

**EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL DESARROLLO DE FRACTURAMIENTOS  
HIDRÁULICOS REALIZADOS EN EL CAMPO CANTAGALLO 2005-2008.  
ECOPETROL S.A.**

**EDUARDO ANTONIO LOBO CRIADO**

**Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2010**

**EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL DESARROLLO DE FRACTURAMIENTOS  
HIDRÁULICOS REALIZADOS EN EL CAMPO CANTAGALLO 2005-2008.**

**ECOPETROL S.A.**

**EDUARDO ANTONIO LOBO CRIADO**

**Ingeniero de Petróleos.**

**Trabajo de posgrado para optar al título de Especialista en Gerencia de  
Hidrocarburos**

**Director**

**FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZÁLEZ**

**M. Sc. Ingeniería de Petróleos.**

**Co-director**

**LUIS ENRIQUE SARMIENTO**

**Ingeniero de Petróleos**

**Co-director**

**OSCAR BRAVO MENDOZA**

**Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**BUCARAMANGA**

**2010**

## DEDICATORIA

A Dios y a la Virgen, a quien le debo todo lo que soy y seré. Por darme la fuerza y la voluntad necesaria para lograr y alcanzar mis metas. Gracias Dios por permitirme estos momentos al lado de las personas que se aman.

A mis papas, a quien los quiero demasiado y han sido mi apoyo constante en todo momento. Gracias por la confianza que han depositado en mí. El amor que me han brindado me ha servido de guía para mí vivir.

A mis hermanas Andreita y Luz Karime, que me brindan el cariño y el apoyo que necesito en todo momento. Y me hacen recordar los bellos tiempos de niñez.

A Angie, quien me ha demostrado que el amor existe, y que es el principio de cualquier futuro, gracias por permitirme conocer la contraparte de mi alma.

Y a toda aquella persona que de alguna u otra manera, han hecho de mi un mejor ser humano.

*Eduardo Lobo*

## **AGRADECIMIENTOS**

Un agradecimiento muy especial a todas las persona de Ecopetrol S.A, compañeros y amigos que hoy permitieron cumplir este logro.

Al Ing. Fernando Calvete, profesor, director y amigo, quien fue mi director en la tesis de pregrado, hoy director de la monografía de especialización y que en todo momento me brindo un excelente apoyo y dirección para cumplir mi meta.

A los Ing. Luis Enrique Sarmiento e Ing. Oscar Bravo, codirectores y compañeros de trabajo, quien con sus asesorías, brindaron una mejor visión y alcance a la monografía. Gracias por sus consejos.

A los Ing. Ariel Gomez e Ing Jairo Delgado, quienes permitieron que lograra continuar mis estudios de posgrados junto a mi trabajo.

Y a todos aquellas personas, amigos y compañeros de trabajos que de alguna u otra manera, colocaron su valor agregado a esta monografía. Muchas gracias.

## CONTENIDO

	Pag
<b>INTRODUCCION</b>	16
<b>1. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.</b>	18
1.1. DAÑO DE FORMACION	18
1.1.1. Daño químico.	18
1.1.1.1. Interacciones Roca-Fluido.	19
1.1.1.2. Interacciones Fluido-Fluido.	19
1.1.1.3. Fenómenos Interfaciales.	20
1.1.1.4. Inversión de la mojabilidad.	21
1.1.2. Daño mecánico.	21
1.1.3. Daño biológico.	22
1.1.4. Operaciones que causan daño a la formación.	22
1.1.4.1. Perforación.	22
1.1.4.2. Cementación.	23
1.1.4.3. Operación de completamiento / workover.	24
1.1.4.4. Otros tipos de operaciones.	25
1.2. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.	26
1.2.1. Conceptos básicos.	26
1.2.2. Definición y objetivos del fracturamiento hidráulico.	27
<b>2. ANÁLISIS ECONÓMICO DE PROYECTOS.</b>	31
2.1. FLUJO DE CAJA	31
2.1.1. Inversión neta o inicial	32
2.1.2. Costos.	32
2.1.3. Ingresos.	36

2.1.4. Depreciación.	37
2.1.5. Impuestos.	41
2.1.6. Amortización.	42
2.1.7. Valor de oportunidad.	43
2.2. METODOS DE ANALISIS ECONOMICO.	44
2.2.1. Valor presente neto, VPN.	44
2.2.2. Tasa Interna de Retorno.	46
2.2.3. Tiempo de recuperación de la inversión o PAYBACK TIME.	47
<b>3. RIESGO E INCERTIDUMBRE EN PROYECTOS PETROLEROS.</b>	<b>50</b>
3.1. IDENTIFICACION DE RIESGOS.	51
3.2. CLASIFICACION DE RIESGOS.	52
3.2.1. Riesgos de asignación de recursos.	52
3.2.1.1. Mayores costos a los inicialmente esperados.	52
3.2.1.2. Retrasos en la ejecución.	52
3.2.1.3. Mayores costos de producción.	52
3.2.2. Riesgos operacionales.	53
3.2.3. Riesgos del entorno.	53
3.2.3.1. Precio del hidrocarburo.	53
3.2.3.2. Situación de orden público.	53
3.2.3.3. Situación política del país.	53
3.3. ANALISIS DE RIESGOS.	54
3.3.1. Análisis cualitativo.	54
3.3.2. Análisis semicuantitativo.	55
3.4. ANALISIS DE SENSIBILIDAD.	58
3.4.1. Análisis tipo tornado.	59
3.4.2. Análisis tipo araña.	60

<b>4. DESCRIPCION DEL PROYECTO DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO CANTANGALLO 2005-2008.</b>	61
4.1. CAMPO CANTAGALLO.	61
4.1.1. Localización.	62
4.1.2. Geología estructural.	63
4.1.3. Estratigrafía.	65
4.1.3.1. Formación Real.	66
4.1.3.2. Formación Colorado.	66
4.1.3.3. Formación Mugrosa.	66
4.1.3.4. Formación La Paz.	66
4.1.3.5. Secuencia Cretácica.	68
4.2. DATOS BASICOS DEL CAMPO CANTAGALLO	70
4.3. DESCRIPCION DEL PROYECTO A EVALUAR	71
4.3.1. Antecedentes.	71
4.3.2. Objetivos del proyecto a evaluar.	72
4.3.3. Alcance del proyecto a evaluar.	72
<b>5. EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO.</b>	74
5.1. RECOLECCIÓN DE DATOS.	74
5.2. INVERSIÓN	74
5.3. INGRESOS	76
5.4. EVALUACIÓN ECONÓMICA	78
5.5. ANÁLISIS DE RIESGO E INCERTIDUMBRE.	120
<b>CONCLUSIONES</b>	132
<b>RECOMENDACIONES</b>	134
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	135

## LISTA DE FIGURAS.

	Pag
<b>Figura 1.</b> Daño Químico.	18
<b>Figura 2.</b> Longitud de fractura.	28
<b>Figura 3.</b> Fractura baja permeabilidad	29
<b>Figura 4.</b> Fractura alta permeabilidad.	29
<b>Figura 5.</b> Valor Presente Neto en función de la tasa de interés.	46
<b>Figura 6.</b> Tasa Interna de Retorno.	47
<b>Figura 7.</b> Payback Simple.	48
<b>Figura 8.</b> Payback Ajustado.	49
<b>Figura 9.</b> Análisis cualitativo	55
<b>Figura 10.</b> Esquemas análisis tipo tornado.	59
<b>Figura 11.</b> Esquemas análisis tipo araña.	60
<b>Figura 12.</b> Localización del Campo Yarigui - Cantagallo.	62
<b>Figura 13.</b> Campo Yarigui - Cantagallo.	63
<b>Figura 14.</b> Mapa estructural al tope de las Arenas Cantagallo.	65
<b>Figura 15.</b> Columna Estratigráfica del Campo Yarigui-Cantagallo.	67
<b>Figura 16.</b> Comportamiento precio del crudo-WTI-2005-2008.	77
<b>Figura 17.</b> Comportamiento de Producción YR-52. Qactual vs Qbase	79
<b>Figura 18.</b> Flujo de caja proyectado año 2005 – YR 52.	79
<b>Figura 19.</b> Flujo de caja con precio de crudo real – YR 52.	80
<b>Figura 20.</b> Comportamiento de Producción YR-25. Qactual vs Qbase.	81
<b>Figura 21.</b> Flujo de caja proyectado año 2005 – YR 25.	81
<b>Figura 22.</b> Flujo de caja con precio de crudo real – YR 25.	82
<b>Figura 23.</b> Comportamiento de Producción YR-23. Qactual vs Qbase.	83
<b>Figura 24.</b> Flujo de caja proyectado año 2005 – YR 23.	83

<b>Figura 25.</b> Flujo de caja con precio de crudo real – YR 23.	84
<b>Figura 26.</b> Comportamiento de Producción YR-65. Qactual vs Qbase.	85
<b>Figura 27.</b> Flujo de caja proyectado año 2005 – YR 65.	85
<b>Figura 28.</b> Flujo de caja con precio de crudo real – YR 65.	86
<b>Figura 29.</b> Comportamiento de Producción CG-13. Qactual vs Qbase.	87
<b>Figura 30.</b> Flujo de caja proyectado año 2006 – CG- 13.	87
<b>Figura 31</b> Flujo de caja con precio de crudo real – CG-13.	88
<b>Figura 32.</b> Comportamiento de Producción YR-39. Qactual vs Qbase.	89
<b>Figura 33.</b> Flujo de caja proyectado año 2006 – YR-39.	89
<b>Figura 34</b> Flujo de caja con precio de crudo real – YR-39.	90
<b>Figura 35.</b> Comportamiento de Producción YR-39. Qactual vs Qbase.	91
<b>Figura 36.</b> Flujo de caja proyectado año 2006 – YR-39.	91
<b>Figura 37</b> Flujo de caja con precio de crudo real – YR-39.	92
<b>Figura 38.</b> Comportamiento de Producción YR-69. Qactual vs Qbase.	93
<b>Figura 39.</b> Flujo de caja proyectado año 2006 – YR-69.	93
<b>Figura 40.</b> Flujo de caja con precio de crudo real – YR-69.	94
<b>Figura 41.</b> Comportamiento de Producción YR-88. Qactual vs Qbase.	95
<b>Figura 42.</b> Flujo de caja proyectado año 2006 – YR-88.	95
<b>Figura 43.</b> Flujo de caja con precio de crudo real – YR-88	96
<b>Figura 44.</b> Comportamiento de Producción YR-29. Qactual vs Qbase	97
<b>Figura 45.</b> Flujo de caja proyectado año 2006 – YR-29.	97
<b>Figura 46.</b> Flujo de caja con precio de crudo real – YR-88.	98
<b>Figura 47.</b> Comportamiento de Producción YR-97. Qactual vs Qbase	99
<b>Figura 48.</b> Flujo de caja proyectado año 2006 – YR-97.	99
<b>Figura 49.</b> Flujo de caja con precio de crudo real – YR-97.	100
<b>Figura 50.</b> Comportamiento de Producción YR-84. Qactual vs Qbase	101
<b>Figura 51.</b> Flujo de caja proyectado año 2006 – YR-84.	101
<b>Figura 52.</b> Flujo de caja con precio de crudo real – YR-84.	102
<b>Figura 53.</b> Comportamiento de Producción YR-83. Qactual vs Qbase	103

<b>Figura 54.</b> Flujo de caja proyectado año 2006 – YR-83.	103
<b>Figura 55.</b> Flujo de caja con precio de crudo real – YR 83.	104
<b>Figura 56.</b> Comportamiento de Producción YR-71. Qactual vs Qbase.	105
<b>Figura 57.</b> Flujo de caja proyectado año 2006 – YR-71.	105
<b>Figura 58.</b> Flujo de caja con precio de crudo real – YR-71.	106
<b>Figura 59.</b> Comportamiento de Producción YR-70. Qactual vs Qbase.	107
<b>Figura 60.</b> Flujo de caja proyectado año 2008 – YR-70.	107
<b>Figura 61.</b> Flujo de caja con precio de crudo real – YR-70.	108
<b>Figura 62.</b> Comportamiento de Producción YR-102. Qactual vs Qbase.	109
<b>Figura 63.</b> Flujo de caja proyectado año 2008 – YR-102.	109
<b>Figura 64.</b> Flujo de caja con precio de crudo real – YR-102.	110
<b>Figura 65.</b> Comportamiento de Producción YR-90. Qactual vs Qbase.	111
<b>Figura 66.</b> Flujo de caja proyectado año 2008 – YR-90.	111
<b>Figura 67.</b> Flujo de caja con precio de crudo real – YR-90.	112
<b>Figura 68.</b> Comportamiento de Producción YR-75. Qactual vs Qbase.	113
<b>Figura 69.</b> Flujo de caja proyectado año 2008 – YR-75.	113
<b>Figura 70.</b> Flujo de caja con precio de crudo real – YR-75	114
<b>Figura 71.</b> Flujo de caja proyectado año 2005-2008. Proyecto Fracturamiento Cantagallo.	115
<b>Figura 72.</b> Flujo con precio de crudo real y prod 2005-2008 Proyecto Fracturamiento Cantagallo.	116
<b>Figura 73.</b> VPN vs i (Con flujo de caja proyectado).	117
<b>Figura 74.</b> VPN vs i (Con flujo de caja real).	117
<b>Figura 75.</b> PAYBACK SIMPLE (Con flujo de caja proyectado).	118
<b>Figura 76.</b> PAYBACK SIMPLE (Con flujo de caja real).	118
<b>Figura 77.</b> Comparativo costos fracturamientos (KUS\$)	119
<b>Figura 78.</b> Comparativo ganancias del proyecto (KUS\$)	119
<b>Figura 79.</b> Análisis Tipo Tornado	130
<b>Figura 80.</b> Análisis Tipo Araña.	131

## LISTA DE TABLAS.

	Pag
<b>Tabla 1.</b> Vida útil de los bienes depreciables	38
<b>Tabla 2.</b> Ejm calificación al impacto del riesgo	56
<b>Tabla 3.</b> Ejm calificación de la probabilidad de ocurrencia del riesgo.	57
<b>Tabla 4.</b> Valoración semicuantativa de los riesgos.	57
<b>Tabla 5.</b> Información Básica del Campo Yariguí Cantagallo (Datos a Mayo/09)	70
<b>Tabla 6.</b> Sistemas de Levantamiento y Mecanismos de Producción por Bloque del Campo Yariguí	70
<b>Tabla 7.</b> Costos generados por fracturamiento hidráulico, Ejm pozo YR-71.	75
<b>Tabla 8.</b> Tabla de precios de crudo – WTI. Años 2005-2008.	77
<b>Tabla 9.</b> Caracterización riesgo de entorno para el proyecto.	120
<b>Tabla 10.</b> Identificación y evaluación de riesgo entorno para el proyecto.	121
<b>Tabla 11.</b> Caracterización riesgo financiero del proyecto.	122
<b>Tabla 12.</b> Identificación y evaluación de riesgo financiero del proyecto.	123
<b>Tabla 13.</b> Caracterización riesgo operacional del proyecto.	124
<b>Tabla 14.</b> Identificación y evaluación de riesgo operacional para el proyecto.	125
<b>Tabla 15.</b> Matriz de riesgos del proyecto.	126
<b>Tabla 16.</b> Impacto relativo del VPN proyectado respecto a las variables independientes.	129

## RESUMEN

**Título:**  
“EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL DESARROLLO DE FRACTURAMIENTOS HIDRÁULICOS REALIZADOS EN EL CAMPO CANTAGALLO 2005-2008. ECOPETROL S.A.”\*

**Autor:**  
EDUARDO ANTONIO LOBO CRIADO\*\*

**Palabras claves:**  
Fracturamiento hidráulico, valor presente neto, tasa interna de retorno, análisis de riesgo.

**Descripción:**  
Una de las alternativas que hoy en día ha demostrado ser exitosa y que es de amplia aplicación a nivel mundial para maximizar la rentabilidad de los campos, consiste en el fracturamiento hidráulico.

Desde el año 2005 proyectos de fracturamiento se aplicaron al campo Cantagallo (Ecopetrol S.A.), con una producción esperada incremental que justificara la inversión.

Teniendo como base el proyecto de Fracturamiento hidráulico iniciado en el año 2005, se evaluó el flujo de caja existente y se evidenció muchas faltantes a tener en cuenta. Se partió con datos básicos de la fecha y se construyeron flujos de caja de cada pozo, obteniendo valores presentes netos y tasas internas de retornos bastante altos. Con esta información se incluyeron datos reales de producción incremental del proyecto, al igual que los costos reales, obteniéndose en los flujos de caja una diferencia bastante grande entre lo estimado para el proyecto y lo real.

Debido a lo anterior, y como valor agregado se realizó un análisis de riesgo mostrando las variables críticas que permiten percibirse en una matriz de riesgos del proyecto. En cada riesgo se posee sus respectivas acciones de mitigación. Se realiza un análisis de sensibilidad plasmado en graficas tipo tornado y tipo araña, visualizando los riesgos más críticos del proyecto.

Finalmente, el estudio permite apreciar que aunque el proyecto en general tuvo ganancias que permitieron rápidamente recuperar la inversión, vemos que no se obtuvo los resultados pronosticados; existieron muchas variables no tenidas en cuenta desde sus inicios.

---

\* Monografía de Especialización

\*\* Facultad de Ingeniería Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Msc Fernando Enrique Calvete González. Coodirector: Ing Oscar Bravo Mendoza e Ing. Luis Enrique Sarmiento.

## SUMMARY

**Title:**

**“ECONOMIC EVALUATION OF THE DEVELOPMENT OF HYDRAULIC FRACTURAMIENTOS REALIZED IN FIELD CANTAGALLO 2005-2008. ECOPETROL S.A.”\***

**Author:**

EDUARDO ANTONIO LOBO CRIADO\*\*

**Special Words:**

Hydraulic Fracturamiento, net present value, internal rate of return, analysis of risk.

**Description:**

One of the alternatives that nowadays that has demonstrated to be successful and it is of ample application at world-wide level to maximize the yield of the fields, consists of the hydraulic fracturamiento.

From the year 2005 projects of fracturamiento were applied to the Cantagallo field (Ecopetrol S.A.), with an incremental awaited production that justified the investment.

Having as it bases the project of initiated hydraulic Fracturamiento in 2005, the flow of existing box was evaluated and it demonstrated many missing ones to consider. One was divided with initial dates of the date and values present net and internal rates of quite high returns were constructed to flows of box of each well, obtaining. With this information real data of incremental production of the project were included, like the real costs, obtaining in the box flows one differentiate quite great between considered for the project and the real thing. Due to the previous thing, and as added value were realized a risk analysis showing the variable critics that allow to perceive themselves in a matrix of risks of the project. In each risk their respective actions of mitigation are controlled.

A shaped sensitivity analysis is realized more in graphic returned type and type spider, visualizing the risks critics of the project. Finally, the study allows to appreciate that although the project generally had gains that quickly allowed to recover the investment, we see that did not obtain the foretold results; many variables no considered existed from their beginnings

---

\* Monograph of Specialization

\*\* Physiochemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering. Director: Msc. Fernando Enrique Calvete González. Co-director: Ing. Oscar Bravo Mendoza and Ing. Luis Enrique Sarmiento.

## INTRODUCCION

Durante las diferentes etapas de la vida productiva de un campo petrolero, se llega a observar en los pozos alto porcentaje de aceite y posteriormente una disminución de sus potenciales de producción debido a uno o varios de los siguientes factores; pérdida de energía del yacimiento, daños de formación, desconfiguración de las áreas de drenaje, conificación de acuíferos, digitación de acuíferos, avances de la capa de gas, desconfiguración de los modelos de inyección - producción, etc., y es la razón por la cual se debe recurrir al empleo de técnicas, desarrollo de metodologías, implementación de soluciones tecnológicas y análisis del comportamiento de los pozos que permitan generar recomendaciones sobre como optimizar la producción de estos y del campo productor con la mayor probabilidad de éxito.

Una de las alternativas que hoy en día ha demostrado ser exitosa y que es de amplia aplicación a nivel mundial para maximizar la rentabilidad de los campos, consiste en la implantación y desarrollo de trabajos de *fracturamiento hidráulico*, donde se mejora la capacidad de flujo de los pozos, se logra sobrepasar el daño de formación, se lleva a cabo el control de arenamiento en los mismos y se estimulan pozos. Adicionalmente, en campos con crudos asfálticos es práctica frecuente realizar tratamientos de estimulación para remover el material orgánico que se precipita en la cara de la formación obstruyendo el flujo de hidrocarburos al pozo productor.

Desde el año 2005 proyectos de fracturamiento hidráulico se aplicaron al campo Cantagallo (Gerencia Regional del Magdalena Medio – Ecopetrol S.A.), con una producción esperada incremental que justificara la inversión. Esta producción esperada se realizo con modelamiento en el software WellFlo. Hoy en día se

tienen datos de producción reales que permiten realizar una evaluación económica del proyecto. Este análisis involucra el estudio de todos los factores que afectan la economía de un proyecto, desde su puesta en funcionamiento hasta el mantenimiento de la misma.

Para esta evaluación económica se utilizará como índice principal de evaluación al VPN, y se complementara la evaluación con índices tales como el TIR y el PAYBACK; de los cuales, se compararan los estimados en un inicio junto con los reales de los datos de producción actuales. Además, como valor agregado se realizara un análisis de riesgos e incertidumbre aplicado a la evaluación económica, complementada con análisis de sensibilidad que permite confirmar la priorización del riesgo evaluado.

Este estudio pretende evaluar al antes y el después de un proyecto de fracturamiento hidráulico aplicado para el campo Cantagallo (Gerencia Regional del Magdalena Medio – Ecopetrol S.A.), a través de una evaluación económica que permita obtener variables más precisas y puedan ser proyectados con mayor exactitud en futuros proyectos.

Además, como valor agregado se realizara un análisis de riesgo e incertidumbre aplicado a la evaluación económica.

# 1. FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.

Antes de entrar al tema de fracturamiento, tenemos primero que mirar lo que es el daño de formación:

## 1.1. DAÑO DE FORMACION.

El daño de formación se define como cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, o cualquier fenómeno que distorsiona las líneas de flujo de fluidos.

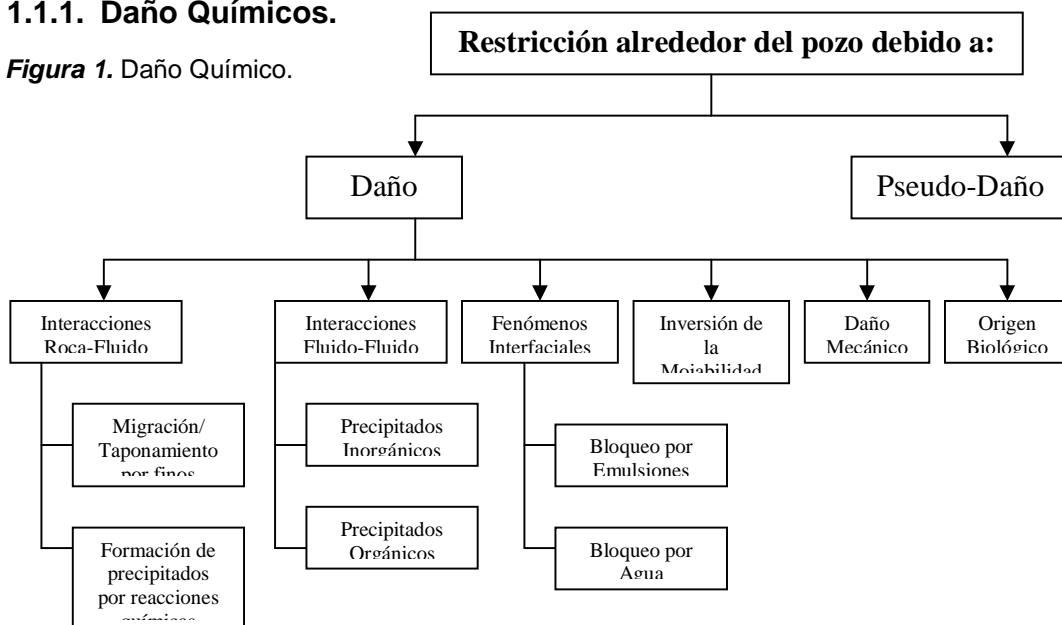
Este daño de formación es causado por:

- Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación, originada por un taponamiento de los espacios vacíos interconectados.
- Reducción de la permeabilidad relativa a los fluidos de la formación, resultado de una alteración de las saturaciones de fluidos o de un cambio de mojabilidad de la roca.

Existen 3 mecanismos de daño a la formación:

### 1.1.1. Daño Químicos.

Figura 1. Daño Químico.



Fuente: RODRIGUEZ, Luis y CASTELLANOS, Gloria. Curso de estimulación Q'ca y Fracturamiento Pozos. Ecopetrol S.A. Año 2006.

**1.1.1.1. Interacciones Roca-Fluido:** Causada por desequilibrios químicos y/o físicos en la matriz de la roca o en los fluidos de la formación, que, estando en equilibrio durante el tiempo geológico, se ven alterados por la introducción de fluidos extraños durante las operaciones de campo, con lo cual se reduce la permeabilidad.

- *Migración/Taponamiento por partículas finas:* esta migración ocurre al desprenderse de la superficie del grano partículas que se dispersan y fluyen a través del medio poroso hasta llegar a los cuellos de los poros, lo que causa un taponamiento severo y una disminución en la permeabilidad del medio poroso en la región cercana al pozo, donde la velocidad del fluido es máxima.
- *Formación de precipitados por reacciones químicas en el medio poroso:* entre los fluidos que se utilizan para la estimulación de pozos se encuentran los ácidos, los cuales, usados en forma adecuada no deben causar daños a la formación. La reacción entre los ácidos y los minerales provoca la disolución de estos, por lo que se produce la precipitación de otras especies químicas al gastarse el ácido y aumentar el Ph.

**1.1.1.2. Interacciones Fluido-Fluido:** Las interacción fluido/fluido pueden traer como consecuencia varios mecanismos de daño como; bloqueos por emulsiones y precipitación de compuestos sólidos orgánicos o inorgánicos por incompatibilidad entre las aguas o por incompatibilidad entre los fluidos inyectados y el crudo.

- *Precipitación de compuestos sólidos:* la precipitación de sólidos de las salmueras usada en terminación o reparación de pozos, y del crudo de la formación puede causar grave daño a la formación cuando estos sólidos tapan los espacios porosos. Estos sólidos precipitados pueden ser:

- *Inorgánicos (salmueras)*: llamados también escamas, se depositan cuando se altera el equilibrio químico y termodinámico, haciendo que las aguas o sus mezclas alcancen el punto de saturación de sus sales disueltas. La producción de escamas durante el desarrollo del pozo (perforación, terminación, reparación...) ó inyección de fluidos se deben a mezcla de fluidos incompatibles. Y durante la producción del pozo las escamas se deben a cambios de presión y temperatura. Se han identificado varios tipos de incrustaciones inorgánicas tales como carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario, carbonato de hierro, oxido férrico y sulfato de estroncio, de los cuales el carbonato de calcio es el más frecuente.
  
- *Orgánicos*: las especies orgánicas mas comunes que causan daño a la formación son las parafinas y los asfaltenos. Esta precipitación puede ser natural o inducida. La precipitación natural para el caso de parafinas está asociada a la disminución de temperatura del crudo y para los asfaltenos está asociada a cambios en la composición del crudo por la liberación de gas y fracciones ligeras, a medida que la presión declina. Y la precipitación inducida resulta de la alteración del equilibrio entre el crudo del yacimiento y sus constituyentes parafínicos y asfálticos. Esta alteración puede producirse durante cualquiera de las operaciones que se llevan a cabo en un pozo.

**1.1.1.3. Fenómenos Interfaciales:** Son daños causados por los fluidos, que involucra cambios en la viscosidad aparente de la fase oleica o un cambio en la permeabilidad relativa al petróleo.

- *Bloqueo por emulsiones*: Ocurre cuando una emulsión viscosa ocupa el espacio poroso cercano al pozo, y bloquea el flujo hacia el mismo. Un mecanismo de formación de emulsiones en el medio poroso es la introducción

de surfactantes con los filtrados de los fluidos de perforación y/o terminación/repación. Si además existen partículas finas dispersas en el medio poroso, estas se colocaran en la interfase, impidiendo la coalescencia de las gotas de la fase dispersa de la emulsión, estabilizándola.

- *Bloqueo por agua:* Es una reducción en la permeabilidad relativa al petróleo, por el incremento de la saturación de agua en el medio poroso en las cercanías del pozo. Un bloqueo por agua puede ocurrir cuando se filtra a la formación agua proveniente de los fluidos de perforación, terminación o repación, o por comunicación con una zona productora de agua.

**1.1.1.4. Inversión de la mojabilidad:** La acción de surfactantes en los fluidos de perforación, así como la precipitación de asfaltenos en el medio poroso, puede alterar la mojabilidad de la formación hacia el petróleo, reduciendo así la permeabilidad de este.

### **1.1.2. Daño mecánico.**

Invasión del medio poroso por partículas solidas durante los procesos de perforación, repación o inyección de agua en el pozo. Durante el proceso de cañoneo del pozo, se crea una zona compactada alrededor de cada una de las perforaciones, cuya K puede ser de solo el 10% de K de la formación.

Otra forma de daño mecánico, es el colapso de la formación alrededor del pozo, ya sea por altas diferenciales depresión, que crean altas velocidades de flujo y tasa de cizallamiento o por destrucción del material cementante intergranular durante los procesos de acidificación.

### **1.1.3. Daño Biológico:**

Algunos pozos, aquellos que reciben inyección de agua, son susceptibles al daño causado por las bacterias en la zona cercana al pozo. Además, las bacterias inyectadas a la formación, especialmente las anaeróbicas, pueden multiplicarse rápidamente en el yacimiento, tapando los espacios porosos con ellas mismas, o con precipitados que resultan de sus procesos biológicos.

### **1.1.4. Operaciones que causan daño a la formación.**

Entre los daños mecánicos existen operaciones que causan daño a la formación. Durante todas las operaciones que se llevan a cabo en un pozo, a lo largo de su vida, pueden ocasionarse daños a las formaciones productoras de hidrocarburos. A continuación se estudiarán los daños asociados con cada una de esas operaciones.

**1.1.4.1. Perforación:** El proceso de perforación del pozo es la causa más común de daño a la formación. Dicho proceso, altera la condición equilibrio físico químico, de esfuerzos y termodinámico que existe entre la roca, sus minerales constituyentes y los fluidos que la saturan, durante la penetración de la broca.

Por lo tanto, la sobrepresión necesaria para controlar las presiones de los yacimientos atravesados induce la invasión de partículas sólidas del fluido de la perforación y de filtrado líquido en la región cercana del pozo.

La invasión de los sólidos del lodo disminuye la productividad en dos formas principales:

- ✓ Taponamiento de las gargantas de los poros por formación de revoques internos.

- ✓ Incremento de la presión capilar al reducir el radio de los poros.

Dependiendo del tamaño, las partículas pueden formar:

- ✓ Revoque en la cara del medio poroso.
- ✓ Revoque interno en las cercanías de la cara expuesta al flujo.
- ✓ Invadir profundamente el medio, si son mucho menores que el diámetro promedio de garganta.

La filtración de la fase líquida, de un fluido de perforación hacia el medio poroso ocurre en tres etapas:

- ✓ Debajo de la broca de perforación.
- ✓ Filtración dinámica, durante la circulación del fluido.
- ✓ Filtración estática, cuando el fluido no está circulando.

