnico.
- Aunque los flujos incrementales pueden no parecer del todo buenos o atractivos, la investigación genera una metodología que permite identificar las variables más influyentes que afectan la economía de proyectos de recobro térmico y de esta manera evaluar el riesgo financiero de invertir en este tipo de proyectos.
- Se identificaron las variables que más afectan la evaluación de un proyecto de recobro térmico; siendo las más influyentes la variación del precio del crudo y la producción, esta última depende en gran medida de los resultados de simulación.
- Para la alternativa de implementar combustión in situ posterior a procesos de inyección de vapor se obtiene una TIR del 12% lo que infiere que al calentar previamente el yacimiento se obtienen mejores tasas de producción y por ende mayor rentabilidad del proyecto.
- Llevar a cabo un proyecto de implementación de combustión in situ presenta un riesgo alto debido a los efectos ambientales y costo que con lleva generar y controlar el frente de combustión. Si la opción es implementar combustión in situ posterior a inyección de vapor la probabilidad de obtener un valor presente neto positivo es del 30%, sin embargo el riesgo de pérdida es mayor como consecuencia de la alta inversión inicial y los costos de operación.

- En la actualidad el precio del crudo (WTI) está oscilando entre \$ 80 – \$85 dólares, teniendo en cuenta la óptica de Ecopetrol de manejar el precio promedio multiplicado por un porcentaje (0,7) se puede observar que tanto para el proceso de combustión in situ, como combustión posterior a inyección de vapor se obtiene una Tasa interna de retorno del 9% siendo este un valor menor a la tasa de descuento pactada por Ecopetrol, lo cual indica que sin tener en cuenta el análisis de riesgos el proyecto no es rentable.

## • RECOMENDACIONES

- Dada la metodología utilizada para el análisis de riesgos, se recomienda realizar una prevaloración de los errores que pueden traer consigo las variables críticas, para así realizar un análisis más fondo, determinando el impacto que tienen tanto en el estudio técnico como financiero
- Aplicación de la metodología para la evaluación financiera y metodología de análisis de riesgos en otros proyectos de recobro térmico.
- Dado que el proyecto raíz, es una prueba piloto basada en simulación, el análisis de las variables se ve afectado y medir el impacto del riesgo se dificulta, por lo cual se recomienda realizar la evaluación sobre modelos reales y llevados a la práctica para dar un estudio más exacto, brindando el valor real de aplicar los métodos de recobro térmico.
- Es necesario realizar parte el estudio financiero, bajo la óptica clásica de Ecopetrol, tomar un precio determinado de la actualidad multiplicado por un porcentaje y dejar constantes las variables y no mirar la fluctuación del precio del crudo.

## BIBLIOGRAFIA

- AGUILLON Duarte, Javier y GARCIA Ribero, Fredy. Tesis de grado: Sistema experto e para la selección técnica de un método de recobro mejorado para un campo de crudo. Universidad Industrial de Santander, 2004.
- BUSH J. & HELANDER D. Empirical prediction of recovery rate in waterfloodingdepleted sands. SPE 2109. FieldCase History. 1986.
- BRAVO, Oscar y SANCHEZ, Marleny. Gestión Integral de Riesgos Tomo I, 2ª Edición, Bogotá 2006.
- BRAVO Mendoza, Oscar. Metodología para el cálculo de opciones reales en la industria petrolera nacional. ACIPET. 2003.
- CASTILLO Torres, María Alejandra y DIAZ Guardia, Venus. Tesis de Grado: Análisis financiero probabilístico de la rentabilidad y el riesgo esperado en un proyecto de recobro mejorado mediante la inyección de agua. Universidad Industrial de Santander, 2009.
- CME Group: Crude oil future quotes, “December 2014”, Crude oil WTI, D, NYMEX, consultado el 15 de Agosto de 2014. Disponible en línea: <http://www.cmegroup.com/trading/energy/crude-oil/light-sweet-crude.html>
- COLMENARES Vargas, Kelly y MUÑOZ Romero, Edwin. Tesis de Grado: Análisis de Riesgo e Incertidumbre Aplicado a la Evaluación Económica de un Proyecto de Inyección de Vapor. Universidad Industrial de Santander Bucaramanga 2008.

- COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA., Itansuca., Anexo 5, Metodología y cálculo de los wacc para la actividad mayorista y minorista. Consultado Septiembre 12 de 2014. Disponible en: <http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/archivosEventos/6754.pdf>
- D'ORAZIO Pessia, Franco. Análisis Económico aplicado a la Industria Petrolera. Libros en Red, 2007.
- ECOPETROL S.A. Boletín 2014 “Ecopetrol y OXY aplicaran moderna tecnología para aumentar recobro del campo teca- Cocorná [Bogota, D.C, Junio 16 de 2014]. Consultado el 12 de Septiembre de 2014. Disponible en: <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=148&conID=80966&pagID=136105>
- ELLEN, Coopersmith y otros. La toma de decisiones en la Industrial del Petróleo y el gas. Consultado. 5 de Julio de 2014. Disponible en: <http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldre>
- GAVIRIA Castellanos, William y HERNANDEZ Torres, Irraí. Monografía: Modelo Probabilístico y Financiero para Evaluar el Riesgo y la Rentabilidad de un Proyecto de Desarrollo de un Campo de Petróleo. Universidad Industrial de Santander Bogotá 2000.
- HOGG, Neil. Decisiones empresariales basadas en modelos financieros. Ediciones Folio. Barcelona 1994.
- JIMENEZ O., Juver. Tesis de Grado: Criterios y técnicas de evaluación económica de propuestas de inversión en exploración y explotación de petróleo y gas natural. Universidad Central de Venezuela, 2002. En línea: [www.saber.ucv.ve/jspui/bitstream.pdf](http://www.saber.ucv.ve/jspui/bitstream.pdf)

- M.L. Anderson. "Application of Risk Analysis to enhanced recovery Pilot testing Decision. Journal of Petroleum Technology. SPE 6352. Diciembre de 1979.
- MCCRAY, Arthur. Petroleum Evaluations and Economic Decision. Prentice Hall, 1975.
- MEJIA Romero, Jenny y PALMA Bustamante, Jorge. Tesis de Grado: Metodología para la evaluación económica y el análisis de riesgo incertidumbre de un proyecto de inyección de agua. Universidad Industrial de Santander 2008.
- MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA., Itansuca., Anexo 5, Metodología y cálculo de los wacc para la actividad mayorista y minorista
- MONCALO, Karen Marie. Evaluación financiera de proyectos de Inversión. Editorial Uniandes - Alfa Omega. Segunda Edición
- MIRANDA Miranda, Juan José. La Evaluación Financiera. En línea: [www.Antoquia.gov.co/antioquia\\_V1/organismos/planeacion/descargas/banco\\_proyectos/libro/9\\_evaluacion-financiera.pdf](http://www.Antoquia.gov.co/antioquia_V1/organismos/planeacion/descargas/banco_proyectos/libro/9_evaluacion-financiera.pdf).
- NAVAS Ocampo, Julián, Simulación conceptual de la inyección de surfactantes para determinar las condiciones óptimas en la inyección de solventes como método de recobro mejorado. Colombia, Revista de investigación ISSN: 2011-639x, 2009 Vol : 2 fasc:1 pags: 40-54

- OLIVEROS Gómez, Luis Roberto: Tesis de Maestría: Evaluación técnica de implementar un proceso de combustión insitu posterior a proceso de inyección de vapor en yacimientos estratificados de crudo pesado con arenas delgadas.
- RODRIGUEZ Taborda, Eduardo. Administración de Riesgo. Bogotá 2002. Editorial Alfa Omega.
- SALAZAR, Gustavo A. y GARCÍA Rojas, Sergio. Capacitación Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión. Dirección de Gestión de Proyectos Ecopetrol S.A. 2008.
- SOTO Tavera, Claudia P. Modelamiento para Optimizar el Factor de Recobro en Campos de Petróleo Maduros de las Cuencas del Valle Medio del Magdalena y Catatumbo. Informe Técnico de Proyecto. Ecopetrol ICP 2008.
- URIBE Hidalgo, Carlos Andrés. Tesis de Grado: Evaluación técnico-Financiera de un proceso de inyección cíclica de vapor usando pozos horizontales. Universidad Industrial de Santander, 2012.
- VELEZ, Ignacio. Decisiones de Inversión. Editorial Norma. 2005. En línea: <http://cashflow88.com/decisiones/cursodec.html>.