Es importante que los fluidos de perforación tengan el mínimo filtrado posible, para minimizar la invasión a la formación.

**1.1.4.2. Cementación:** El tamaño promedio de las partículas de cemento es generalmente de un orden de magnitud mayor que el diámetro promedio de los poros, aún en formaciones de muy alta permeabilidad. Para facilitar la remoción del lodo y del revoque, se bombean lavadores químicos por delante del cemento, los cuales no tienen control de la pérdida de filtrado.

El filtrado de estos lavadores puede reaccionar con los minerales y fluidos de la formación produciendo:

- ✓ Desestabilización de las arcillas.
- ✓ Migración de partículas finas.
- ✓ Cambios de mojabilidad.
- ✓ Cambios en la saturación de fluidos alrededor del pozo.

El filtrado del cemento, es rico en iones  $\text{Ca}^{2+}$ , y puede producir precipitaciones de incrustaciones inorgánicas en formaciones ricas en bicarbonatos, sulfatos y  $\text{CO}_2$ . La reacción del filtrado de alto PH con el sílice, podrá formar silicato de calcio hidratado, que puede taponar el medio poroso. Los iones hidroxilo presentes en el filtrado, pueden desestabilizar las arcillas, separando sus laminas, desprender partículas finas y promover su migración. El filtrado alcalino, podrá activar los surfactantes naturales presentes en el crudo del yacimiento, permitiendo la formación de emulsiones viscosas.

**1.1.4.3. Operación de completamiento / workover:** Puede suceder por invasión de fluidos hacia el pozo durante distintas operaciones como por ejemplo: empaque con grava, fracturamientos hidráulicos, limpiezas de arena, entre otras. Las reacciones químicas de las sales disueltas con los fluidos presentes en la formación pueden ocasionar este tipo de daño.

El operación de cañoneo; ya sea en subbalance o sobrebalance es considerable el efecto que el disparo tiene sobre la matriz de la roca. En cualquier de los dos casos, hay que tomar en cuenta la carga explosiva crea una zona resquebrajada, y altamente comprimida alrededor de la perforación, cuya permeabilidad puede ser solo del 10% al 20% de la permeabilidad de la formación, y parte de las perforaciones colapsan debido a la concentración de los esfuerzos alrededor del pozo.

Otra fuente de daño es la práctica de controlar el pozo. Esto se hace con un fluido de densidad suficiente, para evitar una arremetida, él cual puede invadir de nuevo la formación, y causar daños. Durante las operaciones de WO, las perforaciones pueden taparse por agentes extraños, como son: el recubrimiento o la suciedad de las tuberías, y el exceso de grasa que se le coloca en las roscas.

#### **1.1.4.4. Otros tipos de operaciones:**

- *Estimulación química matricial:* Los ácidos son fluidos acuosos, y su contacto con el crudo de la formación puede producir precipitados orgánicos, generalmente de tipo asfálticos; así como también otros daños de gran impacto a la formación.
- *Estimulación matricial no reactiva:* Este tipo de estimulación se realiza generalmente por medio de mezclas de solventes y surfactantes; y su utilización indiscriminada, puede agravar el daño en la formación por fenómenos interfaciales, estabilizando aun mas los bloqueos o emulsiones presentes.
- *Fracturamiento hidráulico:* Daño capilar por invasión de filtrado del fluido de fractura a través de las caras de la misma, cambiando la saturación de fluidos y reduciendo la permeabilidad relativa al petróleo. Ocurre en yacimientos de baja permeabilidad y/o de baja presión. Bloqueo por gel viscoso en las caras de la fractura, si el gel no ha roto apropiadamente. Bloqueo por emulsiones, si el filtrado hace contacto con el crudo de la formación. Taponamiento de la matriz de la roca, por partículas solidas en el fluido de fractura.
- *Proceso de producción:* Migración y taponamiento por partículas finas, en el área critica alrededor del pozo. Precipitación de productos inorgánicos (carbonatos, sulfatos), al cambiar las condiciones de presión y temperatura. Precipitados orgánicos, parafinas y asfaltenos. Producción de arena, debida a altas velocidades de flujo, producidas por altas presiones diferenciales en el radio critico del yacimiento alrededor del pozo. Colapso de los poros por alta presión diferencial, o por agotamiento de la presión del yacimiento, haciendo que actúen los esfuerzos tectónicos.

- *Inyección de gas o agua:* Cambios de mojabilidad, debidos a la presencia de surfactantes en el agua de inyección. Reducción de la inyectabilidad, por taponamiento debido a sólidos suspendidos en el agua de inyección. Taponamiento por productos de corrosión. Precipitación inorgánica, por incompatibilidad del agua inyectada y el agua de formación. Disolución del material cementante intergranular, con colapso de la formación y taponamiento. Iniciación accidental de una fractura, con irrupción prematura de agua en un pozo productor.

## **1.2. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.**

El primer tratamiento de estimulación por Fracturamiento hidráulico, fue bombeado en 1947 en un pozo de gas operado por Pan American Corporation en el campo Hugoton, en el Condado de Grant, Kansas. Desde entonces el fracturamiento hidráulico se ha convertido en un tratamiento estándar, para estimular la productividad de los pozos.

### **1.2.1. Conceptos básicos.**

**Fluido base:** Fluido de fractura compuesto de aditivos químicos y sólidos, puede estar formado por fluido base agua o aceite.

**Presión de cierre:** Es la presión a la cual la fractura se cierra e indica el mínimo esfuerzo en la roca.

**FCD:** En un factor adimensional de conductividad que permite obtener los valores de incremento de productividad posterior a la fractura.

**Apuntalante:** Material natural o artificial con cierta composición y propiedades físicas, utilizadas para mantener abierta la fractura, conservando concentraciones apropiadas a la conductividad de las misma según las características mecánicas del yacimiento.

**PAD:** Volumen de fluido con ciertas propiedades reológicas definidas según el yacimiento para crear la geometría de fractura (altura, ancho, largo) y a la cual posteriormente se le coloca el material apuntalante.

### **1.2.2. Definición y objetivos del fracturamiento hidráulico.**

El fracturamiento de pozos se define como la técnica mediante la cual se crea una geometría de fractura (canal) en la formación, aplicando una presión mayor a los esfuerzos mínimo de la formación y apuntalada con agente soporte (apuntalante o grava) de tamaño específico y alta conductividad; con el propósito de apartar el daño de formación y aumentar el área de flujo.

Este proceso bombea un fluido a una tasa de inyección alta, para que la formación la acepte en régimen radial. Como la resistencia al flujo en la formación se incrementa, la presión en el pozo aumente a valores que exceden la presión de quiebre de la formación, produciéndose así la fractura.

Con este proceso se tiene como objetivo incrementar la capacidad de flujo del pozo. La fractura se origina por inyección por encima de la tas de fractura y puede ser Acida ó Hidráulica (Material Apuntalante).

Como objetivos el fracturamiento hidráulico tiene:

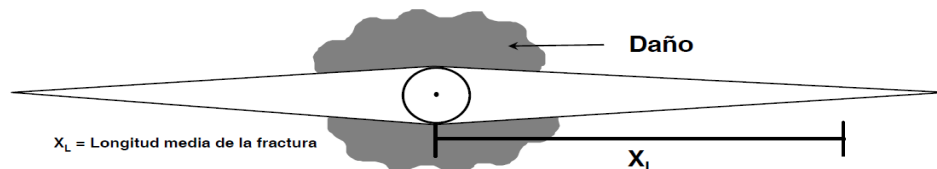
- Incremento de la tasa de flujo de petróleo y/o gas de yacimientos de baja y alta permeabilidad.

- Incremento de la tasa de flujo de petróleo y/o gas de pozos que han sido dañados.
- Conectar fracturas naturales presentes en la formación.
- Disminuir el diferencial de presión (drawdown) alrededor del pozo para minimizar la producción de arena.
- Conectar la producción de intervalos lenticulares.
- Disminuir la velocidad de flujo en la matriz rocosa.
- Disminuir el número de pozos necesarios para drenar un área.
- Retardar el efecto de conificación de agua.

El propósito principal es aumentar el área efectiva del wellbore (cara de la formación) creando una longitud de fractura  $X_L$ , cuya conductividad sea mayor que la de la formación.

La fractura hidráulica es el bombeo de fluido a la formación por encima de la presión de fractura de la misma.

**Figura 2.** Longitud de fractura.



**Fuente:** RODRIGUEZ, Luis y CASTELLANOS, Gloria. Curso de estimulación Q'ca y Fracturamiento Pozos. Ecopetrol S.A. Año 2006.

Incrementa la capacidad de flujo por medio de la creación de un canal de alta conductividad, el canal se extiende mas allá de la zona dañada sobrepasando la misma.

Este proceso aplica para los siguientes casos:

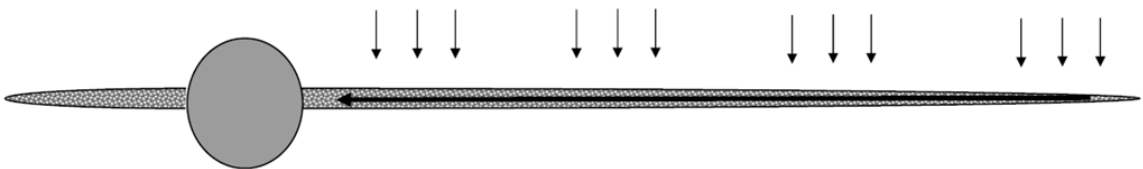
- Si la permeabilidad del pozo es muy baja ( $K_e < 10$  md).
- Si la producción natural esta por debajo del potencial económico.

- Sobrepasa el daño para formaciones de alta permeabilidad.
- Método de control de arena en formaciones no consolidadas.

Las fracturas pueden ser:

- ✓ Fractura baja permeabilidad.

**Figura 3.** Fractura baja permeabilidad.

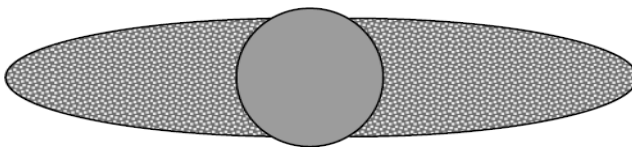


**Fuente:** RODRIGUEZ, Luis y CASTELLANOS, Gloria. Curso de estimulación Q'ca y Fracturamiento Pozos. Ecopetrol S.A. Año 2006.

Son fracturas largas y angostas de baja concentración de material apuntalante.

- ✓ Fractura de alta permeabilidad.

**Figura 4.** Fractura alta permeabilidad.



**Fuente:** RODRIGUEZ, Luis y CASTELLANOS, Gloria. Curso de estimulación Q'ca y Fracturamiento Pozos. Ecopetrol S.A. Año 2006.

Son fracturas cortas y anchas de alta concentración de material apuntalante.

La geometría de la fractura se ve influenciada por características de la formación:

- Tipo
- Dureza
- Permeabilidad.
- Altura de la zona "Presencia de Barreras".
- Radio de drenaje.

Las variables a considerar para la selección de pozos candidatos a fracturamiento son:

- Distribución de esfuerzos in situ.
- Viscosidad de los fluidos del yacimiento.
- Presión de yacimiento.
- Factor de daño (S).
- Condiciones mecánicas del pozo.

Los datos que deben ser medidos o estimados para diseñar un fracturamiento son:

- Profundidad de la formación.
- Permeabilidad.
- Esfuerzos in situ en la zona objetivo y en la capas suprayacentes.
- Módulos de la formación. (E,  $\nu$ ).
- Presión del yacimiento.
- Porosidad.
- Compresibilidad.
- Espesor del yacimiento.

Los datos que pueden ser controlados en el diseño son:

- Detalles de la completación.
- Volumen del tratamiento.
- Volumen de Pad.
- Tasa de inyección.
- Viscosidad y densidad del fluido de fractura.
- Aditivos para control de pérdidas.
- Tipo de agente de soporte.
- Volumen de agente de soporte.

## **2. ANALISIS ECONOMICO<sup>1</sup>.**

Cuando se va a tomar la decisión de invertir en un proyecto, es necesario evaluar desde un punto de vista económico todas las variables que en este intervienen, con el fin de establecer que tan rentable será o si generara al inversionista las ganancias suficientes para satisfacer el objetivo económico establecido previamente. Esto es un método donde separa, examina y evalúa tanto cuantitativa como cualitativamente, las interrelaciones que se dan entre los distintos agentes económicos, así como los fenómenos y situaciones que de ella se derivan.

El análisis económico de cualquier proyecto pretende determinar la rentabilidad que se obtendría al ejecutarlo. En este caso, se realizará un análisis con datos reales posteriores a la ejecución del proyecto.

En este análisis se estudia la estructura y evolución de los resultados de (ingresos y gastos) y de la rentabilidad de los capitales utilizados, a través de la cuenta de Pérdidas y Ganancias.

### **2.1. FLUJO DE CAJA<sup>2</sup>.**

El flujo de caja es la acumulación neta de activos líquidos en un periodo determinado y, por lo tanto, constituye un indicador importante de la liquidez de una empresa o cualquier proyecto.

En la estimación del flujo de efectivo deben considerarse factores como los ingresos provenientes del ejercicio u operación del proyecto, los gastos generador por la inversión, los costos de operación, el beneficio fiscal asociado a la

---

<sup>1</sup>BRAVO, Oscar. Modulo Ingeniería Económica. Esp Gerencia H'cs.

depreciación y los impuestos en que se incurren por el desarrollo del proyecto. Los ingresos en un proyecto pueden generarse a partir de la venta de equipos o activos, o las ganancias obtenidas por la producción. Los costos pueden ser generados al comprar equipo, por impuestos o regalías, mantenimiento de equipo, pago de nominas, etc.

### **2.1.1. Inversión neta o inicial.**

La inversión es la etapa inicial de un proyecto, en ella están incluidos todos los costos en que se incurren por la construcción, promoción y desarrollo de un proyecto. Existen dos posibilidades para el cálculo de la inversión: la primera es aquella en la que el desarrollo físico del proyecto no existe y la segunda es aquella que existiendo, va a ser modificado. Durante la etapa de inversión de un proyecto, se pueden incurrir en gastos como: capacitación de personal, venta de bienes usados, compra de activos, entre otros.

### **2.1.2. Costos.**

Los costos son el gasto económico que representa la fabricación de un producto o la prestación de un servicio. Al determinar el costo de producción, se puede establecer el precio venta al público del bien o producto en cuestión (el precio al público es la suma del costo más el beneficio). Entre otras palabras, el costo representa la fabricación de cualquier componente o producto, o la prestación de cualquier servicio. Conociendo el costo de un producto o servicio se puede determinar el precio de venta al público de dicho producto o servicio.

Es necesario clasificar los costos de acuerdo a la naturaleza de las operaciones de fabricación, la función del negocio de que se trata, las clases de negocios a que se refieren y a los aspectos económicos involucrados. Los costos se pueden clasificar de la siguiente manera:

---

<sup>2</sup>BRAVO, Oscar. Modulo Ingeniería Económica. Esp Gerencia 11cs

- **Costos por órdenes de fabricación (o por órdenes específicas):** Se refieren a los materiales, la mano de obra y la carga fabril necesarios para completar una orden o lote específicos de productos terminados. En esta clase de costos se ha de fabricar una cantidad definida en un orden de fabricación específica.
  
- **Costos por procesos o departamentos:** Son usados por las empresas que elaboran sus productos sobre una base más o menos continua o regular e incluyen la producción de renglones tales como gas, electricidad, productos químicos, productos de petróleo, carbón, minerales, etc.
  
- **Costos por clases:** En los cuales un número de órdenes puede ser combinado en un solo ciclo de producción, siempre que esas órdenes incluyan cierto número de artículos de tamaños o clases similares.
  
- **Costos de montaje:** Representan una variante de los costos por órdenes específicas utilizada por las empresas que fabrican o compran piezas terminadas para ser usadas en montar o armar un artículo con destino a la venta. Este tipo de costo requiere mano de obra y carga fabril, primordialmente.
  
- **Costos estimados, estándares o predeterminados:** También pueden referirse a costo por órdenes específicas, de montaje, por procesos o de clases, estimados o determinados antes de comenzar las operaciones de fabricación. Estos ayudan a determinar los precios de venta o para medir la efectividad de los costos históricos.

- **Costos diarios, semanales o mensuales:** Se refieren a trabajos o procesos continuos y que indican solamente el período a que se concretan los resúmenes preparados.

Los costos pueden ser clasificados de acuerdo con la función, o grupo de actividades, implicados. Estos son: costos de producción o fabricación, costos de distribución (o de poner los artículos en el mercado), costos generales o costos administrativos, costos financieros, etc. Se encuentran dentro de la clasificación con el tipo de negocios no dedicados a la fabricación están:

- **Costos para bancos:** La cual es posible determinar el costo de operar una cuenta corriente o de cheques, rendir un servicio de custodia de valores o conceder un préstamo.
- **Costos por municipalidades:** Mediante el cual es posible computar el costo de la vigilancia policíaca, el servicio de protección contra incendios, las escuelas, etc.
- **Costos para tiendas al detalle o tiendas por departamentos:** Es una forma de forma de análisis del costo de distribución por departamentos.
- **Costos para grandes organizaciones de servicios:** Consiste en el análisis de los costos de las distintas categorías de trabajo de oficina.

Los costos se clasifican a veces sobre la base de los aspectos económicos implicados al adoptarse las decisiones administrativas, en los cuales se encuentran los costos diferenciales, los costos de oportunidad, los costos hundidos y los costos a desembolsar (o desembolsado). Entre otras clasificaciones, se tiene:

- **Costos incurrido o de inversión:** Representa los factores técnicos que intervienen en la producción, medibles en dinero. Este costo es el que estudia la contabilidad de costos.
  
- **Costos de desplazamiento o de sustitución:** Este término fue empleado por primera vez en Inglaterra, también se le conoce con el nombre de costo de oportunidad, aplicado por primera vez por David I. Green, popularizado en Estados Unidos por Davenport. Dentro del mundo de los negocios este costo tiene gran aplicación, pues para tomar determinaciones precisas formular los costos estimados anticipadamente para elegir el camino más económico y conveniente.
  
- **Costos humanos y costos monetarios:** Los costos monetarios reciben en contabilidad el nombre de costos reales o incurridos. El costo de un satisfactor será igual a la suma de lo gastado para producirlo.
  
- **Costo Escasez:** El costo es un aspecto de la escasez. Los bienes que tienen mayor costo son los más escasos; los bienes más costosos son los que alcanzan el mayor precio. "Para esta noción del costo la única hipótesis esencial es la escasez de los medios de producción."
  
- **Costo Unitario:** Puede medirse en función de su producción y distribución. Este costo es el que sirve para valorar las existencias que aparecen en el balance general y estado de pérdidas y ganancias en los renglones de los inventarios de producción en proceso y productos terminados. También puede medirse en relación con la posibilidad de aplicar directa o indirectamente a la unidad los gastos incurridos.
  
- **Costo de distribución:** Comprende los gastos de venta, propaganda, transporte, cobranza, financiación y gastos generales. Tiene la característica

de ser una deducción directa de los ingresos que no se acumula en los libros al costo de la unidad producida.

- **Costo directo:** Los que pueden identificarse específicamente en la unidad.
- **Costos indirectos:** No puede identificarse en la unidad.
- **Costos fijos, variables y semivARIABLES:**
  - Fijos:* Se supone permanecen con el mismo importe para la capacidad normal de la fábrica.
  - Variables:* Cambian más o menos directamente de acuerdo con el cambio en el volumen de producción.
  - SemivARIABLES:* Cambian según las fluctuaciones en el volumen, pero gradualmente y no directamente.

### 2.1.3. Ingresos.

Los ingresos hacen referencia a todas las entradas económicas que recibe un proyecto, organización, gobierno, etc. Cuando una empresa vende su producción o sus servicios a un cliente, el valor de la compra, pagada por el cliente, es el ingreso percibido por la empresa. Estos ingresos pueden ser usado para pagar los salarios de los trabajadores, los bienes que utilizaron para la producción (insumos), los créditos vigentes, dar utilidades a los dueños de la empresa, ahorrar, realizar nuevas inversiones, etc. Cuando el ingreso proviene de actividades productivas, se puede clasificar en varios tipos:

- **Ingreso marginal:** Generado por el aumento de la producción en una unidad.

- **Ingreso medio:** Ingreso que se obtiene, en promedio, por cada unidad de producto vendido; es decir, es el ingreso total dividido en el total de unidades vendidas.
- **Ingreso del producto marginal:** Ingreso generado por la utilización de una unidad adicional de algún factor de producción (trabajo, capital).

Los ingresos también pueden clasificarse en ordinarios y extraordinarios. Los primeros son aquellos que se obtienen de forma habitual y consuetudinaria; por ejemplo, el salario de un trabajador que se ocupa en un trabajo estable, o las ventas de una empresa a un cliente que compra periódicamente o de forma habitual. Los ingresos extraordinarios son aquellos que provienen de acontecimientos especiales; por ejemplo, un negocio inesperado por parte de una persona o una emisión de bonos por parte de un gobierno.

#### **2.1.4. Depreciación.**

La depreciación es un reconocimiento racional y sistemático del costo de los bienes, distribuido durante su vida útil estimada, con el fin de obtener los recursos necesarios para la reposición de los bienes, de manera que se conserve la capacidad operativa o productiva del ente público.

A menudo es difícil estimar la vida útil y el valor de desecho o de recuperación de un activo fijo, pero es necesario determinarlo antes de poder calcular el gasto de depreciación para un periodo. Por lo general, una compañía estima la vida útil de acuerdo con la experiencia previa obtenida con activos similares propiedad de la empresa. Las autoridades fiscales y las distintas agrupaciones mercantiles establecen pautas para llegar a estimaciones aceptables, algunas de ellas se muestran en la siguiente tabla.

**Tabla 1.** Vida útil de los bienes depreciables

BIENES DEPRECIABLES	AÑOS DE VIDA UTIL
Edificaciones	50
Equipos y accesorios de generación, transmisión y distribución.	20
Muebles, encerados y equipos de oficina	10
Maquinaria y equipo	15
Equipos de comunicación y accesorios	10
Equipos de transporte y tracción	10
Equipo de computación y accesorios	5

**Fuente:** MEJIA, Jenny P. "Metodología para la evaluación económica y el análisis de riesgo e incertidumbre de un proyecto de inyección de agua". Tesis de Grado, UIS, 2008. Pag – 56.

Con excepción de los terrenos, la mayoría de los activos fijos tienen una vida útil limitada ya sea por el desgaste resultante del uso, el deterioro físico causado por terremotos, incendios y otros siniestros, la pérdida de utilidad comparativa respecto de nuevos equipos y procesos o el agotamiento de su contenido. La disminución de su valor, causada por los factores antes mencionados, se carga aun gasto llamado depreciación. La depreciación indica el monto del costo o gasto, que corresponde a cada periodo fiscal. Se distribuye el costo total del activo a lo largo de su vida útil al asignar una parte del costo del activo a cada periodo fiscal.

El cómputo de la depreciación de un periodo debe ser coherente con el criterio utilizado para el bien depreciado, es decir, si este se incorpora al costo y nunca es reevaluado, la depreciación se calcula sobre el costo original de adquisición, mientras que si existieron reevaluados, debe computarse sobre los valores reevaluados. Este cálculo deberá realizarse cada vez que se incorpore un bien o mejora con el fin de establecer el nuevo importe a depreciar. Por otro lado, debe considerarse el valor residual final ó valor recuperable que será el que tendrá el

bien cuando se discontinúe su empleo y se calcula deduciendo el precio de venta los gastos necesarios para su venta, incluyendo los costos de desinstalación y desmantelamiento, si estos fueran necesarios. La forma de calcular la depreciación es la siguiente:

$$IO + RE - VS = DEP$$

*Ecuación 1.*

Donde,

*IO*: Importe o costo inicial.

*RE*: Reevaluó afectado.

*VS*: Valor de salvamento.

*DEP*: Valor a depreciar.

Para calcular la depreciación imputable a cada periodo, debe conocerse el costo del bien, incluyendo los costos necesarios para su adquisición; la vida útil del activo que deberá ser estimada técnicamente en función de las características del bien, el uso que le dará, la política de mantenimiento del ente, la existencia de mercados tecnológicos que provoquen su obsolescencia, etc. y el valor residual final.

Se han desarrollado varios métodos para estimar el gasto por depreciación de los activos fijos tangibles. La depreciación de un año varía de acuerdo con el método seleccionado pero la depreciación total a lo largo de la vida útil del activo no puede ir más allá del valor de recuperación. Algunos métodos de depreciación dan como resultado un gasto mayor en los primeros años de vida del activo, lo cual repercute en las utilidades netas del periodo. Por tanto, el contador debe evaluar con cuidado todos los factores, antes de seleccionar un método para depreciar los activos fijos. Los cuatro métodos de depreciación más utilizados son el de la línea recta, el de unidades producidas, el de la suma de los dígitos de los años y el de la suma de los saldos decrecientes, estos se describirán brevemente a continuación:

- **Método de línea recta:** Se supone que el activo se desgasta por igual durante cada periodo contable. Este método se usa con frecuencia por ser sencillo y fácil de calcular. El método de la línea recta se basa en el número de años de vida útil del activo, de acuerdo con la ecuación:

$$\text{DEPRECIACION} = \frac{\text{Costo} - \text{ValorDeSalvamento}}{\text{VidaUtil}} \quad \text{Ecuación 2.}$$

- **Método de las unidades producidas:** Se basa en el número total de unidades que se usaran, las unidades que puede producir el activo, el número de horas que trabajará el activo o el número de kilómetros que recorrerá de acuerdo con las ecuaciones:

$$\text{DEPRECIACION} = \frac{\text{Costo} - \text{ValorDeSalvamento}}{\text{Unidades Pr oducidas}} \quad \text{Ecuación 3.}$$

$$\text{DEPRECIACION} = \frac{\text{Costo} - \text{ValorDeSalvamento}}{\text{HorasTrabajadas}} \quad \text{Ecuación 4.}$$

- **Método de la suma de los dígitos de los años:** Se rebaja el valor de desecho del costo activo, el resultado se multiplica por una fracción, con cuyo numerador representa el número de los años de vida útil que aun tiene el activo. Utilizando el camión como ejemplo el cálculo de la depreciación, mediante el método de la suma de los dígitos de los años, se realiza en la forma siguiente:

$$\text{DEPRECIACION} = \frac{\text{Costo} - \text{ValorDeSalvamento}}{\text{SumaDeAños}} \times (\text{TotalAños} - n) \quad \text{Ecuación 5.}$$

### 2.1.5. Impuestos.

El impuesto es la prestación de dinero o especie que establece el Estado conforme a la ley, con carácter obligatorio, a cargo de personas físicas y morales para cubrir el gasto público. La industria petrolera, se ve afectada principalmente por dos impuestos directos que son las regalías y el impuesto sobre la renta.

- **Regalías:** Las regalías son el pago efectuado al titular de derechos de autor, patentes, marcas o know-how a cambio del derecho a usarlos o explotarlos, o 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 que se deben administrar siguiendo los principios de transferencia, eficiencia, impacto, equidad y sostenibilidad. Las regalías representan un importante porcentaje de los ingresos del Estado, y una gran proporción de los presupuestos de inversión de aquellas regiones que participan de las mismas. Estos recursos tienen asignada una destinación de vital interés en términos sociales: cubrir las necesidades básicas de la población en los sectores de salud, educación, agua potable y saneamiento básico. Actualmente, el sistema de regalías se rige con base en la Ley 756 de 2002, por lo cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones.
- **Impuesto de renta:** Es una contribución que grava el ingreso de las personas y entidades económicas. El impuesto sobre la renta incluye el gravamen al trabajo, al capital y la combinación de ambos. Es un impuesto directo porque incide en forma específica sobre el ingreso de las personas y de las sociedades mercantiles. El impuesto sobre la renta, es de tipo nacional y se paga al fisco en función del resultado de la actividad financiera de las

empresas petroleras en un año. Es la principal fuente de recaudo de impuestos en la actividad de producción de petróleo. En Colombia, en los últimos años ha oscilado entre el 30% y 40%. Este impuesto se aplica sobre la ganancia bruta cuando ya se ha descontado la depreciación.

#### **2.1.6. Amortización.**

La amortización es un término económico y contable, referido al proceso de distribución en el tiempo de un valor duradero. Adicionalmente, se utiliza como sinónimo de depreciación, se emplea referido a dos ámbitos diferentes casi opuestos: la amortización de un activo o la amortización de un pasivo. En ambos casos se trata de un valor, habitualmente grande, con una duración que se extiende a varios periodos o ejercicios, para cada uno de los cuales se calculan una amortización, de modo que se reparte ese valor entre todos los periodos en los que permanece.

- **Amortización de un pasivo:** La obligación de devolver un préstamo recibido de un banco es un pasivo, cuyo importe se va reintegrando en varios pagos diferidos en el tiempo. La parte de capital (o principal) que se cancela en cada uno de esos pagos es una amortización. Los métodos más frecuentes para repartir el importe en el tiempo y segregar principal de intereses son el francés, alemán y el americano. El sistema Francés consiste en determinar una cuota fija, mediante el cálculo apropiado del interés compuesto se segrega el principal (que será creciente) de los intereses (decrecientes). El sistema Alemán determina que la amortización de capital sea fija. Por lo tanto los intereses y la cuota total serán decrecientes. El sistema Americano establece una sola amortización al final de un periodo, en el cual solo se pagan intereses, al no haber pagos de capital, los intereses son fijos.

- **Amortización de un activo:** Existen varios métodos de amortización, tanto de activos inmovilizados (cuotas fijas, crecientes, decrecientes, etc.). Se trata de técnicas aritméticas para repartir un importe determinado, el valor a amortizar, en varias cuotas, correspondientes a varios periodos. En algunos casos toma el mismo significado de la depreciación.
- **Amortizar desde el punto de vista contable:** Amortizar significa considerar que un determinado elemento del activo fijo empresarial ha perdido parte de su valor. Para reflejar contablemente este hecho, y en atención al método contable de partida doble, hay que: amortizar, es decir, considerar como pérdida del ejercicio la disminución del valor experimentado. Crear una cuenta negativa en el activo del balance, que anualmente vería incrementado su saldo con la indicada disminución del valor del bien. De esta forma todo elemento del activo fijo de la empresa vendría reflejado u obtención, y otra negativa (llamada Amortización Acumulada), en la cual se indica lo que vale de menos como consecuencia del paso del tiempo.

#### 2.1.7. **Valor de oportunidad.**

Cuando se pregunta por el valor de una maquina, se piensa inmediatamente en lo que pagamos por ella, y haciendo algunos ajustes, se llega a una cifra que a nuestro parecer es el valor de la maquina; estos ajustes están relacionados primordialmente con el desgaste de la maquina y con su obsolescencia, también incorporamos consideraciones de tipo inflacionario y ocasionalmente se piensa en el costo de reposición. Sin embargo, casi nunca se piensa en el valor de la maquina proveniente de la riqueza futura que pueda generar, que en últimas instancias es el valor relevante que tiene en recurso.

Es así, como el valor de oportunidad es un concepto relativo, como su nombre lo indica, a las oportunidades de extraer riqueza que enfrenta el poseedor o

controlador del recurso productivo. Entre mejores sean estas oportunidades, mayor es el valor de oportunidad del recurso. Un corolario de lo anterior es que no existe un valor único, general, para los recursos; solo existe una multiplicidad de valores de oportunidad, que son particulares.

## **2.2. METODOS DE ANALISIS ECONOMICO.**

Para realizar la evaluación económica de un proyecto se utilizan diferentes métodos, entre los que se pueden mencionar el Valor Presente Neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR) y el tiempo de recuperación de la inversión o Payback Time. Cada método evalúa un criterio diferente, y seleccionar un proyecto a partir de uno de ellos no es conveniente, para la selección se debe utilizar varios de estos métodos que llevan al inversionista a tomar la decisión más adecuada.

### **2.2.1. Valor presente neto, VPN.**

El Valor Presente Neto (NPV) cuantifica el valor actual de un Proyecto cuyo Flujo de Caja Neto (Net Cash Flow - NCF) es comparado con una inversión normal o de oportunidad (Comúnmente bancaria) y descontado a un punto de referencia común. Normalmente un año.

El valor presente neto de un proyecto de inversión no es otra cosa que su valor medido en dinero de hoy, o expresando esta idea de otra manera, es el equivalente en \$ actuales de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto.

Cuando el VPN es menor que cero implica que hay una pérdida a una cierta tasa de interés o por el contrario si el VPN es mayor que cero se presenta una ganancia.

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{FDC}{(1+i)^n} \quad \text{Ecuación 6.}$$

De donde,

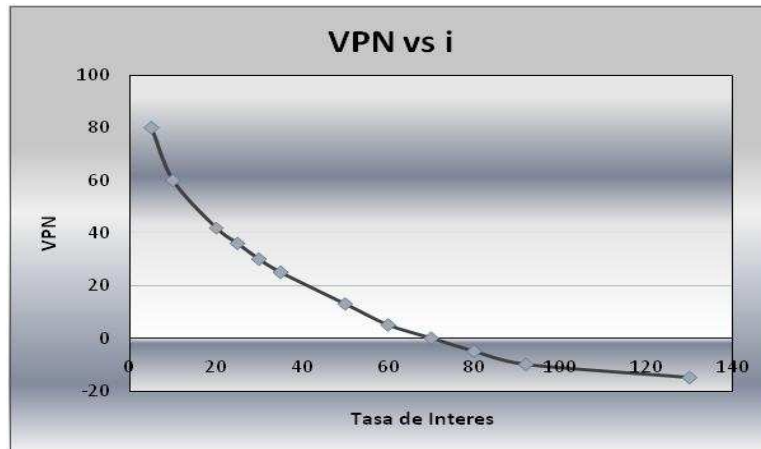
FDC = Ganancias netas – Impuestos.

En resumen, se puede afirmar lo siguiente respecto al valor presente neto, como índice para evaluar la bondad económica de un proyecto de inversión:

- Su valor depende de la tasa de interés que se emplea para computarlo.
- Si  $i$  es la tasa de interés que se utiliza en el cálculo del valor presente, entonces:
  - $VPN(i^*) > 0$  indica que los dineros invertidos en el proyecto rinden mas del  $i^*$ .
  - $VPN(i^*) = 0$  señala que los dineros invertidos en el proyecto rinden exactamente del  $i^*$ .
  - $VPN(i^*) < 0$  muestra que los dineros invertidos en el proyecto rinden menos del  $i^*$ .
- Si además  $i^*$  es la tasa de interés de oportunidad, entonces:
  - $VPN(i^*) > 0$  señala que el proyecto es conveniente.
  - $VPN(i^*) = 0$  indica que el proyecto es indiferente.
  - $VPN(i^*) < 0$  muestra que el proyecto no es atractivo.

En consecuencia, para un mismo proyecto puede presentarse que a una cierta tasa de interés el VPN puede varia significativamente, hasta el punto de llegar a rechazarlo o aceptarlo según sea el caso. Por lo general, el VPN disminuye a medida que aumenta la tasa de interés, como se muestra en la siguiente figura.

**Figura 5.** Valor Presente Neto en función de la tasa de interés.



**Fuente:** El Autor.

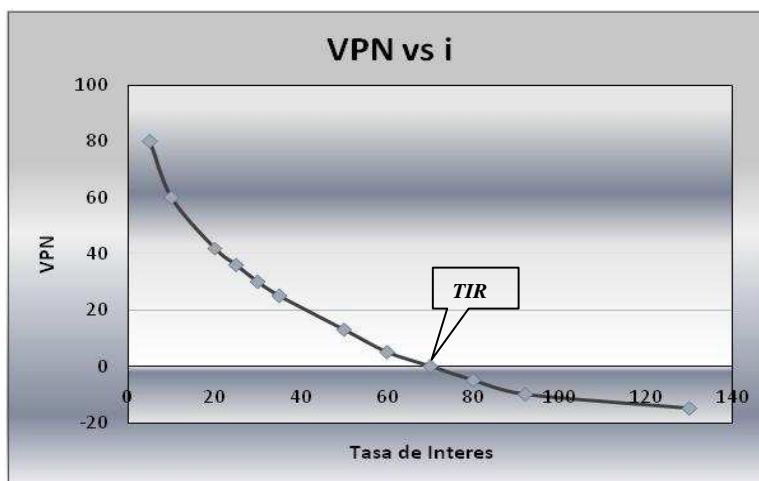
### 2.2.2. Tasa Interna de Retorno.

Se llama así a la Tasa de Descuento necesaria para que los Valores Presente de Flujo de Caja saliente y entrante sean iguales. Es decir, es aquella Tasa de Descuento cuyo Valor Presente Neto es cero (NPV = 0). También es conocida con la tasa de rentabilidad, producto de la reinversión de los flujos netos de efectivo dentro de la operación propia del negocio o la tasa crítica de rentabilidad, cuando se compara con la tasa mínima de rendimiento requerida para un proyecto de inversión específico. Matemáticamente, el cálculo del TIR se representa en la siguiente ecuación:

$$VPN = 0 = \left[ \frac{FDC1}{(1+i)^1} \right] + \left[ \frac{FDC2}{(1+i)^2} \right] + \left[ \frac{FDC3}{(1+i)^3} \right] + \dots + \left[ \frac{FDCn}{(1+i)^n} \right] - Inv \quad \text{Ecuación 7.}$$

De manera gráfica, el TIR se puede establecer en el corte con eje X, como se puede observar la siguiente figura:

**Figura 6.** Tasa Interna de Retorno.



**Fuente:** El Autor.

### 2.2.3. Tiempo de recuperación de la inversión o PAYBACK TIME.

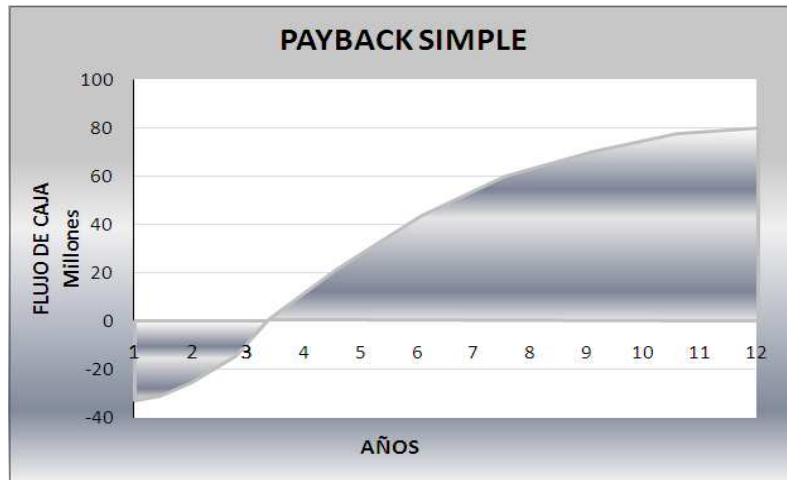
Es el tiempo en el cual se recupera el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto, es decir, para que los flujos de caja netos positivos sean iguales a la inversión inicial. Se puede calcular de dos maneras diferentes:

- **Payback Simple:** Es el tiempo que se necesita para recuperar el dinero que se invirtió inicialmente, considerando los flujos de efectivo sin tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo. La ecuación que permite calcular el tiempo de recuperación de la inversión es la siguiente:

$$\text{PaybackSimple} = \frac{\text{InversionInicial}}{\text{FlujoDeEfectivoAnual}} \qquad \text{Ecuación 8.}$$

De manera gráfica, la recuperación de la inversión se podría ver representada como en la siguiente figura:

**Figura 7. Payback Simple.**



**Fuente:** El Autor.

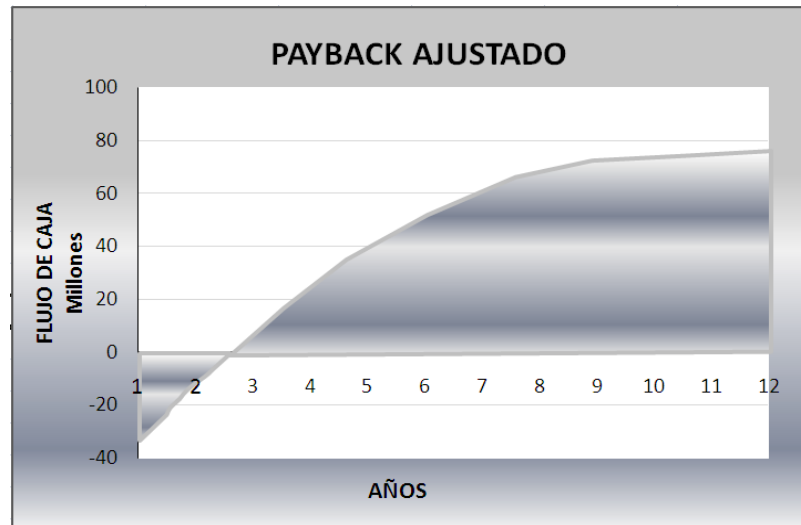
Aunque no considera el valor del dinero en el tiempo es de gran utilidad al momento de evaluar proyectos, ya que proporciona una medida del riesgo del proyecto, así como que tanto será necesario para que la inversión sea recuperada.

- **Payback ajustado:** en él, toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Este método, compara el valor presente de cada uno de los flujos de efectivo operativos netos, con el valor presente de la inversión neta requerida. Es decir, calcula el tiempo que se necesita para que el dinero que entra al negocio, ajustado por su valor en el tiempo, sea igual al monto originalmente invertido, también ajustado por su valor en el tiempo. La ecuación es la siguiente:

$$\text{PaybackAjustado} = \frac{VP_{\text{inversionInicial}}}{VP_{\text{flujodeEfectivoAnual}}} \quad \text{Ecuación 9.}$$

La representación grafica del Payback Ajustado es la siguiente:

**Figura 8.** Payback Ajustado.



**Fuente:** El Autor.

### 3. RIESGO E INCERTIDUMBRE EN PROYECTOS PETROLEROS<sup>3</sup>.

El riesgo es la oportunidad de una pérdida. Es la posibilidad de que el flujo de efectivo no alcance o exceda las expectativas. Es importante diferenciar entre riesgo e incertidumbre. 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. Por ejemplo, existe incertidumbre de que mañana pueda llover lo cual implica un riesgo para quien no lleve paraguas y una oportunidad para quien necesite rociar su jardín.

En forma general, el riesgo es una medida de la variabilidad de los posibles resultados que se pueden esperar de un evento. Desde el punto de vista financiero, la incertidumbre de un proyecto es una medida de la dispersión de los flujos de caja esperados, o el elemento sorpresa con respecto al retorno esperado, la cual puede ser medida como la desviación estándar de dichos flujos. El riesgo, contempla las probabilidades de perder dinero al considerar las variables más importantes en el desarrollo del proyecto. Desde el punto de vista de la supervivencia de la compañía, riesgo es el conjunto de eventos inciertos o condiciones que atentan contra el cumplimiento de la estrategia de negocios de la compañía. La incertidumbre del proyecto o situación analizada depende de las diferentes posibilidades que puedan tener los escenarios que se consideren. Entre mayor sea la dispersión de los flujos de caja que se puedan obtener, mayor será la incertidumbre.

---

<sup>3</sup>BRAVO, Oscar. Gestión Integral del Riesgo. Tomo I. BRAVO & SANCHEZ PUBLICACIONES 2006. Pág., 7-8

### **3.1. IDENTIFICACION DE RIESGOS<sup>4</sup>.**

Una cosa es el establecimiento de los riesgos que pueda tener el proyecto para cumplir con sus objetivos trazados, lo cual esta asociados a los futuros ingresos y costos durante la vida útil del proyecto, y otra, poder identificar los problemas potenciales en que se incurra para poderlo llevar a cabo sin contratiempos que impliquen atrasos y sobrecostos.

Dentro de los procedimientos para identificar este tipo de riesgos se encuentra el método de lluvia de ideas, que es utilizado especialmente con equipos de trabajo que presentan diferentes niveles de autoridad y experiencia. Lo que se busca es la generación de la mayor cantidad posible de ideas o identificación de riesgos partiendo del principio del pensamiento divergente. Se requiere escrudiñar todo aquello que pudiese salir mal con el proyecto u oportunidad de negocio, así como las razones para ello.

Con el fin de que el proceso sea productivo se requiere de la participación de un grupo heterogéneo de personas con diferentes niveles de conocimiento y experiencia en los diferentes procesos involucrados. Para el éxito de este tipo de herramientas es importante tener en cuenta las siguientes reglas:

- Promover la generación de ideas no convencionales.
- Durante el ejercicio es más importante la cantidad de ideas que la calidad de las mismas.
- No calificar las ideas como “buenas” ó “malas”.
- Soportar las ideas de otros.

Para el éxito del proceso se requiere, además del cumplimiento de estas reglas, el promover un ambiente de trabajo que permita a los participantes la generación

---

<sup>4</sup>BRAVO, Oscar. Gestión Integral del Riesgo. Tomo I. BRAVO & SANCHEZ PUBLICACIONES 2006. Pág., 120-121

libre y espontánea de ideas. Para conseguirlo, es importante enfatizar en la importancia de mirar el problema analizado desde diferentes ángulos o facetas, y que permita hablar libremente y en términos que sean de fácil comprensión para el resto del equipo.

### **3.2. CLASIFICACION DE RIESGOS<sup>5</sup>.**

Para cualquier proyecto existe una serie de riesgos que deben considerarse y agruparse en una guía de apoyo para el análisis financiero. Para poder caracterizar el riesgo, se necesita describir el riesgo mediante la definición de las consecuencias que conlleva este riesgo, y las posibles acciones de mitigación.

#### **3.2.1. Riesgos de asignación de recursos.**

**3.2.1.1. Mayores costos a los inicialmente esperados:** Están relacionados con los sobrecostos que puede llegar a tener un proyecto y con frecuencia llegar a afectar considerablemente los retornos esperados del mismo.

**3.2.1.2. Retrasos en la ejecución:** Ocurren debido a la falta de consideración de todos los agentes que se debe tener en cuenta para la debida ejecución del cronograma inicial, tales como: mala planeación, no contar con el personal idóneo, demora en la consecución de permisos, entre otras.

**3.2.1.3. Mayores costos de producción:** Está asociada a la posibilidad de que los costos fijos y variables relacionados con el proyecto sean mayores que los presupuestados en la evaluación inicial.

---

<sup>5</sup>BRAVO, Oscar. Gestión Integral del Riesgo. Tomo I. BRAVO & SANCHEZ PUBLICACIONES 2006. Pág., 128-132

### **3.2.2. Riesgos operacionales.**

Son los obstáculos u oportunidades que se presentan en la operación del día a día, y que impiden alcanzar los objetivos y metas trazadas. Por su naturaleza rutinaria suelen tener infinidad de acciones de control y mitigación, las cuales permiten a la empresa adelantar sus labores normales evitando incidentes y sin mayores contratiempos.

### **3.2.3. Riesgos del entorno.**

Son aquellos que no dependen de fallas en los procedimientos internos de la compañía y se hacen evidentes al momento de rendir cuentas como parte de la gestión de desempeño.

**3.2.3.1. Precio del hidrocarburo:** La fluctuación en los precios internacionales del crudo son factores críticos para determinar la viabilidad del proyecto. Un correcto análisis y medición son muy importantes a fin de poder ilustrar los riesgos y oportunidades disponibles.

**3.2.3.2. Situación de orden público:** Si bien en muchos casos los problemas de orden público se reflejan en mayores sobrecostos del proyecto, ocurren circunstancias en la que, a causa de voladuras a la infraestructura (puentes, equipo, torres eléctricas, etc...) y situaciones adversas se deba restringir o suspender la producción total o parcialmente.

**3.2.3.3. Situación política del país:** Comprende las posibilidades de nacionalización de la industria, cambio en la estabilidad política de la nación, corrupción y demoras en los trámites.

### **3.3. ANALISIS DE RIESGOS<sup>6</sup>.**

El análisis de riesgo es apropiado cuando son probables variaciones significativas en los resultados de los diferentes estados futuros y se pueden asignar probabilidades a esos estados.

A continuación, se describirán dos herramientas disponibles para realizar el análisis de riesgo: los análisis cualitativo y semicuantitativo.

#### **3.3.1. Análisis cualitativo.**

No todos los riesgos identificados son críticos para el desarrollo del proyecto, ni a todos se les puede prestar el mismo nivel de atención. Para asignar la mayor cantidad de recursos a los riesgos que más lo justifican, es necesario poder evaluar y priorizar los riesgos mediante el análisis cualitativo o matriz de riesgos.

Para ello se recomienda seguir los siguientes pasos:

- ❖ Definir adecuadamente el evento o escenario a analizar.
- ❖ Estimar las consecuencias o impactos potenciales.
- ❖ Estimar las probabilidades de ocurrencia de las consecuencias.

La evaluación de las consecuencias se basa en escenarios supuestos de “que puede ocurrir”, y la estimación de la probabilidad en información histórica acerca de lo que ocurrió en tales escenarios, en similares condiciones, sabiendo que las circunstancias no son exactamente las mismas. A continuación de manera ilustrativa se presenta la evaluación de algunos de los riesgos una cadena de restaurantes, mediante la utilización de una matriz de cuatro colores, los cuales reflejen el nivel de gravedad en el impacto y manejo de los riesgos. (Ver figura No 2).

---

<sup>6</sup>BRAVO, Oscar. Gestión Integral del Riesgo. Tomo I. BRAVO & SANCHEZ PUBLICACIONES 2006. Pag 133-138.

**Figura 9. Análisis cualitativo**

		PROBABILIDAD					
I M P A C T O		Remoto	Poco probable	Posible	Probable	Frecuente	
		Productos sustitutos			Deficiencia en el servicio	Fallas de producto final	Critico
		Recursos limitados		Compras con mala calidad	Defic atención a clientes	Equipos deficientes	Alto
				Sistemas de seg deficientes	Movim. de la competencia	Fallas de proveedores	Intermedio
		Variación en la tasa de cambio				Información atrasada	Moderado
	Cambio régimen fiscal					Bajo	

	Se requiere tratamiento inmediato
	Definir acciones de mitigación y control
	Nivel aceptable, requiere seguimiento
	Monitoreo periódico

**Fuente:** BRAVO, Oscar. *Gestión Integral del Riesgo. Tomo I. BRAVO & SANCHEZ 2006. Pag - 136*

### 3.3.2. Análisis semicuantitativo.

El análisis semicuantitativo consiste en asignar valores numéricos a las escalas de la matriz, con el fin de evitar problemas asociados con la subjetividad y la falta de exactitud al momento de la calificación de los riesgos utilizando el método cualitativo sin que se requiera aun de magnitudes exactas, las cuales van a ser posibles de obtener en la medida que se adelante un análisis cuantitativo.

Para definir escalas en cuanto a la probabilidad de ocurrencia conviene utilizar referentes relacionados con el número de veces que ha ocurrido el evento ya sea en la empresa, la región, el país y aun a escala internacional si es del caso.

Para situaciones que rara vez ocurren, como un terremoto o un atentado contra la infraestructura, conviene en ocasiones expresar la escala en términos de probabilidad de ocurrencia.

Como ejemplo, se presentan unas escalas para impactos diferentes en la Tabla 2.

**Tabla 2.** Ejm calificación al impacto del riesgo

	Bajo (1)	Moderado (2)	Intermedio (5)	Alto (10)	Critico (20)
<b>Salud de personas (S)</b>	Lesiones menores	Restricción para trabajar	Incapacidad temporal	Incapacidad permanente	Fatalidades
<b>Medio Ambiente (MA)</b>	Efecto confinado		Daño severo de corto plazo		Daño severo y prolongado.
<b>Activos Operacionales (A)</b>	Daños menores	Parada equipo hasta 1 día.	Parada equipo de 1 a 7 días.	Parada equipo de 1 a 4 semanas.	Parada equipo mayor a 1 mes.
<b>Imagen (I)</b>	Local	Municipal	Departamental	País	Internacional
<b>Financiero (F)</b>	Menor a 1000 KUS\$	1000 – 10000 KUS\$	10000 – 100000 KUS\$	100000 – 1 MUS\$	Mayor a 1 MUS\$
<b>Retrasos en la ejecución (R)</b>	Menor a 1 día.	1 día a 1 semana.	1 semana a 1 mes.	1 mes a 6 meses.	Mayor a 6 meses.

**Fuente:** BRAVO, Oscar. *Gestión Integral del Riesgo. Tomo I.* BRAVO & SANCHEZ 2006. Pag - 137

Para calificar la probabilidad de ocurrencia, se puede utilizar un esquema similar al que se presenta a continuación:

**Tabla 3.** Ejm calificación de la probabilidad de ocurrencia del riesgo.

PROBABILIDAD	CALIFICACION	DESCRIPCION
Remoto (A)	1	Muy remoto (1 vez cada 100 años)
Improbable (B)	2	Inusual (1 vez cada 10 años)
Posible (C)	5	Posible (1 vez cada 5 años)
Probable (D)	10	Accidentes aislados (1 vez cada año)
Frecuente (E)	20	Incidentes repetidos (varias veces por año)

**Fuente:** BRAVO, Oscar. *Gestión Integral del Riesgo. Tomo I.* BRAVO & SANCHEZ 2006. Pag - 137

Utilizando los criterios ya establecidos en las anteriores tablas se califican y agrupan los riesgos en la siguiente tabla, y así, descifrar los de mayor impacto con respecto al proyecto (Tabla No 4).

**Tabla 4.** Valoración semicuantativa de los riesgos.

FACTORES DE RIESGO	P	I	Tipo I	P x I
R.1.				
R.2.				
R.3.				
.....				
R.n.				

- RIESGO OPERACIONAL.
- RIESGO ENTORNO.
- RIESGO FINANCIERO...
- 

-----UBICACIÓN DE RIESGOS IDENTIFICADOS

**Fuente:** BRAVO, Oscar. *Gestión Integral del Riesgo. Tomo I.* BRAVO & SANCHEZ 2006. Pag - 137

De donde;

**P:** Probabilidad de ocurrencia.

**I:** Impacto.

**Tipo I:** Tipo Impacto preestablecido (S; MA; A; I; F; R)

**Px I:** Probabilidad x impacto.

Con lo anterior se obtiene la ventaja de que se generan conclusiones basadas en hechos y no en apreciaciones. Sin embargo, tiene la gran limitación de que se requiere tener datos para su construcción, algo con lo que es difícil de contar en muchos casos.

### **3.4. ANALISIS DE SENSIBILIDAD.**

El análisis de sensibilidad permite confirmar la priorización de riesgos realizada con el análisis cualitativo. Su relevancia radica en que se trata de una herramienta simple de construir e interpretar, y ofrece un buen punto de partida para análisis más completos. Para ello, es necesario que cada riesgo que se desea analizar se encuentre especificado como una variable independiente dentro de los flujos de caja. Posteriormente se procede a multiplicar cada una por un factor, típicamente por el 10 por ciento del valor original y se revisa el impacto relativo sobre el VPN del proyecto.

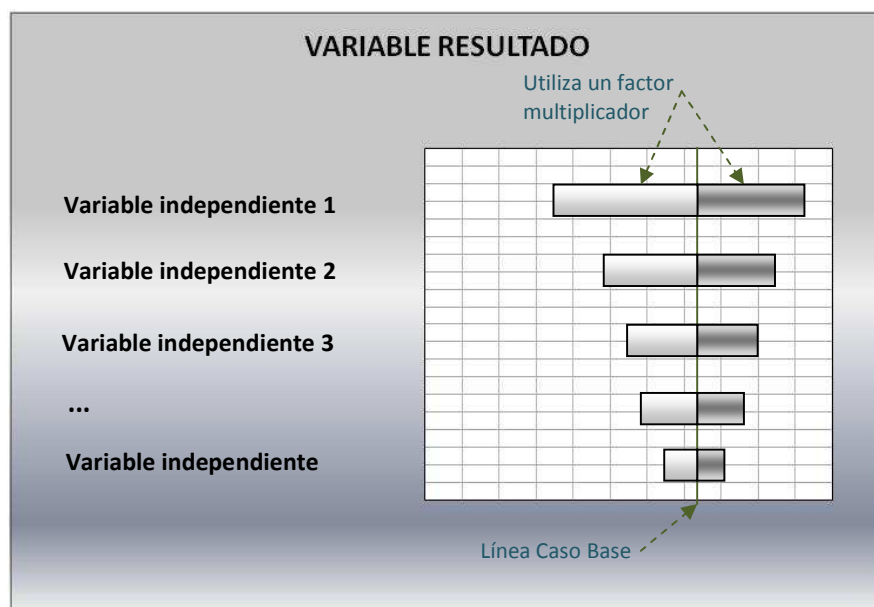
Existen esquemas diferentes de los análisis de sensibilidad, que son empleados de acuerdo con el nivel de complejidad deseados, entre ellos se encuentran el *análisis tipo tornado* y el *análisis tipo araña*. Con estos se busca visualizar el comportamiento de una variable resultado, tal como el VPN, a una variable cambiante, que pudiera ser el precio del petróleo.

Tradicionalmente, el Análisis de Tornado es más empleado, debido a que es más fácil de leer e interpretar puesto que las variables se organizan de acuerdo con su nivel de referencia en el resultado final. Sin embargo, el Análisis Tipo Araña se utiliza para revisar el comportamiento lineal de las variables dependientes.

### 3.4.1. Análisis tipo tornado.

Se debe su nombre a que se organizan las variables de acuerdo con su nivel de relevancia en el resultado final y se presentan las variaciones en términos absolutos, lo cual permita visualizar de una forma más clara la repercusión que tiene cada variable sobre el VPN del proyecto. La línea vertical representa el caso base. En algunas ocasiones es posible apreciar visualmente el punto de equilibrio de acuerdo con el desempeño de cada una de las variables analizadas, lo cual se logra trazando una línea imaginaria cuando la utilidad se hace igual a cero.

**Figura 10.** Esquemas análisis tipo tornado.



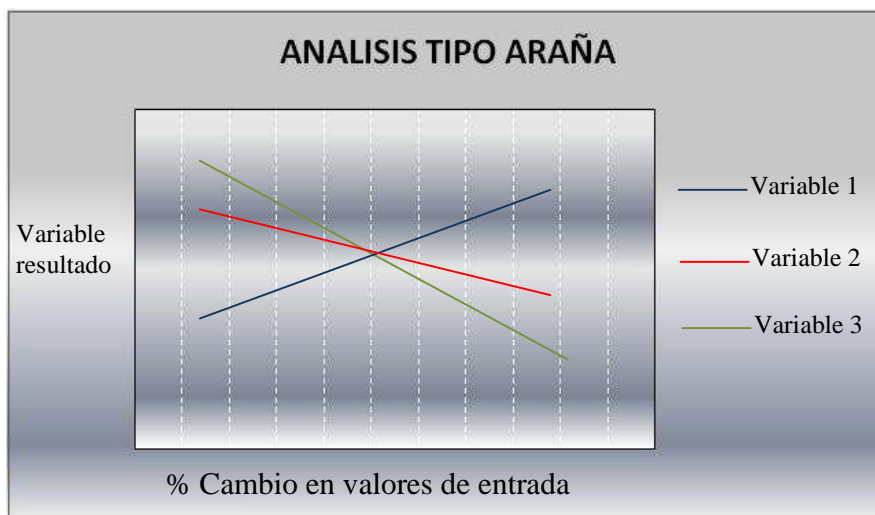
**Fuente:** El Autor

Las barras de color más oscuro, ubicadas a la derecha de la línea vertical que representa el caso base, indican que se comportan en forma directamente proporcional a la variable dependiente. En el caso de una variable que sea inversamente proporcional al resultado esta ira a la parte izquierda.

### 3.4.2. Análisis tipo araña.

Este tipo de análisis permite establecer el impacto porcentual de la variación de las incertidumbres presentes en el proyecto. Estos diagramas, representan los mismos valores y rangos presentes en el análisis tornado, pero su representación grafica varia ya que aquí se representan cambios porcentuales respecto a valores fijos de referencia. De modo que la pendiente de las líneas es un indicador de lo significativo que es un parámetro para el cálculo de la utilidad.

**Figura 11.** Esquemas análisis tipo araña.



**Fuente:** El Autor

Este tipo de análisis permite revisar el comportamiento lineal de las variables dependientes.

## **4. DESCRIPCION DEL PROYECTO DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO CANTANGALLO 2005-2008**

### **4.1. CAMPO CANTAGALLO<sup>7</sup>.**

La historia del campo Yariguí-Cantagallo se remonta a finales de 1937 cuando una subsidiaria de la Socony Vacuum, la Empresa de Petróleos del Río Magdalena, inicio estudios en el valle medio del río. El 16 de Diciembre de 1939 le fue otorgada la concesión Cantagallo.

En el mes de Diciembre de 1941, con la perforación del pozo Cantagallo 1, denominado inicialmente Cimitarra 1, el cual alcanzo una profundidad de 1494 ft con manifestaciones de gas y aceite, se descubrió el yacimiento petrolero del mismo nombre (Cantagallo), confirmado con la perforación del pozo Cantagallo 2, denominado inicialmente Cimitarra 2, el cual produjo al inicio 286 bpd. A mediados de 1951 la concesión fue adquirida por la empresa Shell Cóndor, la cual reinicio la perforación de pozos que había sido suspendida en 1949. Con los resultados obtenidos la compañía Shell Cóndor solicitó al gobierno Colombiano La Concesión San Pablo, la cual fue otorgada en el año de 1953, descubriendo el campo Yariguí, el cual vino a ser la continuación lateral hacia el oriente del campo Cantagallo. La concesión San Pablo revirtió al estado en Noviembre de 1985.

La explotación de los campos Cantagallo y Yariguí alcanzó su producción máxima en los años 1963 y 1964, cuando se llegaron a 19000 y 17000 bpd, respectivamente. Entre los años 1967 y 1968 la Shell Cóndor suspendió la actividad de perforación, limitándose a obtener la producción de los campos dentro de una acelerada declinación. En 1974, fruto de una negociación entre Ecopetrol y la Shell, se creó la compañía de Explotaciones Cóndor S.A, empresa que

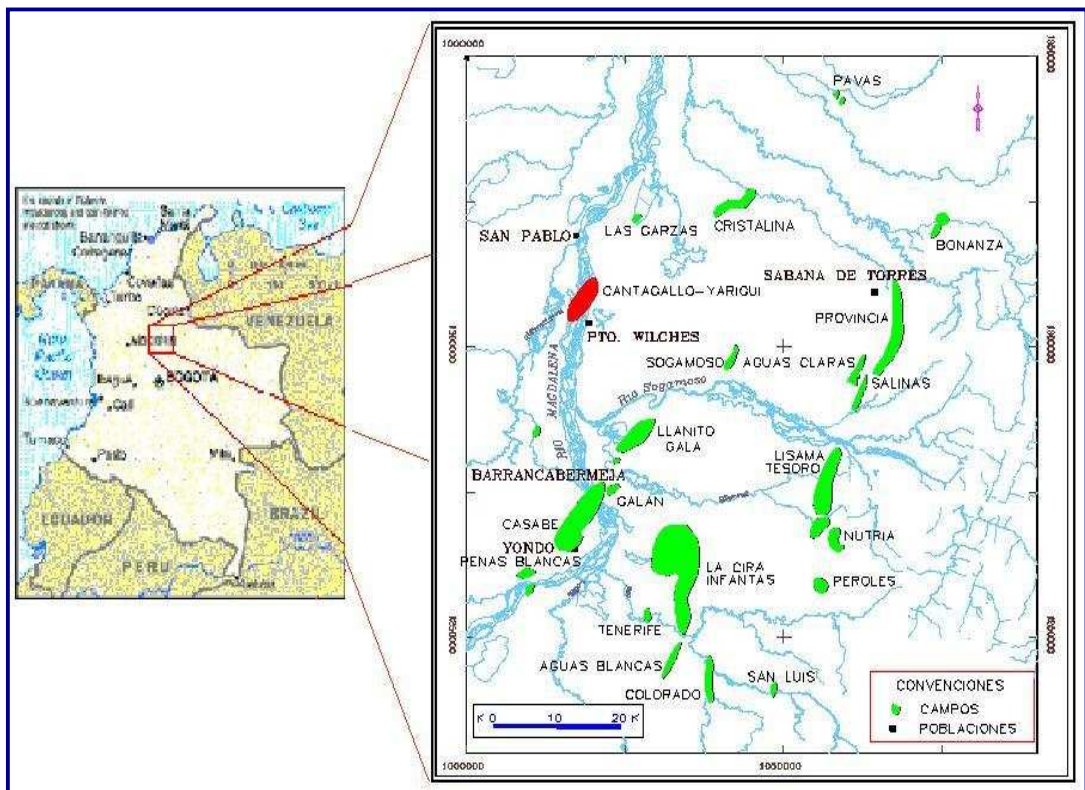
<sup>7</sup>SARMIENTO L. E. "Informe ECOPETROL Aplicaciones Tecnológicas Proyecto de Estimulación Orgánica", Superintendencia de Activos del Río Gerencia Regional Magdalena Medio, Septiembre 2007

continuo con la explotación del campo Cantagallo, la cual a partir del 14 de Diciembre de 1987 revirtió a la Nación.

#### 4.1.1. Localización.

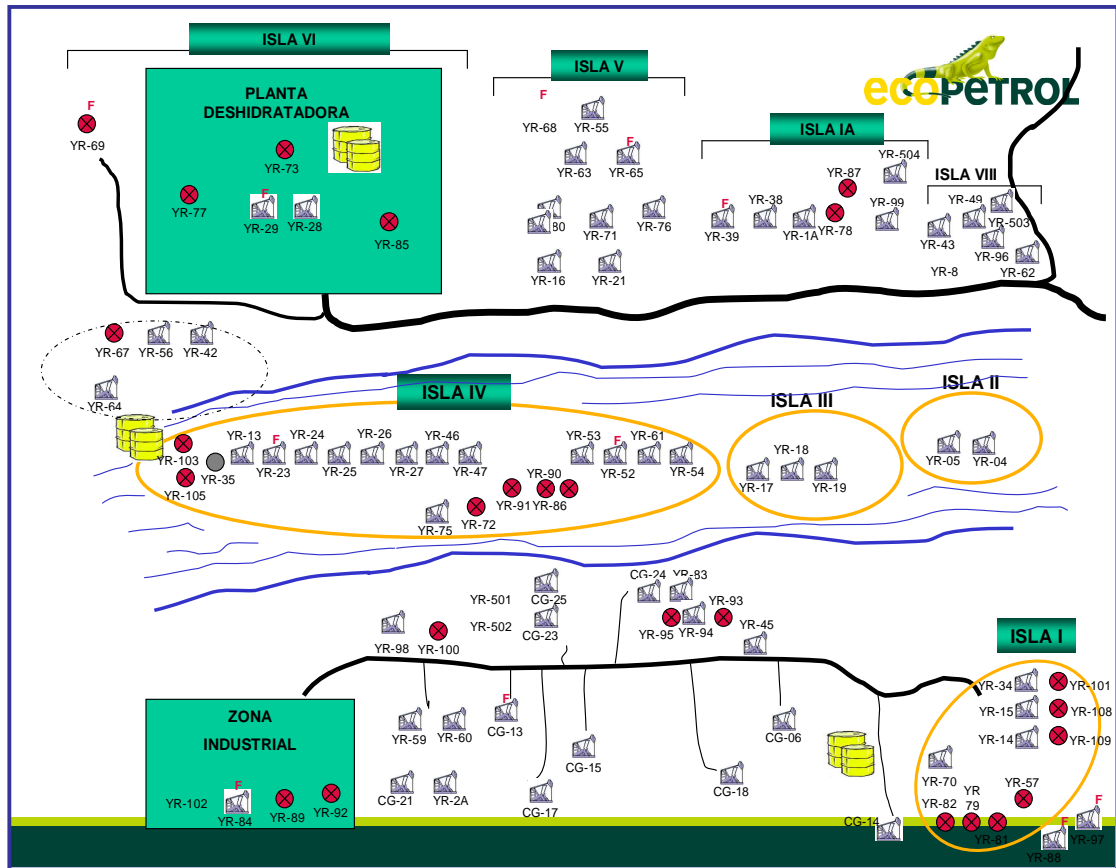
El Campo Yariguí – Cantagallo, se encuentra localizado hacia la parte central del flanco Occidental de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en los límites de los Departamentos de Santander y de Bolívar; a la altura de los municipios de Puerto Wilches (Santander) y Cantagallo (Bolívar), con una extensión aproximada de 14 km<sup>2</sup>, 7 Km de largo por 2 Km de ancho (Figura 14).

**Figura 12.** Localización del Campo Yariguí - Cantagallo.



**Fuente:** Informe Ecopetrol Aplicaciones Tecnológicas Proyecto de Estimulación Orgánica Superintendencia de Activos del Rio Gerencia Regional Magdalena Medio.

Figura 13. Campo Yarigui - Cantagallo.



**Fuente:** Informe Ecopetrol Aplicaciones Tecnológicas Proyecto de Estimulación Orgánica Superintendencia de Activos del Rio Gerencia Regional Magdalena Medio.

#### 4.1.2. Geología estructural.

La estructura al tope del miembro Arenas Cantagallo de La Formación La Paz consiste de un monoclinial buzando hacia el SE, con buzamiento de mayor ángulo en el área cercana a la Falla de Cantagallo en donde alcanza los 50°, suavizándose hacia el este hasta alcanzar buzamientos de 9° en cercanías de los pozos Yarigui-1 y Yarigui-8 (Figura 14).

En el área, la Falla de Cantagallo es el trazo más norte de la Falla de Cimitarra, que a su vez se desprende de la Falla de rumbo de la Palestina. La Falla de Cantagallo como control estructural del Campo, tiene un rumbo aproximado N33° E y presenta variaciones en la inclinación del plano de falla. Esta falla pone en contacto rocas de La Formación Girón (Jurásico) con rocas cretácicas y terciarias.

Se ha considerado de tipo normal con un buzamiento casi vertical y presenta desplazamientos variables hasta de 7000 pies, que en parte son debidos a un movimiento de rumbo que ha sido propuesto con base en los fallamientos asociados a esta estructura, y a la ausencia de sedimentos Cretáceos y parte de terciarios al Oeste de esta falla. A esta falla se le asigna un lapso de tiempo comprendido entre el Jurásico y el Cretáceo, con reactivaciones en su desplazamiento vertical en el Terciario y especialmente con mayor actividad en el Eoceno Superior.

Esta falla ha servido de barrera a la migración y acumulación de hidrocarburos y es la causa principal de su entrampamiento<sup>8</sup>.

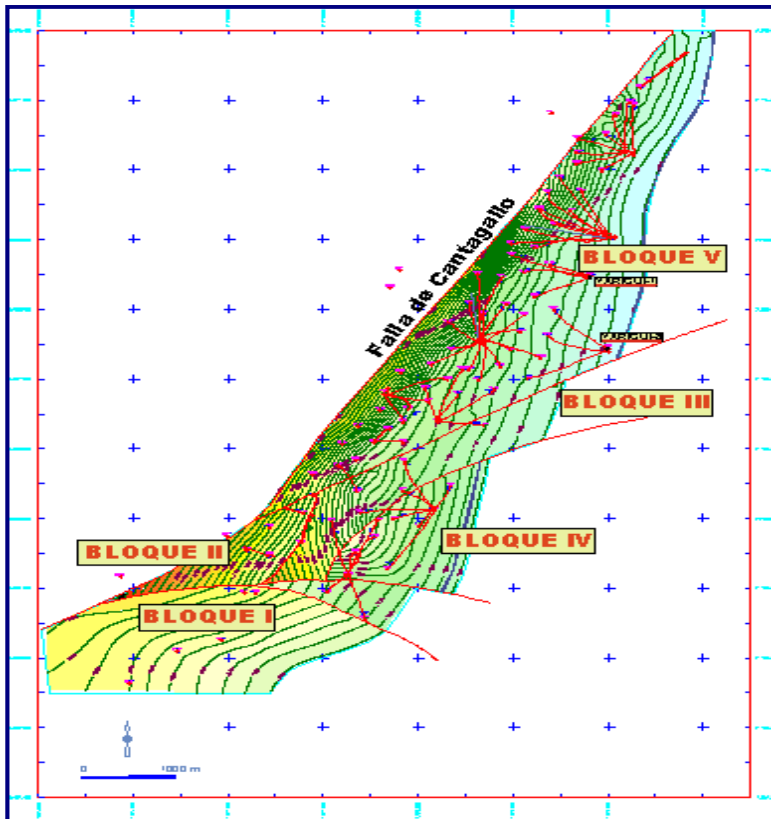
El sistema de Fallas de Caño Patico, se encuentra en la parte más meridional del Campo y a su vez le sirve de límite sur. En términos generales lleva una dirección SW – E - NE. Es de tipo normal con desplazamiento de 200 pies en la vertical. Este sistema se desprende de la Falla de Cantagallo y se le asigna una edad Mioceno medio - superior, puesto que alcanza a afectar los sedimentos de La Formación Mugrosa del Oligoceno.

Existen otras fallas transversales, principalmente de tipo normal, que cortan el monoclinial en cinco bloques y de acuerdo con su comportamiento de producción, el mecanismo de producción de los yacimientos varía en cada uno de ellos.

---

<sup>8</sup>Cáceres, *et al*, 1976. "Informe ECOPELROL No. 517".

**Figura 14.** Mapa estructural al tope de las Arenas Cantagallo.



**Fuente:** Informe Ecopetrol Aplicaciones Tecnológicas Proyecto de Estimulación Orgánica Superintendencia de Activos del Rio Gerencia Regional Magdalena Medio.

#### 4.1.3. Estratigrafía:

Con base en los pozos perforados, se validó la secuencia estratigráfica del Campo, Figura 15.

**4.1.3.1. Formación Real:** Compuesta por arenisca cuarzosa de grano medio a conglomerática, subangular a subredondeado, con intercalaciones de arcillolita de color gris verdoso, rojo y violeta, parcialmente limosas. Existen pequeños lentes de carbón lignítico micropiritoso. Su espesor aproximado es de 2600 pies.

**4.1.3.2. Formación Colorado:** Operacionalmente ha sido dividida en las unidades Arenas A0 a A3, y está conformada por una alternancia de areniscas de grano medio con intercalaciones de arcillolitas varicoloreadas. El miembro superior de esta formación se conoce como La Cira Shale, caracterizada por una secuencia de arcillolitas verdes ricas en restos y fragmentos de fósiles.

**4.1.3.3. Formación Mugrosa:** Con base en las propiedades de los registros eléctricos se divide en cuatro miembros informales de base a techo: “Arenas B3”, “Arenas B2”, “Arenas B1”, “Arenas B0” y el “Horizonte Fosilífero de Mugrosa”.

Las “Arenas B3” se consideran como un tercer objetivo de producción del Campo. Litológicamente están constituidas por una alternancia de areniscas grauwáticas con arcillolitas y limolitas varicoloreadas. Su contacto con las infrayacentes “Arenas C” de La Formación La Paz es discordante, mientras que con las suprayacente “Arenas B2” es concordante.

**4.1.3.4. Formación La Paz:** Contiene las principales arenas productoras del Campo. Con base en las propiedades eléctricas se han diferenciado dos miembros denominados “Arenas Cantagallo” y “Arenas C”.

Figura 15. Columna Estratigráfica del Campo Yarigui-Cantagallo.

PER.	EPOCA	FORMACION.	ZONA	LITOLOGIA
T E R C I A R I O	PLEISTOCENO PLOCENO	GRUPO MESA (Tpm)		
	M I O C E N O	GRUPO REAL (Tmr)		
O L I G O C E N O	F M. C O L O R A D O (Toc)		La Cira Shale	
			Arenas A0	
			Arenas A1	
			Arenas A2	
			Arenas A3	
			Arenas B0	
			Arenas B1	
			Arenas B2	
			Arenas B3	
			Arenas C	
E O C E N O	FORMACION LA PAZ (Tep)		Arenas Cantagallo	
C R E T A C E O	CAMPANIANO	FORMACION UMIR (Ksu)		
	SANTONIANO	FORMACION LA LUNA (Ks l)		
	CONIACIANO			
	TURONIANO			
	APTIANO			
	ALBIANO	FORMACION SIMITI (Kis)		
	APTIANO	FORMACION TABLAZO (KR)		
	BARREMIANO	FORMACION PAJA (Kip)		
	HAUTERIVIANO	FORMACION ROSABLANCA (Kirb)		
	VALANGINIANO	FORMACION TAMBOR (Kita)		
JURASASICO	FORMACION GIRON (Jg)			

**Fuente:** Informe Ecopetrol Aplicaciones Tecnológicas Proyecto de Estimulación Orgánica Superintendencia de Activos del Rio Gerencia Regional Magdalena Medio.

- **Arenas Cantagallo.** Principal horizonte productor, constituido por areniscas grauwáticas, mal seleccionadas, intercaladas con niveles de arcillolitas. En general denotan una gran variación en su composición y en su granulometría,

tanto en sentido lateral como en el sentido vertical. El máximo espesor es de aproximadamente 2000 pies. Su contacto inferior con la Fm Umir y/o La Luna, se caracteriza por una discordancia regional bien marcada, que evidencia la ausencia de sedimentos de La Formación Lisama. Su contacto con las suprayacentes "Arenas C" es concordante y está dado por un incremento en los valores de las curvas de resistividad.

- **Arenas C.** Constituyen el miembro superior de La Formación La Paz. Litológicamente no se diferencian de las Arenas Cantagallo. Se consideran como el segundo objetivo de producción del Campo Yariguí - Cantagallo. El máximo espesor es de aproximadamente 1500 pies. Estratigráficamente se ubica entre las "Arenas Cantagallo" en la base y las "Arenas B" de La Formación Mugrosa en el techo. Su contacto con las Arenas Cantagallo es concordante mientras que con las "Arenas B" es discordante, por la ausencia de La Formación Esmeraldas.

**4.1.3.5. Secuencia Cretácica:** Constituida por las Formaciones Tambor, Los Santos, Cumbre, Rosablanca, Paja, Tablazo, Simití (Cretáceo inferior), La Luna y Umir (Cretáceo superior). Está limitada en su base por la discordancia del Jurásico y en su parte superior por la discordancia del Eoceno medio. La sedimentación cretácea en la cuenca se dio en ambientes marinos, con su inicio y finalización en ambientes transicionales.

Los pozos perforados en el Campo, sólo penetraron las Formaciones superiores del Cretáceo; La Formación La Luna y Umir.

- **Formación La Luna.** Es el intervalo generador más importante de la cuenca, debido a sus altas concentraciones de materia orgánica. Se trata de una Formación predominantemente lodosa, está compuesta de shales negros, calizas y algunas capas de chert. Su edad es Turoniano a posiblemente

Campaniano inferior. Su contacto infrayacente con la Formación Simití es gradacional, está constituida por tres Miembros denominados de base a techo: Salada, Pujamana y Galembo.

En el Campo Yariguí – Cantagallo, fue perforada en los pozos CG-4, 8, 14, 15 y los pozos YR- 1, 3, 58 y YR- 66, siendo el CG-14 el que más espesor perforó, aproximadamente 1500 pies.

- **Formación Umir.** La Formación Umir consiste de lodolitas fisiles (Shale) gris oscura a lodolita gris medio, con delgadas interestratificaciones de limolita, las cuales son más abundantes en la parte superior de la Formación, donde alternan con delgadas capas de areniscas de grano fino y capas delgadas de carbón (seamlets). La lodolita contiene numerosas bandas de siderita o de óxidos de hierro. El ambiente de sedimentación ha sido interpretado como nerítico en su parte inferior hasta llanuras de marea y frentes deltáicos en su parte superior.

En el Campo Yariguí – Cantagallo se caracteriza por presentar espesores fuertemente cambiantes, atribuibles a un gran periodo de erosión en la parte inferior del Eoceno. Esta Formación marca el cambio de las condiciones de sedimentación marina a continental y no se han identificado perspectivas desde el punto de vista de acumulación de hidrocarburos.

## 4.2. DATOS BASICOS DEL CAMPO CANTAGALLO.

**Tabla 5.** Información Básica del Campo Yariguí Cantagallo (Datos a Mayo/09)

DESCRIPCION	CANTIDAD	UNIDAD
Aceite Original en el Sitio	1048	MMbls
Producción Acumulada de Petróleo	181,5	MMbls
Factor de Recobro	17.32	%
Gravedad API Promedio del Crudo @15°C (60°F)	21	°API
Pozos Productores Activos	92	Pozos
Pozos Productores Perforados	123	Pozos
Pozos Productores Abandonados	44	Pozos
Producción Aceite del Campo	13700	BOPD
Producción de Agua	6000	BWPD
Producción de Gas	4,5	MMFt <sup>3</sup> PD
Pozos de Disposición de Aguas de Producción	2	Pozos
Pozos Inyectores	1	YR008
Volumen de Agua de Inyección	700	BWPD

**Fuente:** El Autor.

**Tabla 6.** Sistemas de Levantamiento y Mecanismos de Producción por Bloque del Campo Yariguí

BLOQUE	MECANISMO DE PRODUCCION	SISTEMA DE LEVANTAMIENTO
I	Gas en Solución	Bombeo Mecánico
II	Gas en Solución	Bombeo Mecánico
III	Gas en Solución	Bombeo Mecánico
IV	Empuje Hidráulico Activo	Bombeo Mecánico y BES
VC	Gas en Solución y empuje parcial de agua	Bombeo Mecánico y BES
VN	Gas en Solución y empuje parcial de agua	Bombeo Mecánico y BES
VS	Gas en Solución	Bombeo Mecánico y BES

**Fuente:** El Autor.

### **4.3. DESCRIPCION DEL PROYECTO A EVALUAR.**

#### **4.3.1. Antecedentes.**

A nivel de Ecopetrol se han realizado muy pocos trabajos de fracturamiento hidráulico (menos del 5 %), mientras que a nivel mundial esta tecnología es ampliamente utilizada con cifras cercanas al 90% de los pozos perforados. Lo anterior ha sido debido a que no existía una cultura de fracturamiento, escasa información, bajo conocimiento y confianza en esta tecnología.

Los resultados obtenidos en ese entonces, aunque lograron aumentos de producción, no tuvieron la continuidad requerida y los resultados que permitieran maximizar la productividad, la rentabilidad de los campos y la masificación de la tecnología.

Actualmente, se cuenta con una mejor tecnología y metodologías que permiten lograr resultados técnica y económicamente exitosos. Ejemplos de estos son los resultados obtenidos en los campos, Cusiana, Cupiagua, Yarigui, Cantagallo, donde se ha llevado a cabo una serie de trabajos de fracturamiento hidráulico convencionales y otros denominados fracturamientos hidráulicos tipo Screenless cuya función ha sido mejorar la productividad de los pozos y solucionar el problema de control de arenas en los mismos, lo cual se ha cumplido exitosamente. Las experiencias anteriores permiten fundamentar y direccionar esta tecnología hacia otros campos donde existe un potencial a ser explotado a través de esta alternativa tecnológica.

#### **4.3.2. Objetivos del proyecto a evaluar.**

El proyecto tenía como objetivo principal “Realizar en conjunto con PYA y GRM (antigua SAR, hoy SOR) la selección, evaluación técnica, diseño y factibilidad económica de los trabajos de Fracturamiento Hidráulico para los pozos de la Superintendencia de Activos del Río”. Los objetivos específicos del proyecto eran divididos en dos fases:

##### Fase I

- ✓ Consecución, análisis y evaluación de la información
- ✓ Elaborar modelo geomecánico de Cantagallo
- ✓ Realizar Pruebas de laboratorio: Selección de fluidos y agentes de soporte.
- ✓ Pruebas de campo: PBU, sonolog, muestreo fluidos.
- ✓ Selección de pozos y zonas candidatas a fracturar
- ✓ Valoración factibilidad técnica y operacional
- ✓ Valoración económica de los candidatos con base en las curvas básica e incremental.
- ✓ Realización diseños de fracturamiento hidráulico

##### Fase II

- ✓ Seguimiento ejecución tratamientos de fracturamiento hidráulico.
- ✓ Seguimiento, monitoreo y valoración de resultados.

#### **4.3.3. Alcance del proyecto a evaluar.**

Igualmente el alcance del proyecto se dividió en dos fases:

### Fracturamiento hidráulico Fase I:

- Revisión y selección de pozos candidatos a trabajos de fracturamiento hidráulico en los pozos de la SOR.
- Revisión integridad pozos candidatos. (casing, Liners, Colapsos, Cementación, Presiones de los tubulares).
- Estudio de mecánica de rocas
- Ajuste de producción y propiedades petrofísicas, definición curva básica del pozo a 5 años, calculo de aceite acumulado.
- Pronósticos de producción con fractura a 2 años, calculo de aceite acumulado.
- Definir viabilidad económica de FH en los pozos seleccionados

### Fracturamiento Hidráulico Fase II:

1. Ejecución de tratamientos de fracturamiento hidráulico
2. Seguimiento, monitoreo y valoración de resultados
3. Integración de experiencias.
4. Extensión de la tecnología a los pozos del campo Tibú.

Las siguientes son las principales ventajas que el desarrollo de este proyecto ofreció para ECOPETROL:

- Acelerar recobro aprovechando los altos precios del petróleo.
- Maximizar la productividad y rentabilidad del campo.
- Viabilizar perforación de nuevos pozos de avanzada.
- Apalancar el proyecto de recobro secundario.
- Aumentar factor de recobro del yacimiento en las arenas B y C.

## **5. EVALUACION ECONOMICA DEL PROYECTO.**

### **5.1. RECOLECCION DE DATOS.**

Los datos requeridos para la evaluación económica de este proyecto se tuvieron en cuenta por los pozos intervenido durante la campaña 2005-2008, los cuales fueron un total de 21 pozos productores. Durante el proyecto se evaluaron todos los pozos candidatos a fracturar y se descartaron muchos pozos, debido a que no cumplían los objetivos específicos descritos anteriormente. Cabe anotar que esta evaluación económica se realiza solamente a los pozos realizados durante la fecha descrita y aun existen pozos por realizarles fracturamiento hidráulico entre productores e inyectores (pozos nuevos).

Entre la recolección de datos para la evaluación económica se tienen, datos de producción, historia de los pozos, costos de equipos y operación, tiempos, precio del crudo, datos económicos e impuestos.

### **5.2. INVERSION.**

La inversión consta del trabajo de fracturamiento, el costo del equipo de Workover y trabajos posteriores generados por el fracturamiento, (varilleos ó limpieza de arena/carbolita). A continuación se presenta la tabla No 6; que describe los costos generados por el fracturamiento en este caso para el pozo YR-71 (empresa contratista BJ Services), cabe anotar que cada precio depende de la profundidad a trabajar, equipo a utilizar y cantidad de material (tamaño de fractura):

**Tabla 7. Costos generados por fracturamiento hidráulico, Ejm pozo YR-71**

<b>SERVICIO FRACTURAMIENTO HIDRAULICO BJ SERVICES</b>			
<b>Pozo: YR-71</b>	<b>Profundidad: 6388 ft - 6400</b>	<b>Propante: Carbolita 16/20</b>	<b>Campo: Cantagallo</b>
<b>Cantidad</b>	<b>Descripción de material y/o servicio</b>	<b>Precio Unit (US\$)</b>	<b>Precio Total (US\$)</b>
1	Movilización de equipo para Fract	5000	5000
1	Set de equipo para Fract	27000	27000
1	Set de equipo para bombeo de fluidos	10000	10000
1	Set de equipo para estimulación q`ca	10000	10000
1	Cargo por pickling	1500	1500
1	Cargo básico por fracturamiento	23000	23000
67900 lbs	Cargo básico por bombeo de carbolita	0,15	10185
1	Cargo por prueba de tubería	1500	1500
1110 bls	Cargo por preparación de fluido de Fract	10,5	11655
1	Bombeo de fluidos	8000	8000
1	Cargo por bombeo de solventes	8000	8000
420 gal	HCL de concentración 32%	4,0	1680
67900 lbs	Carbolita 16/20	1,0	67900
1112 bls	Fluido de fractura polimérico	21,0	23352
1	Camión cisterna	1500	1500
<b>TOTAL COSTO FRACTURAMIENTO (U\$)</b>			<b>210272</b>

**Fuente:** Datos de factura de BJ Services. El autor.

Entre este costo esta incluido la estimulación orgánica que se le realizó a todos los pozos para poder fracturar las arenas, así como la operación de Pickling ó limpieza interna de la tubería de fracturamiento con HCL.

El costo por equipo esta relacionado al equipo de Workover utilizado durante los trabajos de fracturamiento hidráulico, el cual en la mayoría de los trabajos fue realizado por el equipo contratado SAI-20 (antiguo PRIDE) y que los precios U\$

día varían dependiendo del manejo de tubería contratada y/o bomba triplex del equipo.

Adicional a estos costos, y que no se tuvo en cuenta con el proyecto evaluado, fueron los trabajos adicionales que generan fracturar un pozo. Luego de un fracturamiento hidráulico el pozo queda en producción de los fluidos trabajados y con cierto porcentaje de carbolita, esto lleva a que las primeras bombas de levantamiento artificial (bombeo mecánico) que se bajen luego del fracturamiento sean de sacrificio y requieran ser cambiadas en continuos trabajos de varilleo; pero existen casos donde el porcentaje de carbolita es alto, ocasionando arenamiento de los perforados, y por ende un trabajo con equipo de Workover para limpieza de arena-carbolita.

### **5.3. INGRESOS.**

Los ingresos van relacionados a la producción incremental de cada pozo y del campo completo; durante el proyecto se estimó una producción esperada, la cual será comparada con la real. El precio en el proyecto de Ecopetrol S.A. para realizar la análisis económico fue estimado en 35 US\$/bl como promedio para los años entre 2005 y 2008. El precio del crudo en la evaluación económica real se tomó como un promedio aritmético de los valores establecidos por la WTI para cada año entre el 2005 y 2008; descontando la calidad del crudo (0,87 US\$/bl) y tarifa por transporte (1,5 US\$/bl), obteniendo la siguiente tabla de precios.

**Tabla 8.** Tabla de precios de crudo – WTI. Años 2005-2008

PRECIOS DEL CRUDO WTI				
AÑOS	2005	2006	2007	2008
Precio del crudo US\$/bl	56,48	66,05	72,38	96,33
Ajuste por calidad	0,87	0,87	0,87	0,87
Tarifa por transporte	1,5	1,5	1,5	1,5
Precio en cabeza de pozo (US\$/bl)	54,11	63,68	70,01	93,96

**Fuente:** El autor.

**Figura 16.** Comportamiento precio del crudo-WTI-2005-2008.



**Fuente:** El Autor.

#### **5.4. EVALUACIÓN ECONÓMICA.**

Se realizó análisis económico pozo a pozo y al final al campo en general que fue aplicado el fracturamiento hidráulico; se tuvo en cuenta el análisis con la producción incremental de cada pozo y el precio de crudo estimado en el 2005 para Ecopetrol S.A y se comparó con el precio y producción real.

Para todos los flujos de caja se tuvo lo siguiente:

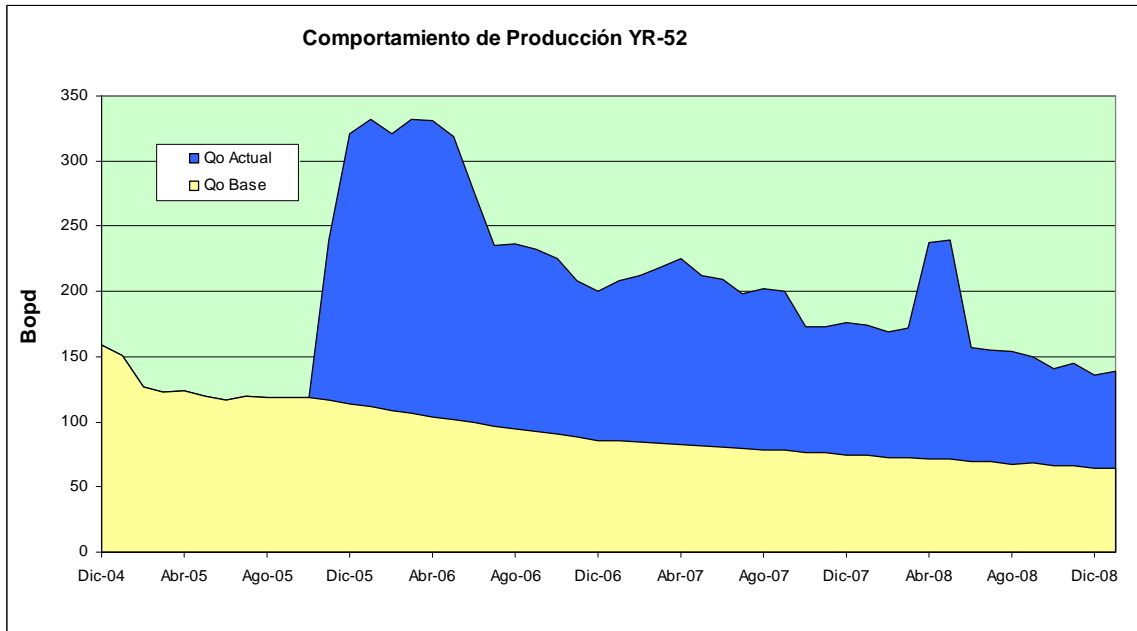
- ✓ % Impuesto: 34%.
- ✓ Regalías: 5% de la producción incremental.
- ✓ Tratamiento del crudo incremental: 3% de la producción.
- ✓ Depreciación: No se tuvo en cuenta ya que fue un servicio a pozo.
- ✓ Días de producción esperados/mes: 29 días.

A continuación se describirán los pozos con sus respectivos flujos de caja de los fracturamientos hidráulicos que fueron sometidos:

##### **➤ YR-52.**

Pozo fracturado el 10 de Octubre del 2005, producía 108 bopd, se esperaba 552 bopd, inicialmente posterior a la fractura produjo 312 bopd y actualmente está en 139 bopd, la fractura fue un éxito y se realizó el trabajo en aproximadamente el tiempo estipulado, no posee problemas de arenamiento, y requirió trabajos menores de varilleo. En el análisis económico, el VPN proyectado fue de US\$3.909.230 con una TIR infinita, al igual que el flujo de caja real con VPN US\$3.760.310. Aunque la producción incremental real fue menor a la estimada, fue compensado por los precios del crudo mayores a los estimados.

Figura 17. Comportamiento de Producción YR-52. Qactual vs Qbase



Fuente: El Autor.

Figura 18. Flujo de caja proyectado año 2005 – YR 52.

FLUJO DE CAJA PROYECTADO CON PRECIO CRUDO @ 35 US\$/b					
KUSS	AÑOS	2005	2006	2007	2008
<b>CAPEX (-)</b>					
Fracturamiento		-200	0	0	0
Equipo de WO		-80	0	0	0
<b>TOTAL CAPEX</b>		<b>-280</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Ingresos (+)</b>					
		732	4514	3346	2425
<b>OPEX (-)</b>					
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		30	10	10	10
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5	0,5
Regalias incrementales		36,6	225,7	167,3	121,25
Tratamiento de crudo incremental		21,96	135,42	100,38	72,75
Paradas operacionales imprevistas		1	1	1	1
<b>TOTAL OPEX</b>		<b>89,06</b>	<b>371,62</b>	<b>278,18</b>	<b>204,5</b>
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		<b>642,94</b>	<b>4142,38</b>	<b>3067,82</b>	<b>2220,5</b>
<b>Impuesto</b>		<b>0</b>	<b>1449,833</b>	<b>1073,737</b>	<b>777,175</b>
<b>Ganacia despues de impuesto</b>		<b>642,94</b>	<b>2692,547</b>	<b>1994,083</b>	<b>1443,325</b>
<b>FLUJO DE CAJA</b>		<b>362,94</b>	<b>2692,547</b>	<b>1994,083</b>	<b>1443,325</b>
<b>Tasa de descuento</b>		<b>12,2%</b>			
<b>VPN</b>		<b>\$ 3.909,23</b>			
<b>TIR</b>		<b>#NUM!</b>			

Fuente: El Autor.

Figura 19. Flujo de caja con precio de crudo real – YR 52.

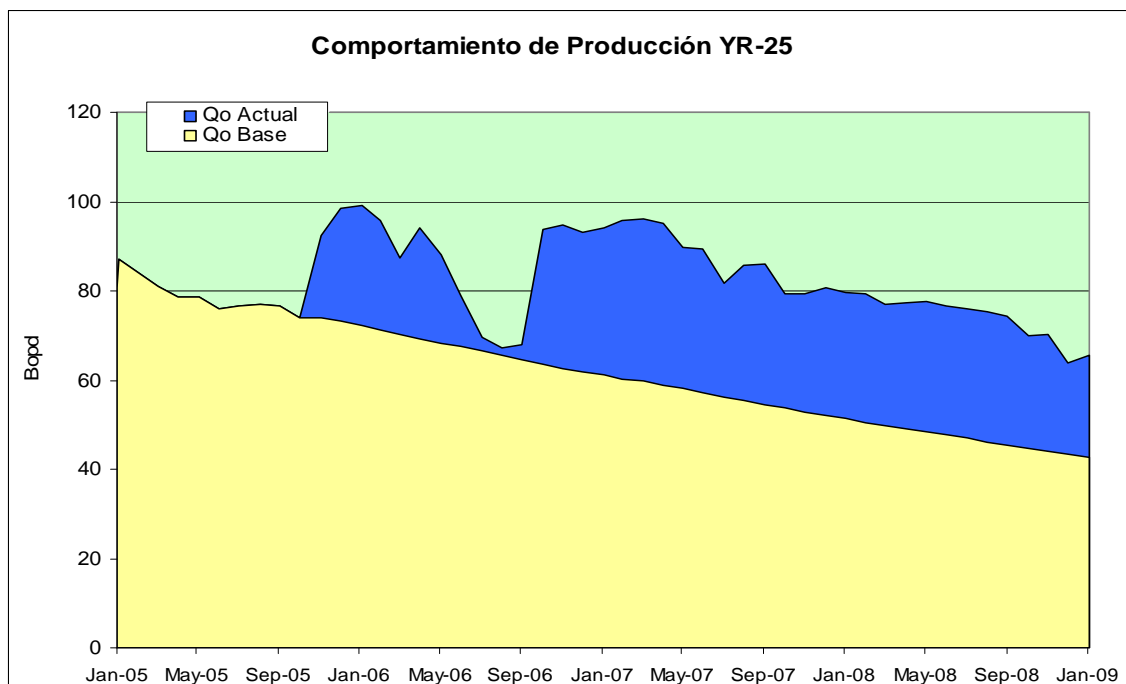
FLUJO DE CAJA CON PRECIO DE CRUDO REAL					
KUS\$	AÑOS	2005	2006	2007	2008
<b>CAPEX (-)</b>					
Fracturamiento		-212			
Equipo de WO		-72			
<b>TOTAL CAPEX</b>		-284	0	0	0
<b>Ingresos (+)</b>					
		506	3853	3032	3225
<b>OPEX (-)</b>					
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		4	2	2	1
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5	0,5
Regalias incrementales		25,3	192,65	151,6	161,25
Tratamiento de crudo incremental		15,18	115,59	90,96	96,75
Paradas operacionales imprevistas		0	0	0	0
<b>TOTAL OPEX</b>		44,98	310,74	245,06	259,5
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		461,02	3542,26	2786,94	2965,5
<b>Impuesto</b>		0	1239,791	975,429	1037,925
<b>Ganacia despues de impuesto</b>		461,02	2302,469	1811,511	1927,575
<b>FLUJO DE CAJA</b>		177,02	2302,469	1811,511	1927,575
<b>Tasa de descuento</b>		12,2%			
<b>VPN</b>		\$ 3.760,31			
<b>TIR</b>		#NUM!			

Fuente: El Autor.

### ➤ YR-25.

Pozo fracturado el 22 de Noviembre del 2005, producía 80 bopd, se esperaba 130 bopd, inicialmente posterior a la fractura produjo 98 bopd y actualmente está en 77 bopd, la fractura fue exitosa y se realizo el trabajo en aproximadamente el tiempo estipulado, no posee problemas de arenamiento, y requirió trabajos menores de varilleo. En el análisis económico, el VPN proyectado fue de US\$362.670 con una TIR de 190% y el flujo de caja real tuvo VPN US\$503.470 con una TIR de 198%. Aunque la producción incremental real fue menor a la estimada, los precios reales del crudo mejoró el VPN.

Figura 20. Comportamiento de Producción YR-25. Qactual vs Qbase



Fuente: El Autor.

Figura 21. Flujo de caja proyectado año 2005 – YR 25.

FLUJO DE CAJA PROYECTADO CON PRECIO CRUDO @ 35 US\$/b					
KUSS	AÑOS	2005	2006	2007	2008
<b>CAPEX (-)</b>					
Fracturamiento		-100	0	0	0
Equipo de WO		-80	0	0	0
<b>TOTAL CAPEX</b>		<b>-180</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Ingresos (+)</b>					
		38	633	527	447
<b>OPEX (-)</b>					
WO y/ó Varilleo generado por el fracturamiento		30	10	10	10
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5	0,5
Regalías incrementales		1,9	31,65	26,35	22,35
Tratamiento de crudo incremental		1,14	18,99	15,81	13,41
Paradas operacionales imprevistas		1	1	1	1
<b>TOTAL OPEX</b>		<b>33,54</b>	<b>61,14</b>	<b>52,66</b>	<b>46,26</b>
<b>Ganancia antes de Impuestos</b>		<b>4,46</b>	<b>571,86</b>	<b>474,34</b>	<b>400,74</b>
<b>Impuesto</b>		<b>0</b>	<b>200,151</b>	<b>166,02</b>	<b>140,259</b>
<b>Ganancia despues de impuesto</b>		<b>4,46</b>	<b>371,709</b>	<b>308,32</b>	<b>260,481</b>
<b>FLUJO DE CAJA</b>		<b>-175,54</b>	<b>371,709</b>	<b>308,32</b>	<b>260,481</b>
<b>Tasa de descuento</b>		<b>12,2%</b>			
<b>VPN</b>		<b>\$ 362,67</b>			
<b>TIR</b>		<b>190%</b>			

Fuente: El Autor.

Figura 22. Flujo de caja con precio de crudo real – YR 25.

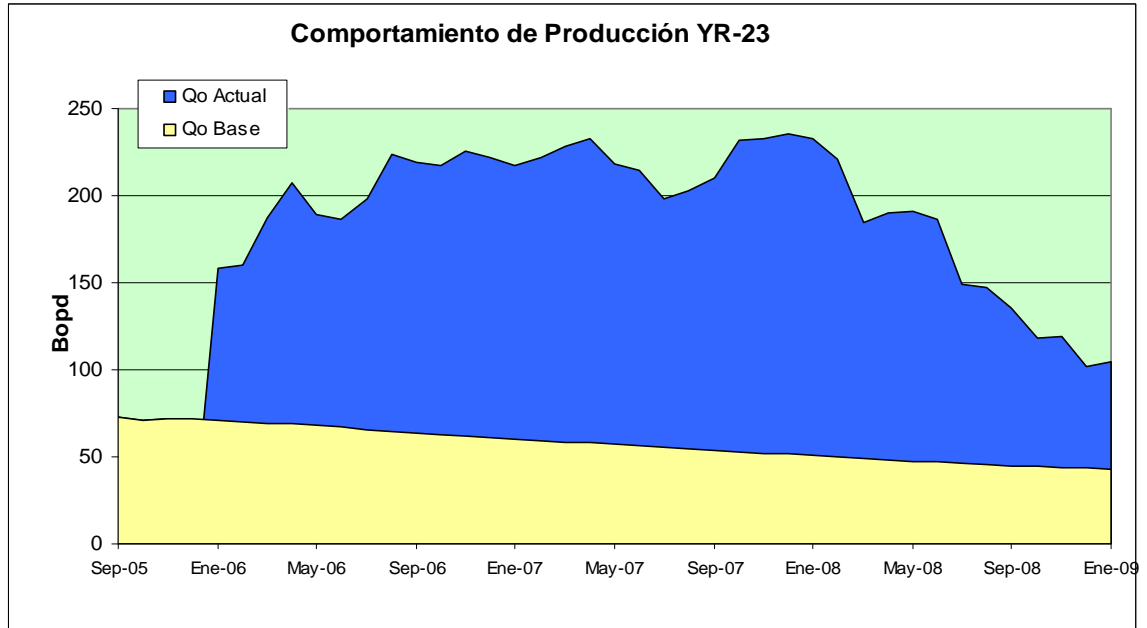
FLUJO DE CAJA CON PRECIO DE CRUDO REAL					
KUS\$	AÑOS	2005	2006	2007	2008
<b>CAPEX (-)</b>					
	Fracturamiento	-89	0	0	0
	Equipo de WO	-76	0	0	0
	<b>TOTAL CAPEX</b>	<b>-165</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Ingresos (+)</b>	<b>27</b>	<b>395</b>	<b>745</b>	<b>935</b>
<b>OPEX (-)</b>					
	WO y/ó Varilleo generado por el fracturamiento	10	0	0	0
	Mtto generado en las unidades de bombeo	0,5	0,5	0,5	0,5
	Regalias incrementales	1,35	19,75	37,25	46,75
	Tratamiento de crudo incremental	0,81	11,85	22,35	28,05
	Paradas operacionales imprevistas	0	0	0	0
	<b>TOTAL OPEX</b>	<b>12,66</b>	<b>32,1</b>	<b>60,1</b>	<b>75,3</b>
	<b>Ganancia antes de impuestos</b>	<b>14,34</b>	<b>362,9</b>	<b>684,9</b>	<b>859,7</b>
	<b>Impuesto</b>	<b>0</b>	<b>127,015</b>	<b>239,715</b>	<b>300,895</b>
	<b>Ganancia después de impuesto</b>	<b>14,34</b>	<b>235,885</b>	<b>445,185</b>	<b>558,805</b>
	<b>FLUJO DE CAJA</b>	<b>-150,66</b>	<b>235,885</b>	<b>445,185</b>	<b>558,805</b>
	<b>Tasa de descuento</b>	<b>12,2%</b>			
	<b>VPN</b>	<b>\$ 503,47</b>			
	<b>TIR</b>	<b>198%</b>			

Fuente: El Autor.

### ➤ YR-23

Pozo fracturado el 11 de Diciembre del 2005, producía 50 bopd, se esperaba 496 bopd, inicialmente posterior a la fractura produjo 138 bopd y actualmente está en 187 bopd, la fractura fue exitosa y se realizó el trabajo en aproximadamente el tiempo estipulado, produjo continuos trabajos de varilleo y arenamientos de perforados con carbolita requiriendo trabajos adicionales de Workover no contemplados. En el análisis económico, el VPN proyectado fue de US\$4.066.340 con una TIR de 11430% y el flujo de caja real tuvo VPN US\$2.997.040 con una TIR de 603%.. Aunque la producción incremental real fue mucho menor a la estimada, los precios reales del crudo ayudaron a compensar el VPN.

Figura 23. Comportamiento de Producción YR-23. Qactual vs Qbase



Fuente: El Autor.

Figura 24. Flujo de caja proyectado año 2005 – YR 23.

FLUJO DE CAJA PROYECTADO CON PRECIO CRUDO @ 35 US\$/b					
KUSS	AÑOS	2005	2006	2007	2008
<b>CAPEX (-)</b>					
Fracturamiento		-180	0	0	0
Equipo de WO		-80	0	0	0
<b>TOTAL CAPEX</b>		<b>-260</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Ingresos (+)</b>		<b>289</b>	<b>4724</b>	<b>3968</b>	<b>3336</b>
<b>OPEX (-)</b>					
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		30	10	10	10
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5	0,5
Regalías incrementales		14,45	236,2	198,4	166,8
Tratamiento de crudo incremental		8,67	141,72	119,04	100,08
Paradas operacionales imprevistas		1	1	1	1
<b>TOTAL OPEX</b>		<b>53,62</b>	<b>388,42</b>	<b>327,94</b>	<b>277,38</b>
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		<b>235,38</b>	<b>4335,58</b>	<b>3640,1</b>	<b>3058,62</b>
<b>Impuesto</b>		<b>0</b>	<b>1517,453</b>	<b>1274</b>	<b>1070,517</b>
<b>Ganacia despues de impuesto</b>		<b>235,38</b>	<b>2818,127</b>	<b>2366</b>	<b>1988,103</b>
<b>FLUJO DE CAJA</b>		<b>-24,62</b>	<b>2818,127</b>	<b>2366</b>	<b>1988,103</b>
<b>Tasa de descuento</b>		<b>12,2%</b>			
<b>VPN</b>		<b>\$4.066,34</b>			
<b>TIR</b>		<b>11430%</b>			

Fuente: El Autor.

Figura 25. Flujo de caja con precio de crudo real – YR 23.

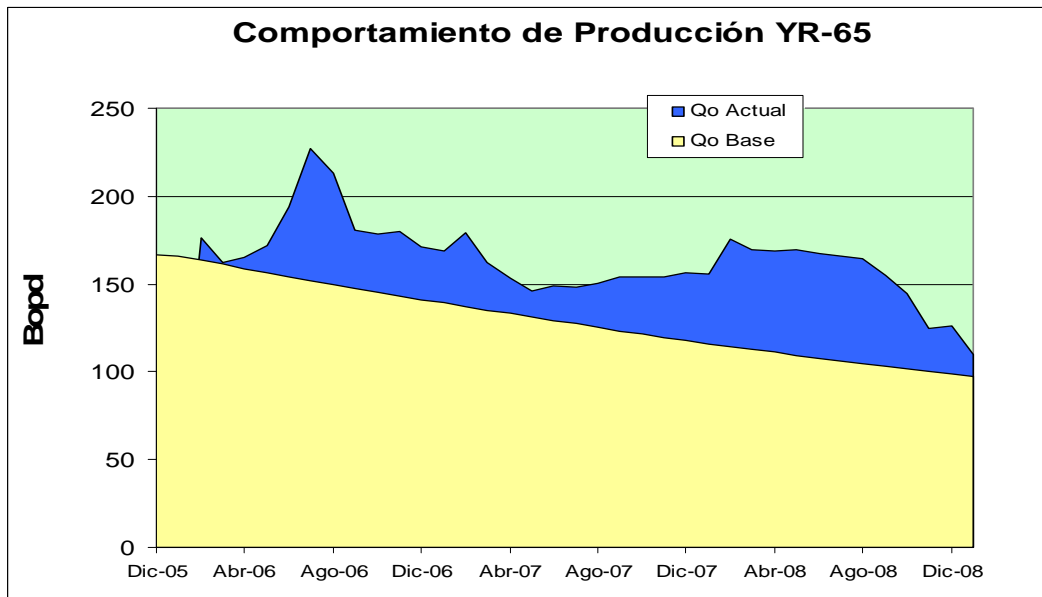
FLUJO DE CAJA CON PRECIO DE CRUDO REAL					
KUSS	AÑOS	2005	2006	2007	2008
<b>CAPEX (-)</b>					
Fracturamiento		-169	0	0	0
Equipo de WO		-92	0	0	0
<b>TOTAL CAPEX</b>		<b>-261</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Ingresos (+)</b>					
		0	2720	4008	3923
<b>OPEX (-)</b>					
WO y/ó Varilleo generado por el fracturamiento		20	50	36	10
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5	0,5
Regalias incrementales		0	136	200,4	196,15
Tratamiento de crudo incremental		0	81,6	120,24	117,69
Paradas operacionales imprevistas		0	0	0	0
<b>TOTAL OPEX</b>		<b>20,5</b>	<b>268,1</b>	<b>357,14</b>	<b>324,34</b>
<b>Ganancia antes de impuestos</b>					
		-20,5	2451,9	3650,86	3598,66
<b>Impuesto</b>					
		0	858,165	1277,801	1259,531
<b>Ganacia despues de impuesto</b>					
		-20,5	1593,735	2373,059	2339,129
<b>FLUJO DE CAJA</b>					
		-281,5	1593,735	2373,059	2339,129
<b>Tasa de descuento</b>					
		12,2%			
<b>VPN</b>					
		\$ 2.997,04			
<b>TIR</b>					
		603%			

Fuente: El Autor.

## ➤ YR-65

Pozo fracturado el 15 de Diciembre del 2005, producía 167 bopd, se esperaba 303 bopd, inicialmente posterior a la fractura produjo 182 bopd y actualmente está en 168 bopd, la fractura fue exitosa y se realizó el trabajo en aproximadamente el tiempo estipulado, no posee problemas de arenamiento, y requirió trabajos menores de varilleo. En el análisis económico, el VPN proyectado fue de US\$1.011.910 con una TIR de 285% y el flujo de caja real tuvo VPN US\$719.360 con una TIR de 103%. Aunque la producción incremental real fue mucho menor a la estimada, los precios reales del crudo ayudaron a compensar el VPN.

Figura 26. Comportamiento de Producción YR-65. Qactual vs Qbase



Fuente: El Autor.

Figura 27. Flujo de caja proyectado año 2005 – YR 65.

FLUJO DE CAJA PROYECTADO CON PRECIO CRUDO @ 35 US\$/b					
KUS\$	AÑOS	2005	2006	2007	2008
<b>CAPEX (-)</b>					
Fracturamiento		-150	0	0	0
Equipo de WO		-200	0	0	0
<b>TOTAL CAPEX</b>		<b>-350</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Ingresos (+)</b>					
		93	1511	1275	1080
<b>OPEX (-)</b>					
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		30	10	10	10
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5	0,5
Regalias incrementales		4,65	75,55	63,75	54
Tratamiento de crudo incremental		2,79	45,33	38,25	32,4
Paradas operacionales imprevistas		1	1	1	1
<b>TOTAL OPEX</b>		<b>37,94</b>	<b>131,38</b>	<b>112,5</b>	<b>96,9</b>
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		<b>55,06</b>	<b>1379,62</b>	<b>1162,5</b>	<b>983,1</b>
<b>Impuesto</b>		<b>0</b>	<b>482,867</b>	<b>406,88</b>	<b>344,085</b>
<b>Ganancia despues de impuesto</b>		<b>55,06</b>	<b>896,753</b>	<b>755,63</b>	<b>639,015</b>
<b>FLUJO DE CAJA</b>		<b>-294,94</b>	<b>896,753</b>	<b>755,63</b>	<b>639,015</b>
<b>Tasa de descuento</b>		<b>12,2%</b>			
<b>VPN</b>		<b>\$ 1.011,91</b>			
<b>TIR</b>		<b>285%</b>			

Fuente: El Autor.

Figura 28. Flujo de caja con precio de crudo real – YR 65.

FLUJO DE CAJA CON PRECIO DE CRUDO REAL					
KUS\$	AÑOS:	2005	2006	2007	2008
<b>CAPEX (-)</b>					
	Fracturamiento	-147	0	0	0
	Equipo de WO	-238	0	0	0
	<b>TOTAL CAPEX</b>	<b>-385</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Ingresos (+)</b>		0	591	698	1685
<b>OPEX (-)</b>					
	WO y/ó Varilleo generado por el fracturamiento	10	0	0	0
	Mtto generado en las unidades de bombeo	0,5	0,5	0,5	0,5
	Regalías incrementales	0	29,55	34,9	84,25
	Tratamiento de crudo incremental	0	17,73	20,94	50,55
	Paradas operacionales imprevistas	0	0	0	0
	<b>TOTAL OPEX</b>	<b>10,5</b>	<b>47,78</b>	<b>56,34</b>	<b>135,3</b>
	<b>Ganancia antes de impuestos</b>	<b>-10,5</b>	<b>543,22</b>	<b>641,66</b>	<b>1549,7</b>
	<b>Impuesto</b>	<b>0</b>	<b>190,127</b>	<b>224,581</b>	<b>542,395</b>
	<b>Ganancia despues de impuesto</b>	<b>-10,5</b>	<b>353,093</b>	<b>417,079</b>	<b>1007,305</b>
	<b>FLUJO DE CAJA</b>	<b>-395,5</b>	<b>353,093</b>	<b>417,079</b>	<b>1007,305</b>
	<b>Tasa de descuento</b>	<b>12,2%</b>			
	<b>VPN</b>	<b>\$ 719,36</b>			
	<b>TIR</b>	<b>103%</b>			

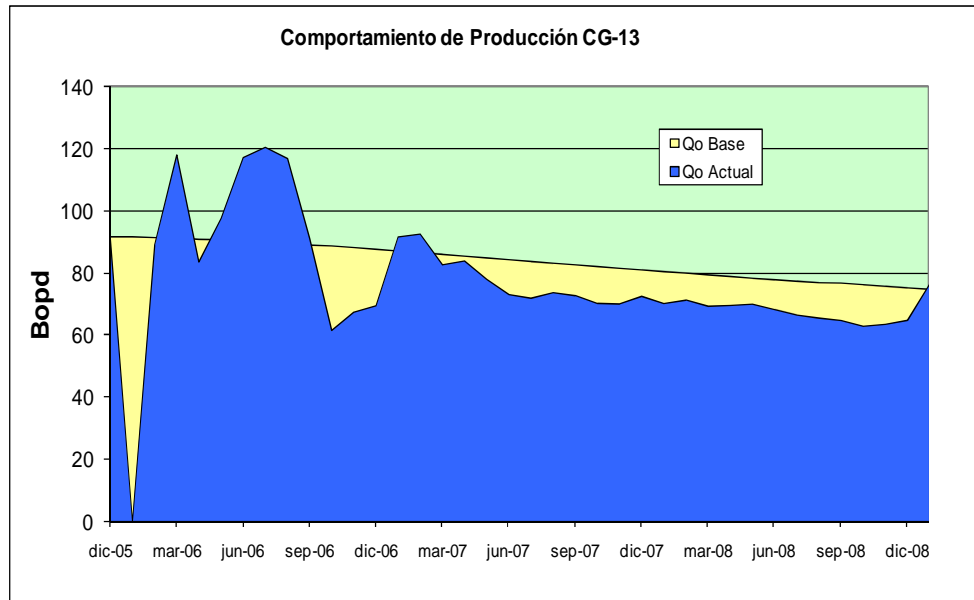
Fuente: El Autor.

### ➤ CG-13

Pozo fracturado el 10 de Enero del 2006, producía 98 bopd, se esperaba 268 bopd, inicialmente posterior a la fractura produjo 90 bopd y actualmente está en 68 bopd, la fractura no fue exitosa y se realizo el trabajo en aproximadamente el tiempo estipulado, produjo continuos trabajos de varilleo y arenamientos de perforados con carbolita requiriendo trabajos adicionales de Workover no contemplados. En el análisis económico, el VPN proyectado fue de US\$3.422.420 con una TIR infinita, pero el flujo de caja real es de VPN (-)US\$508.150. Observando el VPN real se puede concluir que aunque existe algo de ingresos, este se encuentra por debajo de la tasa de oportunidad (12,2%). La TIR da infinito ya que los flujos de caja reales son negativos. La producción incremental fue

negativa comparada con la curva base, es decir, el pozo quedo produciendo menos de la producción base, ocasionando actualmente aun pérdidas.

**Figura 29.** Comportamiento de Producción CG-13. Qactual vs Qbase



**Fuente:** El Autor.

**Figura 30.** Flujo de caja proyectado año 2006 – CG- 13.

FLUJO DE CAJA PROYECTADO CON PRECIO CRUDO @ 35 US\$/b				
KUS\$	AÑOS	2006	2007	2008
<b>CAPEX (-)</b>				
Fracturamiento		-150	0	0
Equipo de WO		-80	0	0
<b>TOTAL CAPEX</b>		-230	0	0
<b>Ingresos (+)</b>				
		2003	1902	1764
<b>OPEX (-)</b>				
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		30	10	10
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5
Regalias incrementales		100,15	95,1	88,2
Tratamiento de crudo incremental		60,09	57,06	52,92
Paradas operacionales imprevistas		1	1	1
<b>TOTAL OPEX</b>		190,74	162,66	151,62
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		1812,26	1739,34	1612,38
<b>Impuesto</b>		0	608,769	564,333
<b>Ganancia despues de impuesto</b>		1812,26	1130,571	1048,047
<b>FLUJO DE CAJA</b>		1582,26	1130,571	1048,047
<b>Tasa de descuento</b>		12,2%		
<b>VPN</b>		\$ 3.422,42		
<b>TIR</b>		#(NUM)		

**Fuente:** El Autor.

**Figura 31** Flujo de caja con precio de crudo real – CG-13

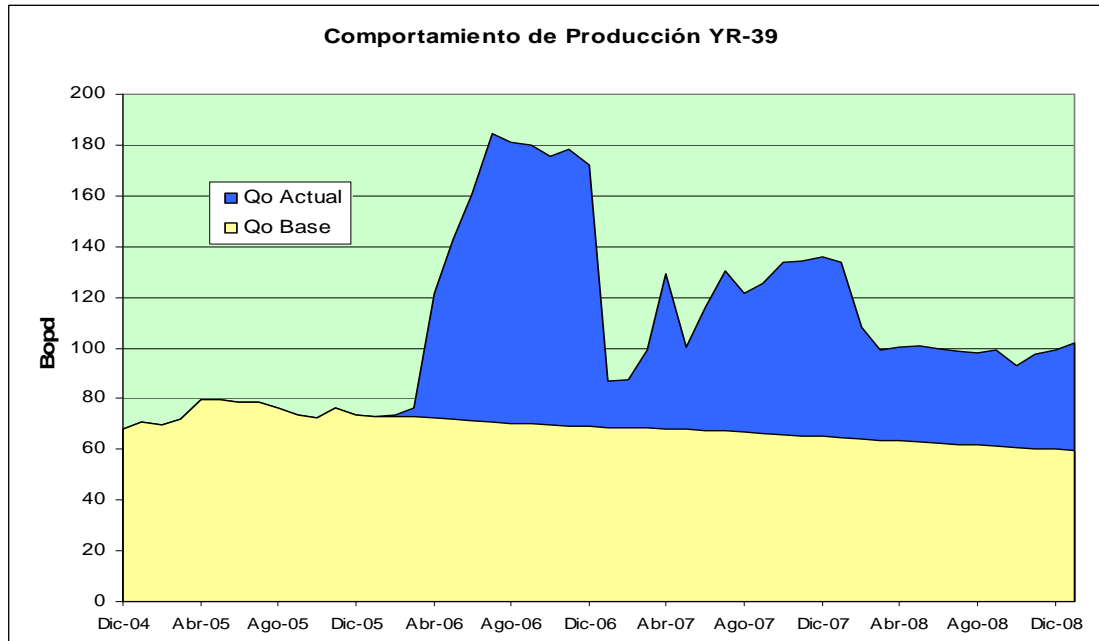
FLUJO DE CAJA CON PRECIO DE CRUDO REAL				
KUSS	AÑOS	2006	2007	2008
<b>CAPEX (-)</b>				
Fracturamiento		-150		
Equipo de WO		-72		
<b>TOTAL CAPEX</b>		-222	0	0
<b>Ingresos (+)</b>				
		22	-158	-325
<b>OPEX (-)</b>				
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		50	20	10
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5
Regalias incrementales		1,1	-7,9	-16,25
Tratamiento de crudo incremental		0,66	-4,74	-9,75
Paradas operacionales imprevistas		0	0	0
<b>TOTAL OPEX</b>		52,26	7,86	-15,5
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		-30,26	-165,86	-309,5
<b>Impuesto</b>		0	-58,051	-108,325
<b>Ganacia despues de impuesto</b>		-30,26	-107,809	-201,175
<b>FLUJO DE CAJA</b>				
		-252,26	-107,809	-201,175
<b>Tasa de descuento</b>		12,2%		
<b>VPN</b>		-\$ 508,15		
<b>TIR</b>		#NUM!		

**Fuente:** El Autor.

➤ **YR-39**

Pozo fracturado el 30 de Enero del 2006, producía 70 bopd, se esperaba 199 bopd, inicialmente posterior a la fractura produjo 87 bopd y actualmente está en 100 bopd, la fractura fue un éxito pero el trabajo se realizo en un tiempo mayor al estipulado, y requirió repetitivos trabajos de varilleo no contemplados. En el análisis económico, el VPN proyectado fue de US\$2.328.370 con una TIR infinita, al igual que el flujo de caja real con VPN US\$2.100.740. Aunque la producción incremental real fue menor a la estimada, fue compensado por los precios del crudo mayores a los estimados.

Figura 32. Comportamiento de Producción YR-39. Qactual vs Qbase



Fuente: El Autor.

Figura 33. Flujo de caja proyectado año 2006 – YR-39.

FLUJO DE CAJA PROYECTADO CON PRECIO CRUDO @ 35 US\$/b				
KUSS	AÑOS	2006	2007	2008
<b>CAPEX (-)</b>				
Fracturamiento		-150	0	0
Equipo de WO		-120	0	0
<b>TOTAL CAPEX</b>		<b>-270</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Ingresos (+)</b>				
		1437	1355	1255
<b>OPEX (-)</b>				
WO y/ó Varilleo generado por el fracturamiento		30	10	10
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5
Regalias incrementales		71,85	67,75	62,75
Tratamiento de crudo incremental		43,11	40,65	37,65
Paradas operacionales imprevistas		1	1	1
<b>TOTAL OPEX</b>		<b>145,46</b>	<b>118,9</b>	<b>110,9</b>
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		<b>1291,54</b>	<b>1236,1</b>	<b>1144,1</b>
<b>Impuesto</b>		<b>0</b>	<b>432,635</b>	<b>400,435</b>
<b>Ganacia despues de impuesto</b>		<b>1291,54</b>	<b>803,465</b>	<b>743,665</b>
<b>FLUJO DE CAJA</b>		<b>1021,54</b>	<b>803,465</b>	<b>743,665</b>
<b>Tasa de descuento</b>		<b>12,2%</b>		
<b>VPN</b>		<b>\$ 2.328,37</b>		
<b>TIR</b>		<b>#(NUM)</b>		

Fuente: El Autor.

**Figura 34** Flujo de caja con precio de crudo real – YR-39

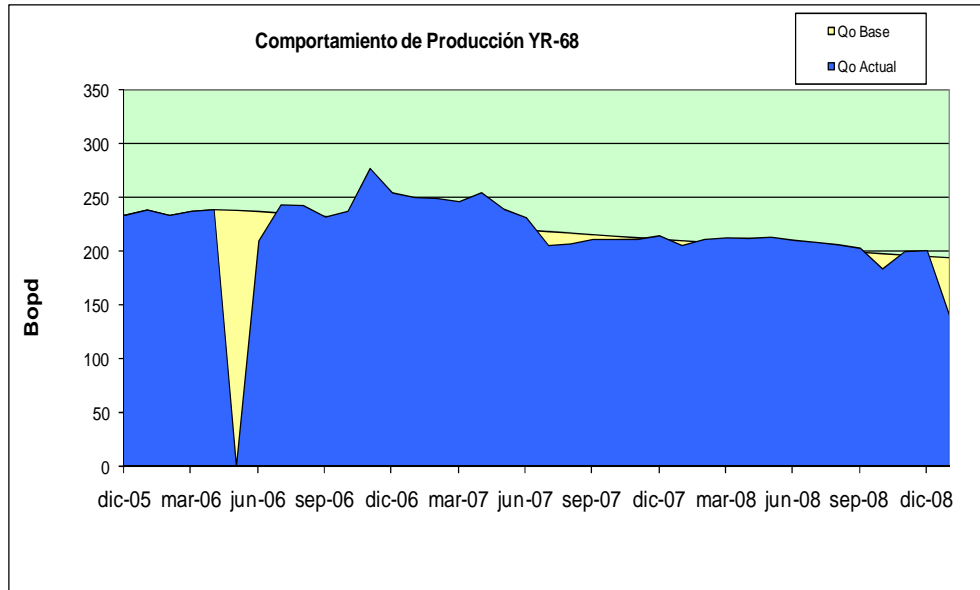
FLUJO DE CAJA CON PRECIO DE CRUDO REAL				
KUSS	AÑOS	2006	2007	2008
<b>CAPEX (-)</b>				
Fracturamiento		-169		
Equipo de WO		-154		
<b>TOTAL CAPFX</b>		-323	0	0
<b>Ingresos (+)</b>				
		1356	1095	1365
<b>OPEX (-)</b>				
WO y/ó Varilleo generado por el fracturamiento		38	20	10
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5
Regalias incrementales		67,8	54,75	68,25
Tratamiento de crudo incremental		40,68	32,85	40,95
Paradas operacionales imprevistas		0	0	0
<b>TOTAL OPEX</b>		146,98	108,1	119,7
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		1209,02	986,9	1245,3
<b>Impuesto</b>		0	345,415	435,855
<b>Ganacia despues de impuesto</b>		1209,02	641,485	809,445
<b>FLUJO DE CAJA</b>				
		886,02	641,485	809,445
<b>Tasa de descuento</b>		12,2%		
<b>VPN</b>		\$ 2.100,74		
<b>TIR</b>		#(NUM)!		

Fuente: El Autor.

➤ **YR-68**

Pozo fracturado el 23 de Mayo del 2006, producía 238 bopd, se esperaba 338 bopd, inicialmente posterior a la fractura produjo 168 bopd y actualmente está en 210 bopd, la fractura no fue tan exitosa aunque el trabajo se realizo en aproximadamente el tiempo estipulado y requirió pocos trabajos de varilleo no contemplados. En el análisis económico, el VPN proyectado fue de US\$1.418.430 con una TIR infinita y el flujo de caja real tuvo un VPN US\$825.690. A finales del 2006 y principios del 2007 obtuvo producciones por encima de la curva base y con los precios del crudo ayudaron a compensar el VPN estimado.

Figura 35. Comportamiento de Producción YR-39. Qactual vs Qbase



Fuente: El Autor.

Figura 36. Flujo de caja proyectado año 2006 – YR-39.

FLUJO DE CAJA PROYECTADO CON PRECIO CRUDO @ 35 US\$/bl				
US\$	AÑOS	2006	2007	2008
<b>CAPEX (-)</b>				
Fracturamiento		-200	0	0
Equipo de WO		-130	0	0
<b>TOTAL CAPEX</b>		-330	0	0
<b>Ingresos (+)</b>				
		761	1117	1042
<b>OPEX (-)</b>				
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		30	10	10
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5
Regalías incrementales		38,05	55,85	52,1
Tratamiento de crudo incremental		22,83	33,51	31,26
Paradas operacionales imprevistas		1	1	1
<b>TOTAL OPEX</b>		91,38	99,86	93,86
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		669,62	1017,14	948,14
<b>Impuesto</b>		0	355,999	331,849
<b>Ganancia después de impuesto</b>		669,62	661,141	616,291
<b>FLUJO DE CAJA</b>		339,62	661,141	616,291
<b>Tasa de descuento</b>		12,2%		
<b>VPN</b>		\$ 1.418,43		
<b>TIR</b>		8,1%		

Fuente: El Autor.

Figura 37 Flujo de caja con precio de crudo real – YR-39

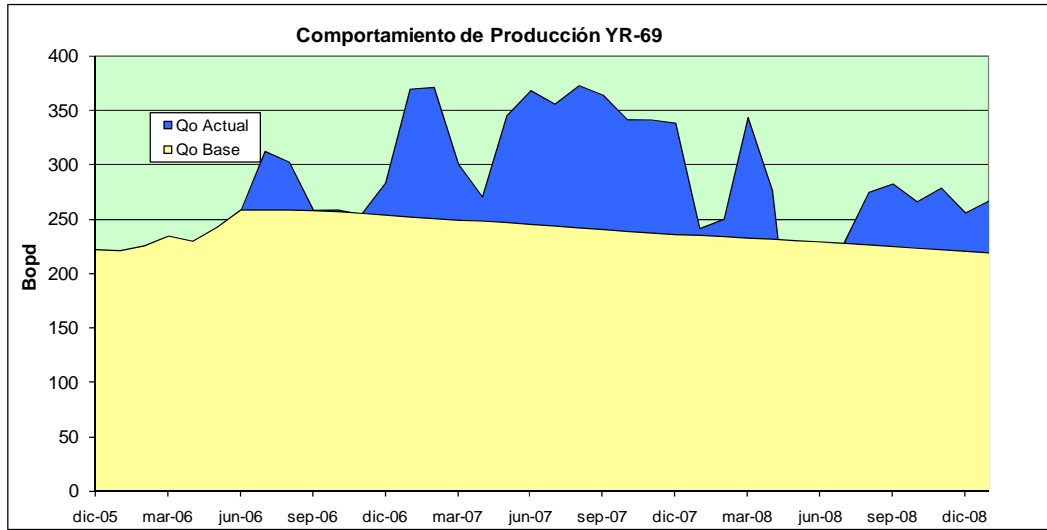
FLUJO DE CAJA CON PRECIO DE CRUDO REAL				
KUSS	AÑOS	2006	2007	2008
<b>CAPEX (-)</b>				
Fracturamiento		-201		
Equipo de WO		-119		
<b>TOTAL CAPEX</b>		-320	0	0
<b>Ingresos (+)</b>				
		147	1108	947
<b>OPEX (-)</b>				
WO y/ó Varilleo generado por el fracturamiento		20	10	6
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5
Regalias incrementales		7,35	55,4	47,35
Tratamiento de crudo incremental		4,41	33,24	28,41
Paradas operacionales imprevistas		0	0	0
<b>TOTAL OPEX</b>		32,26	99,14	82,26
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		114,74	1008,86	864,74
<b>Impuesto</b>		0	353,101	302,659
<b>Ganacia despues de impuesto</b>		114,74	655,759	562,081
<b>FLUJO DE CAJA</b>		-205,26	655,759	562,081
<b>Tasa de descuento</b>		12,2%		
<b>VPN</b>		\$ 825,69		
<b>TIR</b>		290%		

Fuente: El Autor.

### ➤ YR-69

Pozo fracturado el 12 de Junio del 2006, producía 260 bopd, se esperaba 460 bopd, inicialmente posterior a la fractura produjo 176 bopd y actualmente está en 358 bopd, la fractura fue exitosa, se realizo el trabajo en un tiempo mayor al tiempo estipulado, produjo continuos trabajos de varilleo y arenamientos de perforados con carbolita requiriendo trabajos adicionales de Workover no contemplados. En el análisis económico, el VPN proyectado fue de US\$2.834.300 con una TIR infinita, pero el flujo de caja real es de VPN US\$816.180 con una TIR del 146%. Aunque la producción incremental real fue menor a la estimada, fue compensado por los precios del crudo mayores a los estimados.

**Figura 38. Comportamiento de Producción YR-69. Qactual vs Qbase**



Fuente: El Autor.

**Figura 39. Flujo de caja proyectado año 2006 – YR-69.**

FLUJO DE CAJA PROYECTADO CON PRECIO CRUDO @ 35 US\$/b				
KUS\$	AÑOS	2006	2007	2008
<b>CAPEX (-)</b>				
Fracturamiento		-400	0	0
Equipo de WO		-80	0	0
<b>TOTAL CAPEX</b>		<b>-480</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Ingresos (+)</b>				
		1319	2213	2028
<b>OPEX (-)</b>				
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		30	10	10
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5
Regalias incrementales		65,95	110,65	101,4
Tratamiento de crudo incremental		39,57	66,39	60,84
Paradas operacionales imprevistas		1	1	1
<b>TOTAL OPEX</b>		<b>136,02</b>	<b>187,54</b>	<b>172,74</b>
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		<b>1182,98</b>	<b>2025,46</b>	<b>1855,26</b>
<b>Impuesto</b>		<b>0</b>	<b>708,911</b>	<b>649,341</b>
<b>Ganancia despues de impuesto</b>		<b>1182,98</b>	<b>1316,549</b>	<b>1205,919</b>
<b>FLUJO DE CAJA</b>		<b>702,98</b>	<b>1316,549</b>	<b>1205,919</b>
<b>Tasa de descuento</b>		<b>12,2%</b>		
<b>VPN</b>		<b>\$ 2.834,30</b>		
<b>TIR</b>		<b>#NUM!</b>		

Fuente: El Autor.

Figura 40. Flujo de caja con precio de crudo real – YR-69

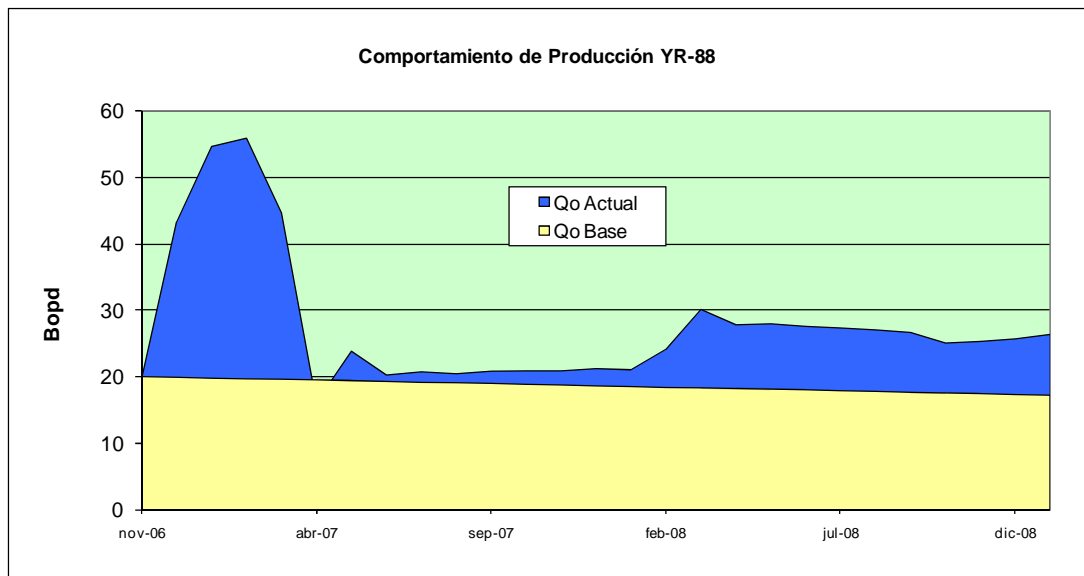
FLUJO DE CAJA CON PRECIO DE CRUDO REAL				
KLUS	AÑOS	2006	2007	2008
<b>CAPEX (-)</b>				
Fracturamiento		-457		
Equipo de WO		-95		
<b>TOTAL CAPEX</b>		<b>-552</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Ingresos (+)</b>				
Ingresos (+)		73	2464	482
<b>OPEX (-)</b>				
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		119	120	100
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5
Regalias incrementales		3,65	123,2	24,1
Tratamiento de crudo incremental		2,19	73,92	14,46
Paradas operacionales imprevistas		0	0	0
<b>TOTAL OPEX</b>		<b>125,34</b>	<b>317,62</b>	<b>139,06</b>
<b>Ganancia antes de impuestos</b>				
		-52,34	2146,38	342,94
<b>Impuesto</b>				
		0	751,233	120,029
<b>Ganacia despues de impuesto</b>				
		-52,34	1395,147	222,911
<b>FLUJO DE CAJA</b>				
		<b>-604,34</b>	<b>1395,147</b>	<b>222,911</b>
<b>Tasa de descuento</b>				
		<b>35%</b>		
<b>VPN</b>				
		<b>\$ 816,18</b>		
<b>TIR</b>				
		<b>146%</b>		

Fuente: El Autor.

### ➤ YR-88

Pozo fracturado el 31 de Octubre del 2006, producía 20 bopd, se esperaba 80 bopd, inicialmente posterior a la fractura produjo 54 bopd y actualmente está en 28 bopd, la fractura no fue tan exitosa, se realizo el trabajo aproximadamente en el tiempo estipulado, produjo pocos trabajos de varilleo y un arenamiento de perforados con carbolita que requirió trabajo adicional de Workover no contemplado. En el análisis económico, el VPN proyectado fue de US\$542.480 con una TIR de 317%, pero el flujo de caja real hasta 2008 fue de VPN (-) US\$2.190 con una TIR del 11%. Es decir, la producción incremental estuvo por debajo de los pronósticos y aunque los precios del crudo ayudaron a compensar, el VPN real muestra que hasta esa fecha se encuentra por debajo de la tasa de oportunidad de Ecopetrol.

**Figura 41. Comportamiento de Producción YR-88. Qactual vs Qbase**



Fuente: El Autor.

**Figura 42. Flujo de caja proyectado año 2006 – YR-88.**

FLUJO DE CAJA PROYECTADO CON PRECIO CRUDO @ 35 US\$/b				
KUS\$	AÑOS	2006	2007	2008
<b>CAPEX (-)</b>				
Fracturamiento		-150	0	0
Equipo de WO		-100	0	0
<b>TOTAL CAPEX</b>		<b>-250</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Ingresos (+)</b>				
		175	695	638
<b>OPEX (-)</b>				
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		30	10	10
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5
Regalias incrementales		8,75	34,75	31,9
Tratamiento de crudo incremental		5,25	20,85	19,14
Paradas operacionales imprevistas		1	1	1
<b>TOTAL OPEX</b>		<b>44,5</b>	<b>66,1</b>	<b>61,54</b>
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		<b>130,5</b>	<b>628,9</b>	<b>576,46</b>
<b>Impuesto</b>		<b>0</b>	<b>220,115</b>	<b>201,761</b>
<b>Ganacia despues de impuesto</b>		<b>130,5</b>	<b>408,785</b>	<b>374,699</b>
<b>FLUJO DE CAJA</b>		<b>-119,5</b>	<b>408,785</b>	<b>374,699</b>
<b>Tasa de descuento</b>		<b>12,2%</b>		
<b>VPN</b>		<b>\$ 542,48</b>		
<b>TIR</b>		<b>31,7%</b>		

Fuente: El Autor.

Figura 43. Flujo de caja con precio de crudo real – YR-88

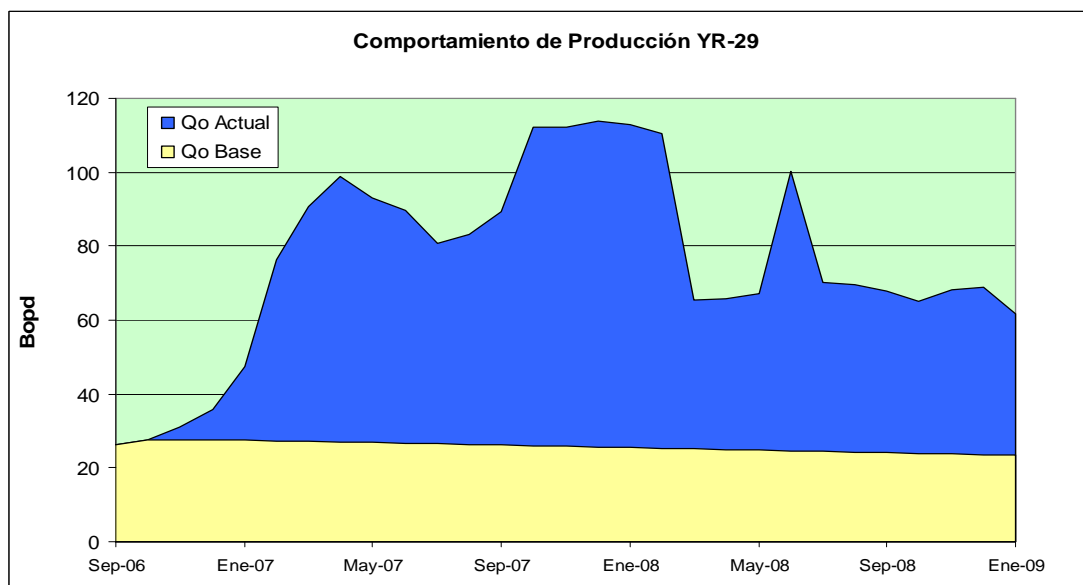
FLUJO DE CAJA CON PRECIO DE CRUDO REAL				
KUSS	AÑOS	2006	2007	2008
<b>CAPEX (-)</b>				
Fracturamiento		-150		
Equipo de WO		-95		
<b>TOTAL CAPEX</b>		-245	0	0
<b>Ingresos (+)</b>				
		36	186	256
<b>OPEX (-)</b>				
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		10	0	0
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5
Regalias incrementales		1,8	9,3	12,8
Tratamiento de crudo incremental		1,08	5,58	7,68
Paradas operacionales imprevistas		0	0	0
<b>TOTAL OPEX</b>		13,38	15,38	20,98
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		22,62	170,62	235,02
<b>Impuesto</b>		0	59,717	82,257
<b>Ganancia despues de impuesto</b>		22,62	110,903	152,763
<b>FLUJO DE CAJA</b>		-222,38	110,903	152,763
<b>Tasa de descuento</b>		12,2%		
<b>VPN</b>		-2,19		
<b>TIR</b>		11%		

Fuente: El Autor.

### ➤ YR-29

Pozo fracturado el 18 de Noviembre del 2006, producía 27 bopd, se esperaba 173 bopd, inicialmente posterior a la fractura produjo 75 bopd y actualmente está en 100 bopd, la fractura fue un éxito pero el trabajo se realizo en un tiempo mucho mayor al estipulado, y requirió pocos trabajos de varilleo no contemplados. En el análisis económico, el VPN proyectado fue de US\$1.517.480 con una TIR de 856% y el flujo de caja real tuvo un VPN US\$1.069.830 con una TIR de 126%. Aunque la producción incremental real fue menor a la estimada, fue compensado por los precios del crudo mayores a los estimados.

**Figura 44. Comportamiento de Producción YR-29. Qactual vs Qbase**



Fuente: El Autor.

**Figura 45. Flujo de caja proyectado año 2006 – YR-29.**

FLUJO DE CAJA PROYECTADO CON PRECIO CRUDO @ 35 US\$/b				
KUS\$	AÑOS	2006	2007	2008
<b>CAPEX (-)</b>				
Fracturamiento		-210	0	0
Equipo de WO		-100	0	0
<b>TOTAL CAPEX</b>		<b>-310</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Ingresos (+)</b>				
		245	1689	1566
<b>OPEX (-)</b>				
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		30	10	10
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5
Regalias incrementales		12,25	84,45	78,3
Tratamiento de crudo incremental		7,35	50,67	46,98
Paradas operacionales imprevistas		1	1	1
<b>TOTAL OPEX</b>		<b>50,1</b>	<b>145,62</b>	<b>135,78</b>
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		<b>194,9</b>	<b>1543,38</b>	<b>1430,22</b>
<b>Impuesto</b>		<b>0</b>	<b>540,183</b>	<b>500,577</b>
<b>Ganancia despues de impuesto</b>		<b>194,9</b>	<b>1003,197</b>	<b>929,643</b>
<b>FLUJO DE CAJA</b>		<b>-115,1</b>	<b>1003,197</b>	<b>929,643</b>
<b>Tasa de descuento</b>		<b>12,2%</b>		
<b>VPN</b>		<b>\$ 1.517,48</b>		
<b>TIR</b>		<b>856%</b>		

Fuente: El Autor.

**Figura 46. Flujo de caja con precio de crudo real – YR-88**

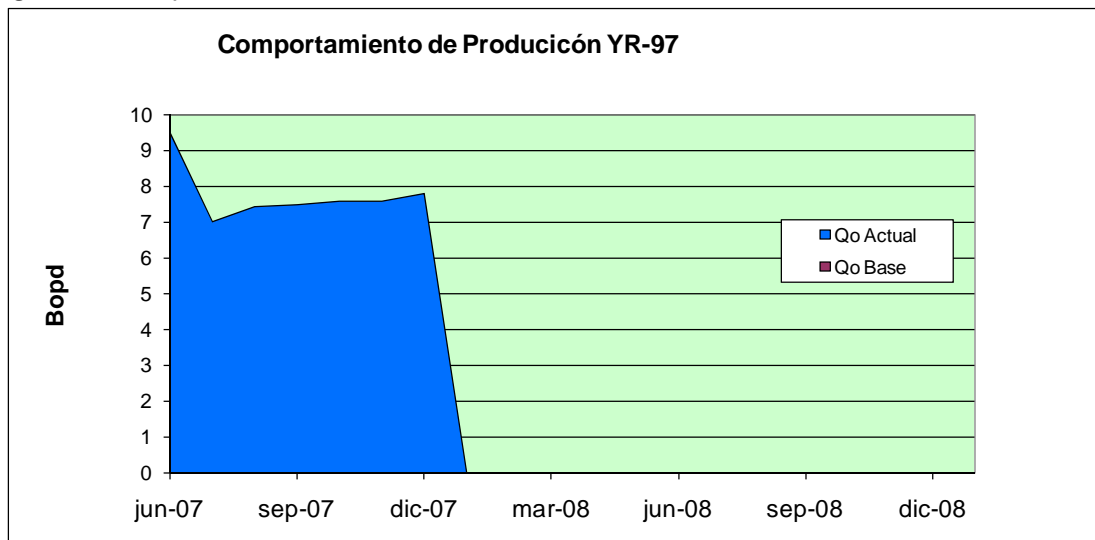
FLUJO DE CAJA CON PRECIO DE CRUDO REAL				
KUSS	AÑOS	2006	2007	2008
<b>CAPEX (-)</b>				
Fracturamiento		-216		
Equipo de WO		-412		
<b>TOTAL CAPEX</b>		<b>-628</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Ingresos (+)</b>				
		1	1619	1779
<b>OPEX (-)</b>				
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		10	0	0
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5
Regalias incrementales		0,05	80,95	88,95
Tratamiento de crudo incremental		0,03	48,57	53,37
Paradas operacionales imprevistas		0	0	0
<b>TOTAL OPEX</b>		<b>10,58</b>	<b>130,02</b>	<b>142,82</b>
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		<b>-9,58</b>	<b>1488,98</b>	<b>1636,18</b>
<b>Impuesto</b>		<b>0</b>	<b>521,143</b>	<b>572,663</b>
<b>Ganacia despues de impuesto</b>		<b>-9,58</b>	<b>967,837</b>	<b>1063,517</b>
<b>FLUJO DE CAJA</b>		<b>-637,58</b>	<b>967,837</b>	<b>1063,517</b>
<b>Tasa de descuento</b>		<b>12,2%</b>		
<b>VPN</b>		<b>\$ 1.069,83</b>		
<b>TIR</b>		<b>126%</b>		

**Fuente:** El Autor.

➤ **YR-97**

Pozo fracturado el 20 de Abril del 2007, producía 0 bopd, se esperaba 80 bopd, inicialmente posterior a la fractura produjo 8 bopd y actualmente está en 0 bopd, la fractura no fue tan exitoso pero el trabajo se realizo aproximadamente en el tiempo estipulado, produjo trabajos de varilleo y arenamientos de perforados con carbolita que requirió trabajo adicional de Workover no contemplado. Actualmente se encuentra no bombea. Se está tomando niveles estáticos de fluido para determinar la presión y definir una posible estimulación orgánica de las arenas fracturadas. En el análisis económico, el VPN proyectado fue de US\$1.224.440 con una TIR infinita, pero el flujo de caja real es de VPN (-)US\$220.400. Observando el VPN real se puede concluir que aunque existe algo de ingresos, este se encuentra por debajo de la tasa de oportunidad (12,2%). La TIR real da infinito ya que el VPN siempre es negativo.

Figura 47. Comportamiento de Producción YR-97. Qactual vs Qbase



Fuente: El Autor.

Figura 48. Flujo de caja proyectado año 2006 – YR-97.

FLUJO DE CAJA PROYECTADO CON PRECIO CRUDO @ 35 US\$/b				
KUSS	AÑOS	2007	2008	2009
<b>CAPEX (-)</b>				
Fracturamiento		-150	0	0
Equipo de WO		-80	0	0
<b>TOTAL CAPEX</b>		-230	0	0
<b>Ingresos (+)</b>				
		685	890	825
<b>OPEX (-)</b>				
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		30	10	10
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5
Regalias incrementales		34,25	44,5	41,25
Tratamiento de crudo incremental		20,55	26,7	24,75
Paradas operacionales imprevistas		1	1	1
<b>TOTAL OPEX</b>		85,3	81,7	76,5
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		599,7	808,3	748,5
<b>Impuesto</b>		0	282,905	261,975
<b>Ganacia despues de impuesto</b>		599,7	525,395	486,525
<b>FLUJO DE CAJA</b>		369,7	525,395	486,525
<b>Tasa de descuento</b>		12,2%		
<b>VPN</b>		\$ 1.224,44		
<b>TIR</b>		#¡NUM!		

Fuente: El Autor.

**Figura 49.** Flujo de caja con precio de crudo real – YR-97

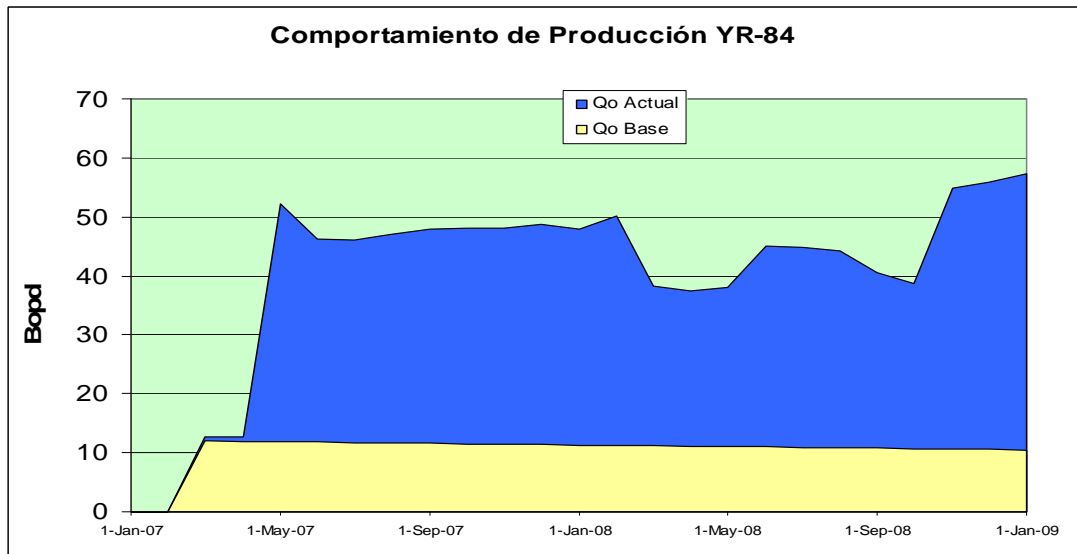
FLUJO DE CAJA CON PRECIO DE CRUDO REAL				
KUSS	AÑOS	2007	2008	2009
<b>CAPEX (-)</b>				
Fracturamiento		-152		
Equipo de WO		-97		
<b>TOTAL CAPEX</b>		-249	0	0
<b>Ingresos (+)</b>				
		55	0	0
<b>OPEX (-)</b>				
WO y/ó Varilleo generado por el fracturamiento		10	10	10
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5
Regalias incrementales		2,75	0	0
Tratamiento de crudo incremental		1,65	0	0
Paradas operacionales imprevistas		0	0	0
<b>TOTAL OPEX</b>		14,9	10,5	10,5
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		40,1	-10,5	-10,5
<b>Impuesto</b>		0	-3,675	-3,675
<b>Ganancia despues de impuesto</b>		40,1	-6,825	-6,825
<b>FLUJO DE CAJA</b>		-208,9	-6,825	-6,825
Tasa de descuento		12,2%		
VPN			-220,40	
TIR			#NUM!	

Fuente: El Autor.

➤ **YR-84**

Se intento fracturar el pozo el 17 de Diciembre del 2006, pero no fue posible realizar el fracturamiento por comunicación entre las arenas Cantagallo, se retiro equipo y dejo pozo en producción. Se fracturo pozo en la arenas B3 el 04 de Mayo del 2007, producía 24 bopd, se esperaba 74 bopd, inicialmente posterior a la fractura produjo 66 bopd y actualmente está en 45 bopd, la fractura fue un éxito pero el trabajo se realizo en un tiempo mucho mayor al estipulado y se incluyo los costos fallidos del fracturamiento del 2006. En el análisis económico, el VPN proyectado fue de US\$758.760 con una TIR infinita al igual que el flujo de caja real pero con VPN US\$691.420. Aunque la producción incremental real fue menor a la estimada, fue compensado por los precios del crudo mayores a los estimados.

Figura 50. Comportamiento de Producción YR-84. Qactual vs Qbase



Fuente: El Autor.

Figura 51. Flujo de caja proyectado año 2006 – YR-84.

FLUJO DE CAJA PROYECTADO CON PRECIO CRUDO @ 35 US\$/b				
KUSS	AÑOS	2007	2008	2009
<b>CAPEX (-)</b>				
Fracturamiento		-250	0	0
Equipo de WO		-120	0	0
<b>TOTAL CAPEX</b>		-370	0	0
<b>Ingresos (+)</b>				
		532	691	659
<b>OPEX (-)</b>				
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		30	10	10
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5
Regalías incrementales		26,6	34,55	32,95
Tratamiento de crudo incremental		15,96	20,73	19,77
Paradas operacionales imprevistas		1	1	1
<b>TOTAL OPEX</b>		73,06	65,78	63,22
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		<b>458,94</b>	<b>625,22</b>	<b>595,78</b>
<b>Impuesto</b>		<b>0</b>	<b>218,827</b>	<b>208,523</b>
<b>Ganancia despues de impuesto</b>		<b>458,94</b>	<b>406,393</b>	<b>387,257</b>
<b>FLUJO DE CAJA</b>		<b>88,94</b>	<b>406,393</b>	<b>387,257</b>
Tasa de descuento		12,2%		
VPN		\$ 758,76		
IRR		#NUM!		

Fuente: El Autor.

Figura 52. Flujo de caja con precio de crudo real – YR-84

FLUJO DE CAJA CON PRECIO DE CRUDO REAL				
KUSS	AÑOS	2007	2008	2009
<b>CAPEX (-)</b>				
Fracturamiento		-256		
Equipo de WO		-140		
<b>TOTAL CAPEX</b>		<b>-396</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Ingresos (+)</b>		<b>540</b>	<b>1112</b>	<b>0</b>
<b>OPEX (-)</b>				
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		1	0	0
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5
Regalias incrementales		27	55,6	0
Tratamiento de crudo incremental		16,2	33,36	0
Paradas operacionales imprevistas		0	0	0
<b>TOTAL OPEX</b>		<b>44,7</b>	<b>89,46</b>	<b>0,5</b>
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		<b>495,3</b>	<b>1022,54</b>	<b>-0,5</b>
<b>Impuesto</b>		<b>0</b>	<b>357,889</b>	<b>-0,175</b>
<b>Ganacia despues de impuesto</b>		<b>495,3</b>	<b>664,651</b>	<b>-0,325</b>
<b>FLUJO DE CAJA</b>		<b>99,3</b>	<b>664,651</b>	<b>-0,325</b>
<b>Tasa de descuento</b>		<b>12,2%</b>		
<b>VPN</b>		<b>\$ -691,42</b>		
<b>TIR</b>		<b>#NUM!</b>		

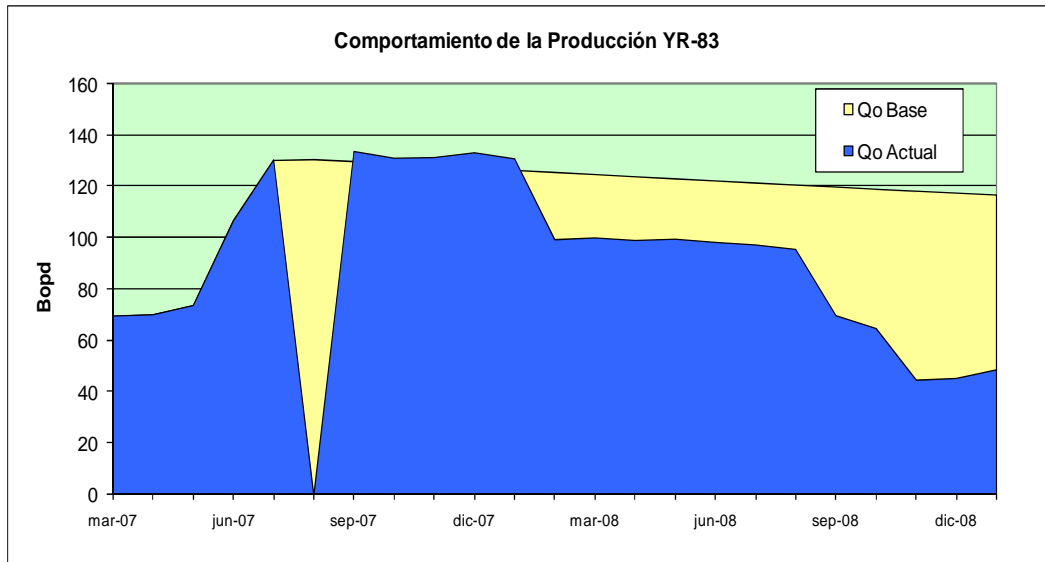
Fuente: El Autor.

### ➤ YR-83

Pozo fracturado el 04 de Septiembre del 2007, producía 122 bopd, se esperaba 222 bopd, inicialmente posterior a la fractura produjo 102 bopd y actualmente está en 99 bopd, la fractura no fue exitosa se presento arenamiento prematuro y el trabajo se ejecuto en un tiempo mayor al tiempo estipulado, produjo pocos trabajos de varilleo y arenamientos de perforados con carbolita requiriendo pocos trabajos adicionales de Workover no contemplados. En el análisis económico, el VPN proyectado fue de US\$851.390 con una TIR de 347%, pero el flujo de caja real es de VPN (-)US\$1.037.750. Observando el VPN real se puede concluir que aunque existe algo de ingresos, este se encuentra por debajo de la tasa de oportunidad (12,2%). La TIR da infinito ya que los flujos de caja son negativos. La producción incremental fue negativa comparada con la curva base, es decir, el

pozo quedo produciendo menos de la producción base, ocasionando actualmente aun pérdidas.

**Figura 53. Comportamiento de Producción YR-83. Qactual vs Qbase**



Fuente: El Autor.

**Figura 54. Flujo de caja proyectado año 2006 – YR-83.**

FLUJO DE CAJA PROYECTADO CON PRECIO CRUDO @ 35 US\$/bbl				
KUSS	AÑOS	2007	2008	2009
<b>CAPEX (-)</b>				
Fracturamiento		-300	0	0
Equipo de WO		-150	0	0
<b>TOTAL CAPEX</b>		<b>-450</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Ingresos (+)</b>				
		338	1061	983
<b>OPEX (-)</b>				
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		30	10	10
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5
Regalias incrementales		16,9	53,05	49,15
Tratamiento de crudo incremental		10,14	31,83	29,49
Paradas operacionales imprevistas		1	1	1
<b>TOTAL OPEX</b>		<b>57,54</b>	<b>95,38</b>	<b>89,14</b>
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		<b>280,46</b>	<b>965,62</b>	<b>893,86</b>
<b>Impuesto</b>		<b>0</b>	<b>337,967</b>	<b>312,851</b>
<b>Ganacia despues de impuesto</b>		<b>280,46</b>	<b>627,653</b>	<b>581,009</b>
<b>FLUJO DE CAJA</b>		<b>-169,54</b>	<b>627,653</b>	<b>581,009</b>
<b>Tasa de descuento</b>		<b>12,2%</b>		
<b>VPN</b>		<b>\$ 851,39</b>		
<b>TIR</b>		<b>347%</b>		

Fuente: El Autor.

Figura 55. Flujo de caja con precio de crudo real – YR-83

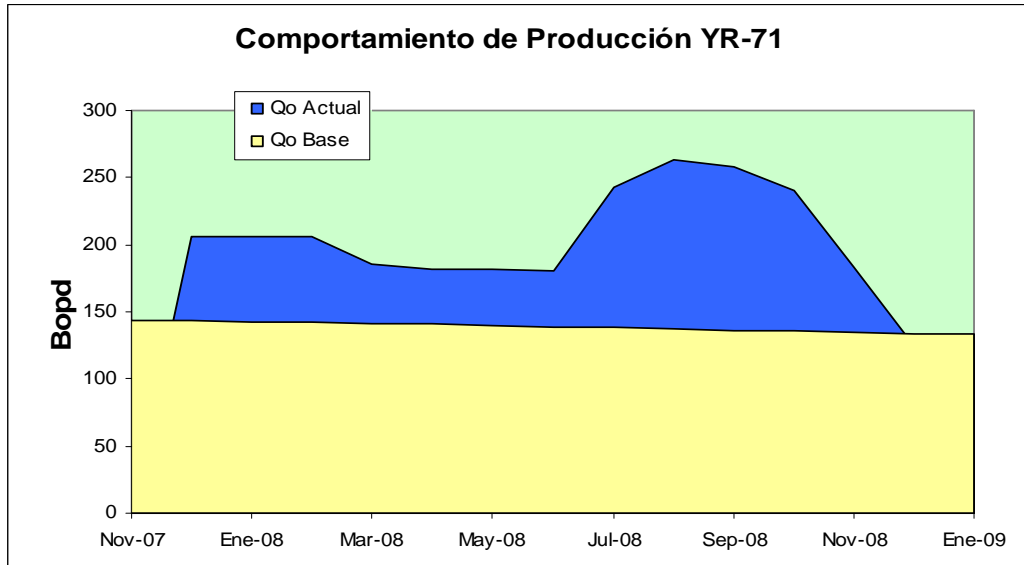
FLUJO DE CAJA CON PRECIO DE CRUDO REAL				
KUSS	AÑOS	2007	2008	2009
<b>CAPEX (-)</b>				
Fracturamiento		-313		
Equipo de WO		-240		
<b>TOTAL CAPEX</b>		-553	0	0
<b>Ingresos (+)</b>				
		27	-887	0
<b>OPEX (-)</b>				
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		30	10	0
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5
Regalias incrementales		1,35	-44,35	0
Tratamiento de crudo incremental		0,81	-26,61	0
Paradas operacionales imprevistas		0	0	0
<b>TOTAL OPEX</b>		32,66	-60,46	0,5
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		-5,66	-826,54	-0,5
<b>Impuesto</b>		0	-289,289	-0,175
<b>Ganacia despues de impuesto</b>		-5,66	-537,251	-0,325
<b>FLUJO DE CAJA</b>				
		-558,66	-537,251	-0,325
Tasa de descuento		12,2%		
VPN		-1.037,75		
TIR		#NUM!		

Fuente: El Autor.

➤ YR-71

Pozo fracturado el 07 de Diciembre del 2007, producía 144 bopd, se esperaba 194 bopd, inicialmente posterior a la fractura produjo 152 bopd y actualmente está en 279 bopd, la fractura fue un éxito y se realizo el trabajo aproximadamente en el tiempo estipulado, produjo algunos trabajos de varilleo adicionales y un arenamiento de perforados con carbolita que requirió trabajo adicional de Workover no contemplado En el análisis económico, el VPN proyectado fue de US\$55.710 con una TIR de 21% pero el flujo de caja real tuvo un VPN US\$270.630 con una TIR de 69%. Aunque la producción incremental real al inicio fue menor a la estimada con el tiempo y con aislamiento de arena acuíferas la producción supero las estimadas,

Figura 56. Comportamiento de Producción YR-71. Qactual vs Qbase



Fuente: El Autor.

Figura 57. Flujo de caja proyectado año 2006 – YR-71.

FLUJO DE CAJA PROYECTADO CON PRECIO CRUDO @ 35 US\$/bl				
KUSS	AÑOS	2007	2008	2009
<b>CAPEX (-)</b>				
Fracturamiento		-200	0	0
Equipo de WO		-300	0	0
<b>TOTAL CAPEX</b>		-500	0	0
<b>Ingresos (+)</b>				
		33	585	538
<b>OPEX (-)</b>				
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		30	10	10
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5
Regalias incrementales		1,65	29,25	26,9
Tratamiento de crudo incremental		0,99	17,55	16,14
Paradas operacionales imprevistas		1	1	1
<b>TOTAL OPEX</b>		33,14	57,3	53,54
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		-0,14	527,7	484,46
<b>Impuesto</b>		0	184,695	169,561
<b>Ganacia despues de impuesto</b>		-0,14	343,005	314,899
<b>FLUJO DE CAJA</b>		-500,14	343,005	314,899
<b>Tasa de descuento</b>		12,2%		
<b>VPN</b>		\$ 55,71		
<b>TIR</b>		21%		

Fuente: El Autor.

Figura 58. Flujo de caja con precio de crudo real – YR-71

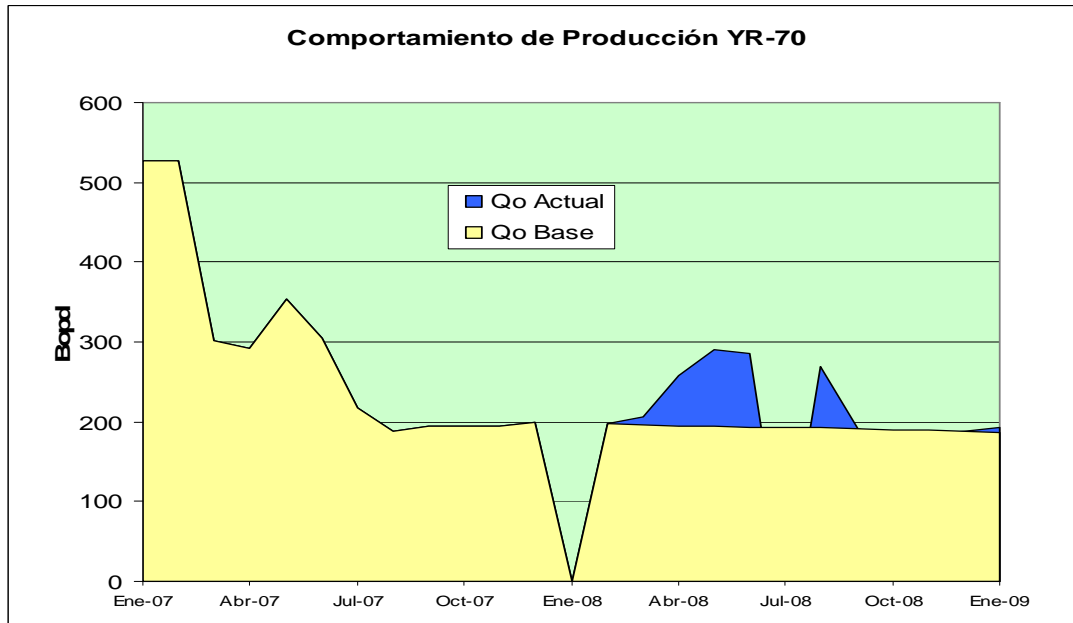
FLUJO DE CAJA CON PRECIO DE CRUDO REAL				
KUS\$	AÑOS	2007	2008	2009
<b>CAPEX (-)</b>				
Fracturamiento		-210		
Equipo de WO		-342		
<b>TOTAL CAPEX</b>		<b>-552</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Ingresos (+)</b>				
Ingresos (+)		34	1547	0
<b>OPEX (-)</b>				
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		20	12	10
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5
Regalias incrementales		1,7	77,35	0
Tratamiento de crudo incremental		1,02	46,44	0
Paradas operacionales imprevistas		0	0	0
<b>TOTAL OPEX</b>		<b>23,22</b>	<b>136,26</b>	<b>10,5</b>
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		<b>10,78</b>	<b>1410,74</b>	<b>-10,5</b>
<b>Impuesto</b>		<b>0</b>	<b>493,759</b>	<b>-3,675</b>
<b>Ganancia despues de impuesto</b>		<b>10,78</b>	<b>916,981</b>	<b>-6,825</b>
<b>FLUJO DE CAJA</b>				
<b>FLUJO DE CAJA</b>		<b>-541,22</b>	<b>916,981</b>	<b>-6,825</b>
<b>Tasa de descuento</b>		<b>12,2%</b>		
<b>VPN</b>		<b>\$ 270,63</b>		
<b>TIR</b>		<b>69%</b>		

Fuente: El Autor.

## ➤ YR-70

Pozo fracturado el 12 de Febrero del 2008, producía 200 bopd, se esperaba 300 bopd, inicialmente posterior a la fractura produjo 67 bopd y actualmente está en 285 bopd, la fractura no fue exitosa se presento arenamiento prematuro debido a fallas en las bombas de BJ por lo que fue necesario utilizar la unidad de Coiled Tubing aumentando los costos y el tiempo de ejecución del trabajo, produjo continuo trabajos de varilleo y arenamientos de perforados con carbolita requiriendo pocos trabajos adicionales de Workover no contemplados. En el análisis económico, el VPN proyectado fue de US\$1.871.300 con una TIR infinita, pero el flujo de caja real es de VPN (-)US\$354.690 con una TIR infinita ya que los flujos de caja son negativos Observando el VPN real se puede concluir que aunque existe algo de ingresos, este se encuentra por debajo de la tasa de oportunidad (12,2%). Actualmente requiere de continua limpiezas de arena con equipo de Workover.

**Figura 59. Comportamiento de Producción YR-70. Qactual vs Qbase**



Fuente: El Autor.

**Figura 60. Flujo de caja proyectado año 2008 – YR-70.**

FLUJO DE CAJA PROYECTADO CON PRECIO CRUDO @ 35, US\$/b				
KUSS	AÑOS	2008	2009	2010
<b>CAPEX (-)</b>				
Fracturamiento		-120	0	0
Equipo de WO		-100	0	0
<b>TOTAL CAPEX</b>		-220	0	0
<b>Ingresos (+)</b>				
		1158	1100	1014
<b>OPEX (-)</b>				
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		30	10	10
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5
Regalías incrementales		57,9	55	50,7
Tratamiento de crudo incremental		34,74	33	30,42
Paradas operacionales imprevistas		1	1	1
<b>TOTAL OPEX</b>		123,14	98,5	91,62
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		1034,86	1001,5	922,38
<b>Impuesto</b>		0	350,525	322,833
<b>Ganacia despues de impuesto</b>		1034,86	650,975	599,547
<b>FLUJO DE CAJA</b>		814,86	650,975	599,547
<b>Tasa de descuento</b>		12,2%		
<b>VPN</b>		\$ 1.871,30		
<b>TIR</b>		#NUM!		

Fuente: El Autor.

Figura 61. Flujo de caja con precio de crudo real – YR-70

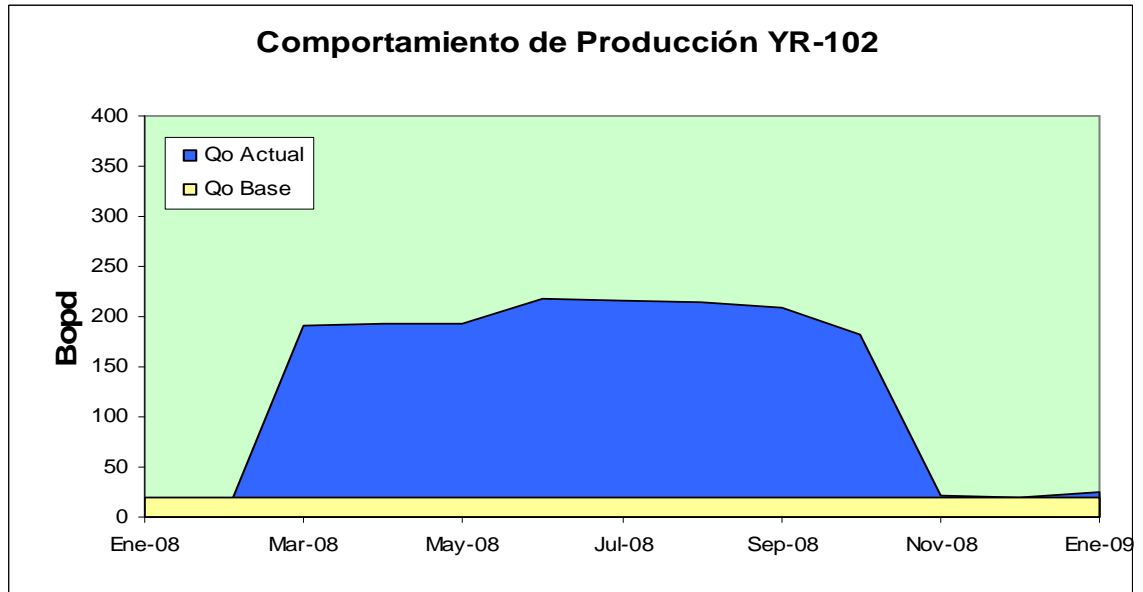
FLUJO DE CAJA CON PRECIO DE CRUDO REAL			
KUSS	AÑOS	2008	2009
<b>CAPEX (-)</b>			
Fracturamiento		-256	
Equipo de WO		-252	
<b>TOTAL CAPEX</b>		<b>-508</b>	<b>0</b>
<b>Ingresos (+)</b>			
		408	0
<b>OPEX (-)</b>			
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		221	0
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5
Regalias incrementales		20,4	0
Tratamiento de crudo incremental		12,24	0
Paradas operacionales imprevistas		0	0
<b>TOTAL OPEX</b>		<b>254,14</b>	<b>0,5</b>
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		<b>153,86</b>	<b>-0,5</b>
<b>Impuesto</b>		<b>0</b>	<b>-0,175</b>
<b>Ganacia despues de impuesto</b>		<b>153,86</b>	<b>-0,325</b>
<b>FLUJO DE CAJA</b>		<b>-354,14</b>	<b>-0,325</b>
<b>Tasa de descuento</b>		<b>12,2%</b>	
<b>VPN</b>		<b>-\$ 354,69</b>	
<b>TIR</b>		<b>#¡NUM!</b>	

Fuente: El Autor.

### ➤ YR-102

Pozo fracturado el 11 de Marzo del 2008, producía 20 bopd, se esperaba 200 bopd, inicialmente posterior a la fractura produjo 96 bopd y actualmente está en 26 bopd, la fractura fue exitosa y se realizo el trabajo en aproximadamente el tiempo estipulado, no posee problemas de arenamiento, y requirió trabajos menores de varilleo. En el análisis económico, el VPN proyectado fue de US\$3.058.710 con una TIR infinito, al igual que el flujo de caja real pero con un VPN US\$1.270.510. Aunque la producción incremental real fue menor a la estimada al inicio, el VPN fue bueno por picos de producción sostenidos de 206 bls y con la ayuda de los precios reales del crudo.

Figura 62. Comportamiento de Producción YR-102. Qactual vs Qbase



Fuente: El Autor.

Figura 63. Flujo de caja proyectado año 2008 – YR-102.

FLUJO DE CAJA PROYECTADO CON PRECIO CRUDO @ 35,00 \$/b				
KUSS	AÑOS	2008	2009	2010
<b>CAPEX (-)</b>				
Fracturamiento		-320	0	0
Equipo de WO		-150	0	0
<b>TOTAL CAPEX</b>		<b>-470</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Ingresos (+)</b>				
		1768	1998	1851
<b>OPEX (-)</b>				
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		30	10	10
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5
Regalias incrementales		88,4	99,9	92,55
Tratamiento de crudo incremental		53,04	59,94	55,53
Paradas operacionales imprevistas		1	1	1
<b>TOTAL OPEX</b>		<b>171,94</b>	<b>170,34</b>	<b>158,58</b>
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		<b>1596,06</b>	<b>1827,66</b>	<b>1692,42</b>
<b>Impuesto</b>		<b>0</b>	<b>639,681</b>	<b>592,347</b>
<b>Ganancia despues de impuesto</b>		<b>1596,06</b>	<b>1187,979</b>	<b>1100,073</b>
<b>FLUJO DE CAJA</b>		<b>1126,06</b>	<b>1187,979</b>	<b>1100,073</b>
<b>Tasa de descuento</b>		<b>12,2%</b>		
<b>VPN</b>		<b>\$ 3.058,71</b>		
<b>TIR</b>		<b>#/NUM!</b>		

Fuente: El Autor.

**Figura 64. Flujo de caja con precio de crudo real – YR-102**

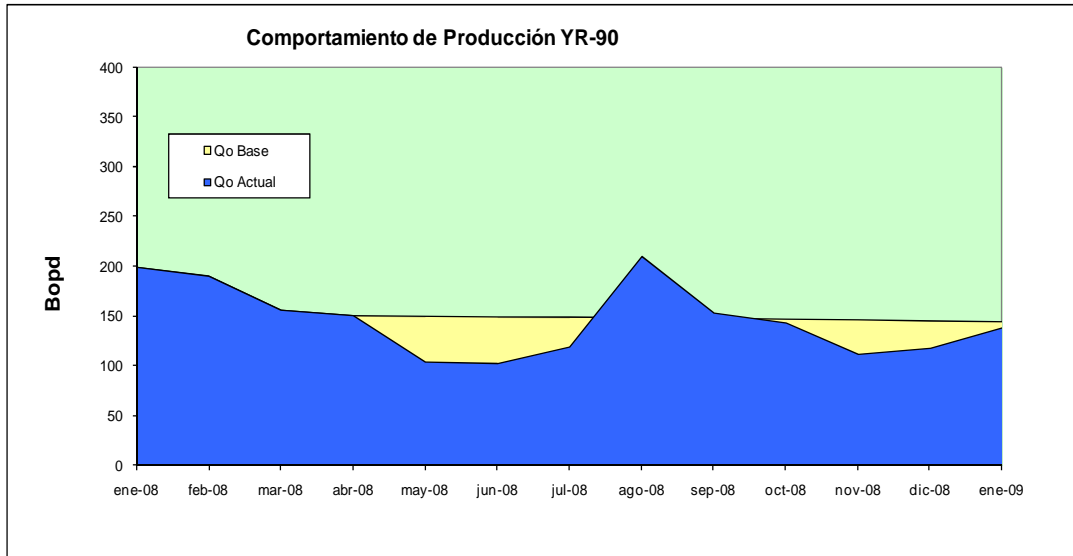
FLUJO DE CAJA CON PRECIO DE CRUDO REAL			
KAUSS	AÑOS	2008	2009
<b>CAPEX (-)</b>			
Fracturamiento		-341	
Equipo de WO		-165	
<b>TOTAL CAPEX</b>		-506	0
Ingresos (+)		1943	0
<b>OPEX (-)</b>			
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		10	0
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5
Regalias incrementales		97,15	0
Tratamiento de crudo incremental		58,29	0
Paradas operacionales imprevistas		0	0
<b>TOTAL OPEX</b>		165,94	0,5
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		1777,06	-0,5
<b>Impuesto</b>		0	-0,175
<b>Ganacia despues de impuesto</b>		1777,06	-0,325
<b>FLUJO DE CAJA</b>		1271,06	-0,325
Tasa de descuento		12,2%	
VPN		\$ 1.270,51	
TIR		#NUM!	

Fuente: El Autor.

➤ **YR-90**

Pozo fracturado el 18 de Abril del 2008, producía 151 bopd, se esperaba 200 bopd, inicialmente posterior a la fractura produjo 100 bopd y actualmente está en 121 bopd, aunque la fractura técnicamente fue buena, presento arenamiento continuos sobre perforados que han requeridos de trabajo de Workover y Varilleo que inciden en los costos no contemplados. En el análisis económico, el VPN proyectado fue de US\$630.850 con una TIR infinita entre los periodos del 2008, 2009 y 2010 y el flujo de caja real con datos de egresos del 2008 solamente se tiene actualmente un VPN (-)US\$498.890 con una TIR infinita ya que el flujo de caja es negativo. Es un fracturamiento nuevo y se estima a pesar de tener producción inicial por debajo de la proyectada que en el 2009 recupere la inversión con ayuda de los precios del crudo WTI

**Figura 65. Comportamiento de Producción YR-90. Qactual vs Qbase**



Fuente: El Autor.

**Figura 66. Flujo de caja proyectado año 2008 – YR-90.**

FLUJO DE CAJA PROYECTADO CON PRECIO CRUDO @ 35 US\$/b				
KUSS	AÑOS	2008	2009	2010
<b>CAPEX (-)</b>				
Fracturamiento		-100	0	0
Equipo de WO		-120	0	0
<b>TOTAL CAPEX</b>		<b>-220</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Ingresos (+)</b>		<b>412</b>	<b>530</b>	<b>487</b>
<b>OPEX (-)</b>				
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		30	10	10
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5
Regalias incrementales		20,6	26,5	24,35
Tratamiento de crudo incremental		12,36	15,9	14,61
Paradas operacionales imprevistas		1	1	1
<b>TOTAL OPEX</b>		<b>63,46</b>	<b>52,9</b>	<b>49,46</b>
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		<b>348,54</b>	<b>477,1</b>	<b>437,54</b>
<b>Impuesto</b>		<b>0</b>	<b>166,985</b>	<b>153,139</b>
<b>Ganacia despues de impuesto</b>		<b>348,54</b>	<b>310,115</b>	<b>284,401</b>
<b>FLUJO DE CAJA</b>		<b>128,54</b>	<b>310,115</b>	<b>284,401</b>
<b>Tasa de descuento</b>		<b>12,2%</b>		
<b>VPN</b>		<b>\$ 630,85</b>		
<b>TIR</b>		<b>#NUM!</b>		

Fuente: El Autor.

Figura 67. Flujo de caja con precio de crudo real – YR-90

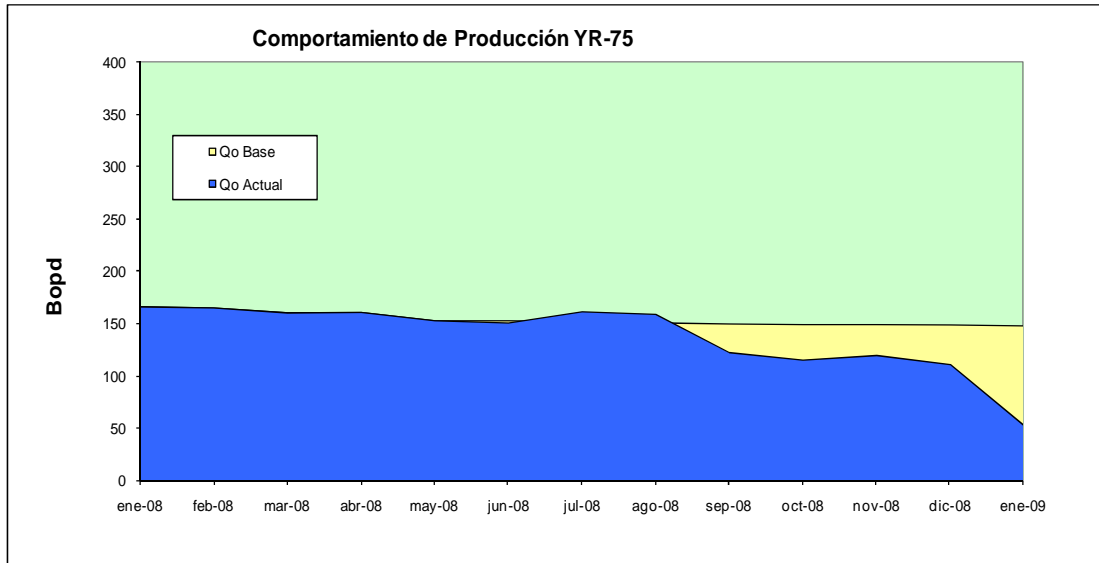
FLUJO DE CAJA CON PRECIO DE CRUDO REAL			
KUSS	AÑOS	2008	2009
<b>CAPEX (-)</b>			
Fracturamiento		-111	
Equipo de WO		-166	
<b>TOTAL CAPEX</b>		-277	0
<b>Ingresos (+)</b>			
		-177	0
<b>OPEX (-)</b>			
WO y/ó Varilleo generado por el fracturamiento		58	0
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5
Regalias incrementales		-8,85	0
Tratamiento de crudo incremental		-5,31	0
Paradas operacionales imprevistas		0	0
<b>TOTAL OPEX</b>		44,34	0,5
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		-221,34	-0,5
<b>Impuesto</b>		0	-0,175
<b>Ganancia despues de impuesto</b>		-221,34	-0,325
<b>FLUJO DE CAJA</b>			
		-498,34	-0,325
<b>Tasa de descuento</b>		12,2%	
<b>VPN</b>		-\$ 498,89	
<b>TIR</b>		#NUM!	

Fuente: El Autor.

## ➤ YR-75

Pozo fracturado el 27 de Mayo del 2008, producía 147 bopd, se esperaba 300 bopd, inicialmente posterior a la fractura produjo 153 bopd y actualmente está en 170 bopd, aunque la fractura técnicamente fue buena, y el trabajo se ejecuto en un tiempo mayor al tiempo estipulado y produjo algunos trabajos de varilleo no contemplados. En el análisis económico, el VPN proyectado fue de US\$1.854.560 con una TIR infinita entre los periodos del 2008, 2009 y 2010 y el flujo de caja real con datos de egresos del 2008, se tiene actualmente un VPN (-)US\$2.051.210 con una TIR infinita ya que el flujo de caja es negativo. Es un fracturamiento nuevo y se estima a pesar de tener producción inicial por debajo de la proyectada que en el 2009 recupere la inversión con ayuda de los precios del crudo WTI.

**Figura 68. Comportamiento de Producción YR-75. Qactual vs Qbase**



Fuente: El Autor.

**Figura 69. Flujo de caja proyectado año 2008 – YR-75.**

FLUJO DE CAJA PROYECTADO CON PRECIO CRUDO @ 35 US\$/b				
KUS\$	AÑOS	2008	2009	2010
<b>CAPEX (-)</b>				
Fracturamiento		-450	0	0
Equipo de WO		-250	0	0
<b>TOTAL CAPEX</b>		<b>-700</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Ingresos (+)</b>				
		1112	1619	1496
<b>OPEX (-)</b>				
WO y/ó Varilleo generado por el fracturamiento		30	10	10
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5	0,5
Regalías incrementales		55,6	80,95	74,8
Tratamiento de crudo incremental		33,36	48,57	44,88
Paradas operacionales imprevistas		1	1	1
<b>TOTAL OPEX</b>		<b>119,46</b>	<b>140,02</b>	<b>130,18</b>
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		<b>992,54</b>	<b>1478,98</b>	<b>1365,82</b>
<b>Impuesto</b>		<b>0</b>	<b>517,643</b>	<b>478,037</b>
<b>Ganacia despues de impuesto</b>		<b>992,54</b>	<b>961,337</b>	<b>887,783</b>
<b>FLUJO DE CAJA</b>		<b>292,54</b>	<b>961,337</b>	<b>887,783</b>
<b>Tasa de descuento</b>		<b>12,2%</b>		
<b>VPN</b>		<b>\$ 1.854,56</b>		
<b>TIR</b>		<b>#NUM!</b>		

Fuente: El Autor.

**Figura 70. Flujo de caja con precio de crudo real – YR-75**

FLUJO DE CAJA CON PRECIO DE CRUDO REAL			
KUSS	AÑOS	2008	2009
<b>CAPEX (-)</b>			
Fracturamiento		-477	
Equipo de WO		-392	
<b>TOTAL CAPEX</b>		-869	0
<b>Ingresos (+)</b>		-1273	0
<b>OPEX (-)</b>			
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		10	0
Mtto generado en las unidades de bombeo		0,5	0,5
Regalias incrementales		-63,65	0
Tratamiento de crudo incremental		-38,19	0
Paradas operacionales imprevistas		0	0
<b>TOTAL OPEX</b>		-91,34	0,5
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		-1181,66	-0,5
<b>Impuesto</b>		0	-0,175
<b>Ganacia despues de impuesto</b>		-1181,66	-0,325
<b>FLUJO DE CAJA</b>		-2050,66	-0,325
<b>Tasa de descuento</b>		12,2%	
<b>VPN</b>		<b>-\$ 2.054,24</b>	
<b>TIR</b>		<b>#NUM!</b>	

**Fuente:** El Autor.

Al consolidar todo el proyecto de fracturamiento hidráulico en Cantagallo, tenemos que se tiene un VPN de US\$17.049.920 con una TIR de 6206% entre los años 2005, 2006, 2007 y 2008; con los datos reales de egresos y precios del crudo durante los años 2005 y 2008 se obtuvo un VPN de US\$7.995.130 y una TIR de 549%. El patrón que se mantuvo en la mayoría de los pozos con excepción de algunos casos se ve reflejado en la consolidación de todo el campo, la producción incremental siempre estuvo por debajo de la proyectada pero los precios reales del crudo y algunos picos mayores de producción, hicieron que el proyecto fuera todo un éxito.

Figura 71. Flujo de caja proyectado año 2005-2008. Proyecto Fracturamiento Cantagallo.

FLUJO DE CAJA PROYECTADO CON PRECIO CRUDO @ 35 US\$/bl					
KUS\$	AÑOS	2005	2006	2007	2008
<b>CAPEX (-)</b>					
YR-52		280	-	-	-
YR-25		180	-	-	-
YR-23		260	-	-	-
YR-65		350	-	-	-
CG-13		-	230	-	-
YR-39		-	270	-	-
YR-68		-	330	-	-
YR-69		-	480	-	-
YR-88		-	250	-	-
YR-29		-	310	-	-
YR-84		-	200	-	-
YR-97		-	-	230	-
YR-84		-	-	370	-
YR-83		-	-	450	-
YR-94		-	-	270	-
YR-71		-	-	500	-
YR-102		-	-	-	220
YR-70		-	-	-	470
YR-90		-	-	-	220
YR-75		-	-	-	700
<b>TOTAL CAPEX</b>		<b>-1070</b>	<b>-2070</b>	<b>-1820</b>	<b>-1610</b>
<b>Ingresos (+)</b>					
		1152	17393	20807	23859
<b>OPEX (-)</b>					
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		120	250	260	280
Mtto generado en las unidades de bombeo		2	5,5	8	10
Regalias incrementales		57,6	869,65	1040,35	1192,95
Tratamiento de crudo incremental		34,56	521,79	624,21	745,77
Paradas operacionales imprevistas		4	11	16	20
<b>TOTAL OPEX</b>		<b>214,16</b>	<b>1646,94</b>	<b>1932,56</b>	<b>2198,72</b>
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		<b>937,84</b>	<b>15746,06</b>	<b>18874,44</b>	<b>21660,28</b>
<b>Impuesto</b>		<b>0</b>	<b>5511,121</b>	<b>6606,054</b>	<b>7581,098</b>
<b>Ganacia despues de impuesto</b>		<b>937,84</b>	<b>10234,939</b>	<b>12268,386</b>	<b>14079,182</b>
<b>FLUJO DE CAJA</b>		<b>-132,16</b>	<b>8164,939</b>	<b>10448,386</b>	<b>12469,182</b>
<b>Tasa de descuento</b>		<b>12,2%</b>			
<b>VPN</b>		<b>\$ 17.049,92</b>			
<b>TIR</b>		<b>6206%</b>			
<b>TIRM</b>		<b>517%</b>			

Fuente: El Autor.

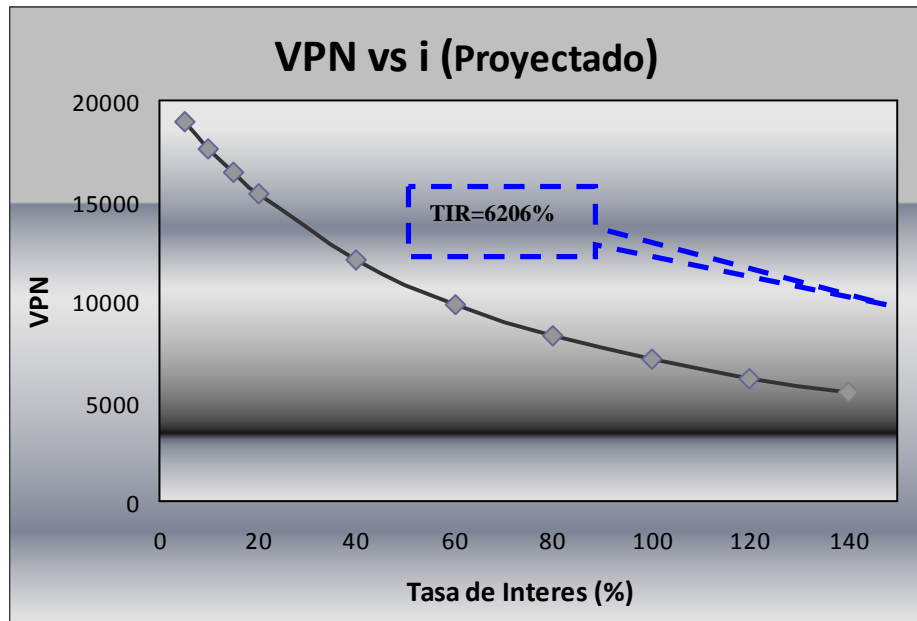
Figura 72. Flujo con precio de crudo real y prod 2005-2008 Proyecto Fracturamiento Cantagallo.

FLUJO DE CAJA CON PRECIO DE CRUDO REAL					
KUSS	AÑOS	2005	2006	2007	2008
<b>CAPEX (-)</b>					
YR-52		284	-	-	-
YR-25		165	-	-	-
YR-23		261	-	-	-
YR-65		385	-	-	-
CG-13		-	222	-	-
YR-39		-	323	-	-
YR-68		-	320	-	-
YR-69		-	552	-	-
YR-88		-	245	-	-
YR-29		-	628	-	-
YR-84		-	122	-	-
YR-97		-	-	249	-
YR-84		-	-	396	-
YR-83		-	-	553	-
YR-94		-	-	287	-
YR-71		-	-	552	-
YR-102		-	-	-	508
YR-70		-	-	-	506
YR-90		-	-	-	277
YR-75		-	-	-	869
<b>TOTAL CAPEX</b>		<b>-1095</b>	<b>-2412</b>	<b>-2037</b>	<b>-2160</b>
<b>Ingresos (+)</b>		<b>533</b>	<b>9193</b>	<b>16268</b>	<b>16944</b>
<b>OPEX (-)</b>					
WO y/o Varilleo generado por el fracturamiento		44	299	305	495
Mtto generado en las unidades de bombeo		2	5,5	8	10
Regalias incrementales		26,65	459,65	813,4	847,2
Tratamiento de crudo incremental		15,99	275,79	488,04	508,32
Paradas operacionales imprevistas		0	0	0	0
<b>TOTAL OPEX</b>		<b>88,64</b>	<b>1039,94</b>	<b>1614,44</b>	<b>1860,52</b>
<b>Ganancia antes de impuestos</b>		<b>444,36</b>	<b>8153,06</b>	<b>14653,56</b>	<b>15083,48</b>
<b>Impuesto</b>		<b>0</b>	<b>2853,571</b>	<b>5128,746</b>	<b>5279,218</b>
<b>Ganacia despues de impuesto</b>		<b>444,36</b>	<b>5299,489</b>	<b>9524,814</b>	<b>9804,262</b>
<b>FLUJO DE CAJA</b>		<b>-650,64</b>	<b>2887,489</b>	<b>7487,814</b>	<b>7644,262</b>
<b>Tasa de descuento</b>		<b>12,2%</b>			
<b>VPN</b>		<b>\$ 7.995,13</b>			
<b>TIR</b>		<b>549%</b>			
<b>TIRM</b>		<b>203%</b>			

Fuente: El Autor.

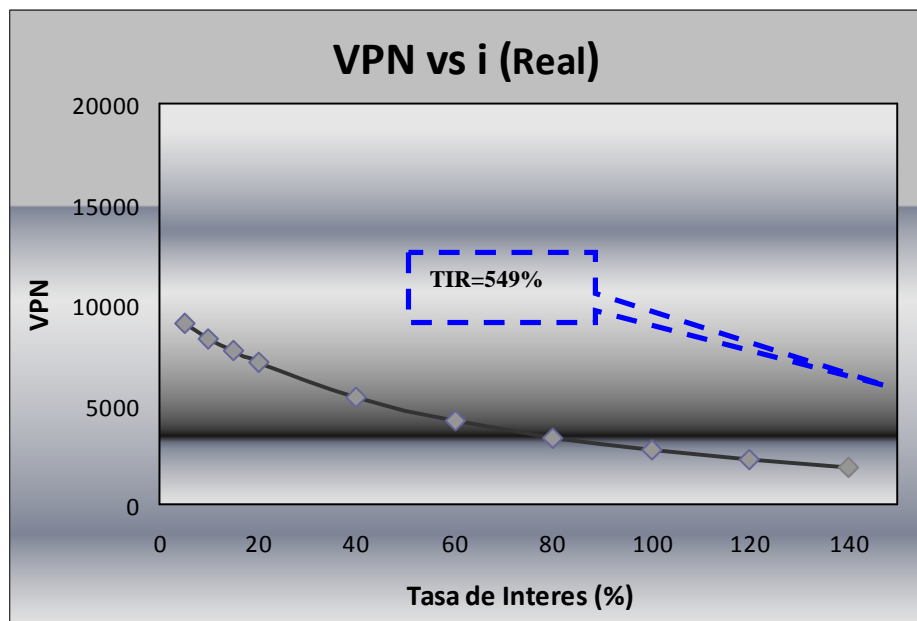
A continuación, se mostrará una grafica del VPN vs la tasa de interés del proyecto de fracturamiento hidráulico proyectado y el real:

**Figura 73.** VPN vs  $i$  (Con flujo de caja proyectado).



**Fuente:** El Autor.

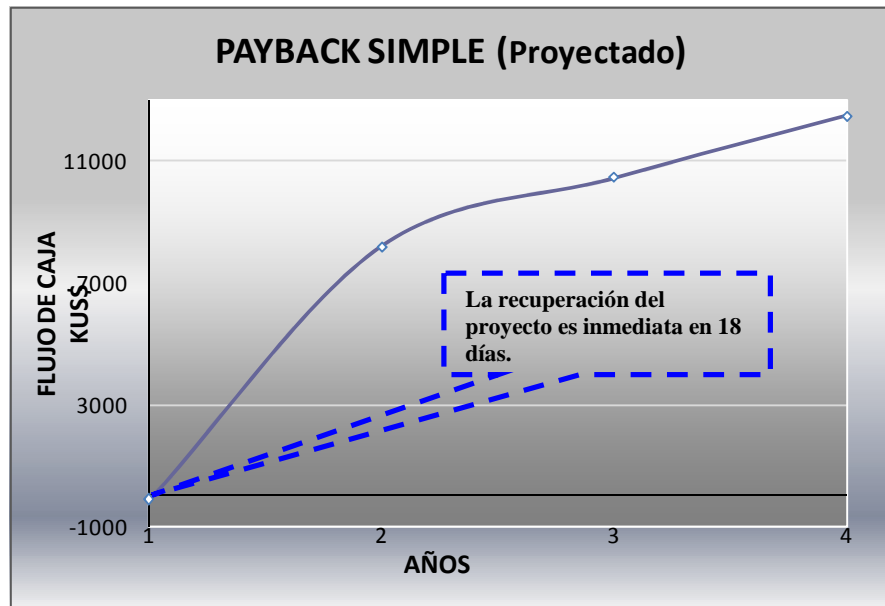
**Figura 74.** VPN vs  $i$  (Con flujo de caja real).



**Fuente:** El Autor.

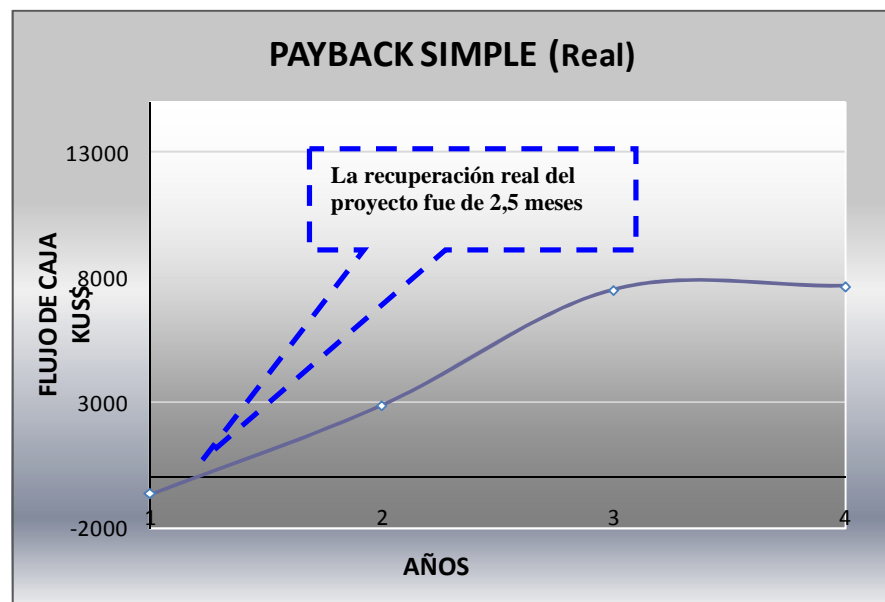
Con los anteriores datos se puede calcular el payback simple del proyecto que mide el tiempo necesario para recuperar la inversión, sin considerar el valor del dinero en el tiempo se tiene:

**Figura 75.** PAYBACK SIMPLE (Con flujo de caja proyectado).



*Fuente:* El Autor.

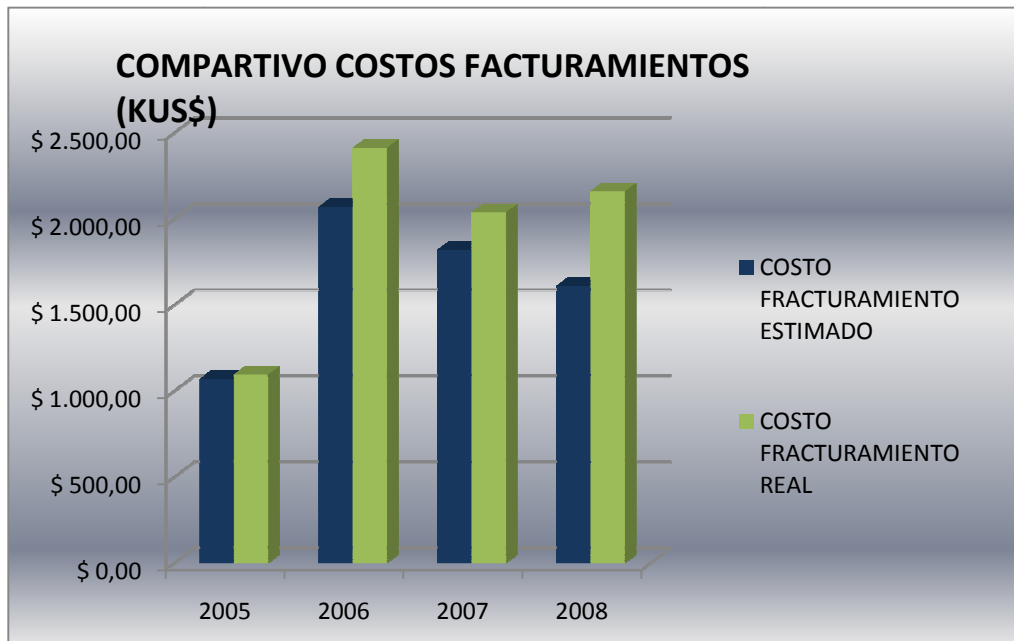
**Figura 76.** PAYBACK SIMPLE (Con flujo de caja real).



*Fuente:* El Autor.

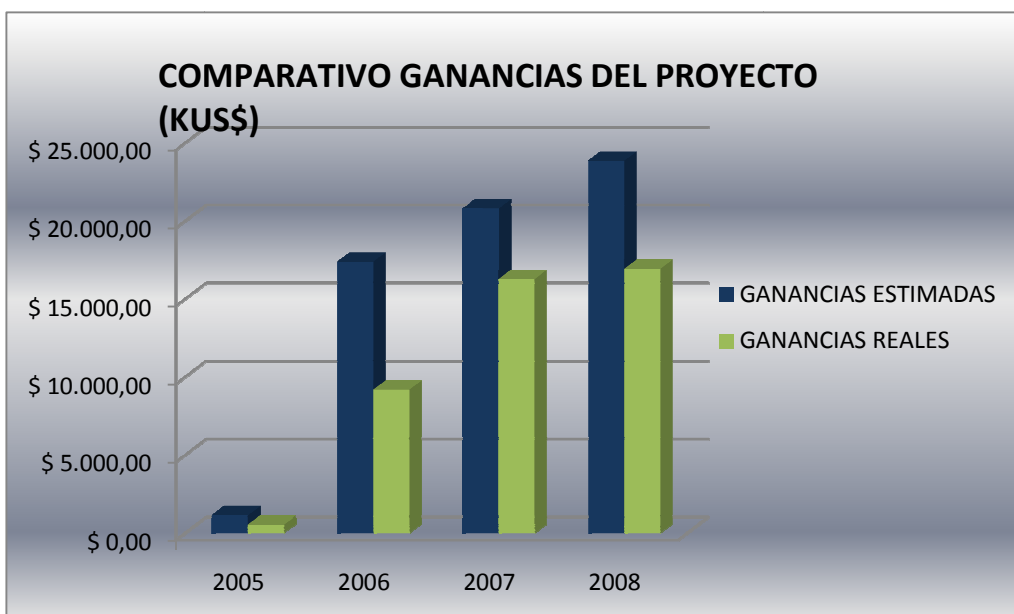
En las figuras 77 y 78 se encuentran los cuadros comparativos de los costos de los fracturamientos estimados y los reales al igual que las ganancias estimadas y reales durante el proyecto.

**Figura 77.** Comparativo costos fracturamientos (KUS\$)



**Fuente:** El Autor.

**Figura 78.** Comparativo ganancias del proyecto (KUS\$)



**Fuente:** El Autor.

## 5.5. ANÁLISIS DE RIESGO E INCERTIDUMBRE.

Para realizar el análisis de riesgo e incertidumbre del proyecto, se inicia con una lluvia de ideas, en la cual se identifican y plantean todos los posibles riesgos que podrían presentarse en la vida productiva del proyecto, evaluando en cada riesgo la frecuencia e impacto que tendría (tablas No 9, 11 y 13). Los riesgos se clasificaron en tres categorías; riesgos de entorno (E), riesgo financiero (F) y riesgo operacional (O); la probabilidad e impacto de la ocurrencia del riesgo se basan en las tablas 2 y 3; para caracterizar cada riesgo es necesario describir el riesgo, mediante la definición de las consecuencia que conlleva este riesgo y las posibles acciones de mitigación (tablas 8, 10 y 12):

**Tabla 9.** Caracterización riesgo de entorno para el proyecto.

Núm.	RIESGO DE ENTORNO	CONSECUENCIA DE ESTE RIESGO, ESTIMANDO EL VALOR DE LOS POSIBLES DAÑOS	ACCIONES DE MITIGACION
E1	Orden Publico	<ul style="list-style-type: none"> <li>Retrasos en las operaciones.</li> <li>Malestar e inconformidad de los trabajadores. Retiro de personal especializado.</li> <li>Demoras en trámites.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Implementación de una política de seguridad.</li> <li>Movilización de fuerza publica</li> </ul>
E2	Agentes climáticos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Problemas operacionales.</li> <li>Retraso en las operaciones.</li> <li>Problemas de acceso al campo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Definir hasta que punto que tipo de agentes climáticos harían parar o retrasar la operación.</li> <li>Tener vías de acceso alternas al pozo ó apoyo civil para el arreglo y adecuación de accesos.</li> </ul>
E3	Problemas de acceso al campo.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Retraso en las operaciones.</li> <li>Riesgo de accidente en movilización</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tener vías de acceso alternas al pozo ó apoyo civil para el arreglo y adecuación de accesos.</li> <li>Evaluar el riesgo de accidente antes de cada movilización.</li> </ul>
E4	Secuestro personal de vital importancia.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falta de personal esencial para la ejecución de las operaciones.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Implementación de una política de seguridad.</li> <li>Movilización de fuerza publica</li> </ul>
E5	Sabotaje al proyecto.	<ul style="list-style-type: none"> <li>No ejecución del proyecto.</li> <li>Perdidas y retraso en la ejecución de las operaciones</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Asegurar la confidencialidad de la información.</li> <li>Contar con un equipo experimentado y organizado de forma tal, que pueda asegurar la ejecución del proyecto.</li> </ul>

E6	Fallas de los proveedores del servicio.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desgaste en la ejecución del proyecto.</li> <li>• Incumplimiento con el cronograma planteado.</li> <li>• Retrasos en la ejecución de las operaciones.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Establecer líneas de comunicación directas con los proveedores.</li> <li>• Adquirir proveedores de experiencia y confianza con la compañía operadora.</li> </ul>
E7	Cambios en las variables macroeconómicas (inflación, devaluación,...).	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Falta de información confiable en el proyecto.</li> <li>• Bajo interés de decisión en la inversión.</li> <li>• Posible sobrecostos para los inversionistas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Valerse en la estadística histórica del mercado del país, creando un portafolio que permita la mejor planeación financiera, en donde reduzca la exposición ante dicha variación.</li> </ul>
E8	Aumento de impuestos.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cambio negativo en la rentabilidad del proyecto.</li> <li>• Sobrecostos por gastos adicionales</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Valerse en la estadística histórica del mercado del país, creando un portafolio que permita la mejor planeación financiera, en donde reduzca la exposición ante dicha variación</li> </ul>
E9	Cambios en el manejo de regalías y en reglas de materia fiscal.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cambio negativo en la rentabilidad del proyecto.</li> <li>• Sobrecostos por gastos adicionales</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Valerse en la estadística histórica del mercado del país, creando un portafolio que permita la mejor planeación financiera, en donde reduzca la exposición ante dicha variación</li> </ul>
E10	Estabilidad política de la nación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajo interés de decisión en la inversión.</li> <li>• Posible sobrecostos para los inversionistas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Valerse en la estadística histórica del mercado del país, creando un portafolio que permita la mejor planeación financiera, en donde reduzca la exposición ante dicha variación</li> </ul>

**Fuente:** El Autor.

**Tabla 10.** Identificación y evaluación de riesgo entorno para el proyecto.

<b>RIESGO ENTORNO</b>				
<b>Núm.</b>	<b>FACTORES DE RIESGO</b>	<b>P</b>	<b>I</b>	<b>P x I</b>
E1	Orden Publico	5	5	25
E2	Agentes climáticos.	10	5	50
E3	Problemas de acceso al campo.	10	5	50
E4	Secuestro personal de vital importancia.	1	5	5
E5	Sabotaje al proyecto.	1	5	5
E6	Fallas de los proveedores del servicio.	2	10	20
E7	Cambios en las variables macroeconómicas (inflación, devaluación,...).	2	10	20
E8	Aumento de impuestos.	1	10	10
E9	Cambios en el manejo de regalías y en reglas de materia fiscal.	1	10	10
E10	Estabilidad política de la nación.	1	10	10

**Fuente:** El Autor.

<b>Tabla 11.</b> <b>Núm.</b>	<b>Caracterización riesgo</b> <b>RIESGO DE ENTORNO</b>	<b>CONSECUENCIA DE ESTE RIESGO, ESTIMANDO EL VALOR DE LOS POSIBLES DAÑOS</b>	<b>ACCIONES DE MITIGACION</b>
F1	Aumento de las tarifas de prestación de servicio	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sobrecostos por gastos adicionales.</li> <li>Cambio negativo en la rentabilidad del proyecto.</li> <li>Posibles retrasos ó la no ejecución de operaciones</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Establecer líneas de comunicación directas con la empresa prestadora de servicio donde se mantengan tarifas vigentes.</li> <li>Adquirir proveedores de experiencia y confianza con la compañía operadora</li> </ul>
F2	Malos diseños de las fracturas hidráulicas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Producción incremental mal calculada.</li> <li>Ingresos menores a los estimados.</li> <li>Cambio negativo a la rentabilidad del proyecto.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Garantizar la confiabilidad en los datos de entrada para los diseños de fractura</li> <li>Verificar que la empresa prestadora del servicio cuenta con software y simuladores confiables y con experiencia.</li> </ul>
F3	Realizar operaciones adicionales no contempladas. WO y/o Varilleo.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Retraso en las operaciones.</li> <li>Sobrecostos por gastos adicionales</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tener vías de acceso alternas al pozo ó apoyo civil para el arreglo y adecuación de accesos.</li> <li>Evaluar el riesgo de accidente antes de cada movilización.</li> </ul>
F4	Paradas operacionales imprevistas	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falta de personal esencial para la ejecución de las operaciones.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Implementación de una política de seguridad.</li> <li>Movilización de fuerza publica</li> </ul>
F5	Mayor contratación de servicios y personal	<ul style="list-style-type: none"> <li>No ejecución del proyecto.</li> <li>Perdidas y retraso en la ejecución de las operaciones</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Asegurar la confidencialidad de la información.</li> <li>Contar con un equipo experimentado y organizado de forma tal, que pueda asegurar la ejecución del proyecto.</li> </ul>
F6	Variación del precio del hidrocarburo	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desgaste en la ejecución del proyecto.</li> <li>Incumplimiento con el cronograma planteado.</li> <li>Retrasos en la ejecución de las operaciones.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Establecer estrategias y estimar rentabilidades con el peor escenario del precio del crudo.</li> <li>Adquirir toda estadística concerniente a la fluctuación del precio de crudo y elaborar un grupo dedicado a este tema.</li> </ul>
F7	Caracterización inadecuada del yacimiento.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falta de información confiable en el proyecto.</li> <li>Bajo interés de decisión en la inversión.</li> <li>Posible sobrecostos para los inversionistas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Poseer varios simuladores para comparar la mejor caracterización del yacimiento.</li> <li>Tener confiabilidad en la información básica del yacimiento.</li> </ul>
F8	Mantenimiento excesivo generado por la producción incremental	<ul style="list-style-type: none"> <li>Cambio negativo en la rentabilidad del proyecto.</li> <li>Sobrecostos por gastos adicionales</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejorar los planes de contingencia, observando los peores escenarios que requieran los mantenimientos de las Unidades y facilidades de superficie.</li> </ul>
F9	Mayores costos a los inicialmente esperados.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Cambio negativo en la rentabilidad del proyecto.</li> <li>Sobrecostos por gastos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Valerse en la estadística histórica del mercado del país, creando un portafolio que permita la mejor planeación</li> </ul>

		adicionales	financiera, en donde reduzca la exposición ante dicha variación
F10	Costos de producción.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bajo interés de decisión en la inversión.</li> <li>Posible sobrecostos para los inversionistas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Valerse en la estadística histórica del mercado del país, creando un portafolio que permita la mejor planeación financiera, en donde reduzca la exposición ante dicha variación</li> </ul>
F11	Recursos limitados.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Baja inversión.</li> <li>Disminución en el flujo efectivo de caja a favor.</li> <li>Posible incumplimiento en los programas a ejecutar.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aumentar la confiabilidad del proyecto teniendo más y mejores proyecciones y fundamentos.</li> <li>Poseer planes estratégicos para obtener recursos extras.</li> </ul>
F12	Producción incremental por debajo de los pronósticos	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falta de información confiable en las proyecciones.</li> <li>Cambio negativo en la rentabilidad del proyecto</li> <li>Posible sobrecostos para los inversionistas.</li> <li>Caracterización inadecuada de yacimientos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Poseer varios simuladores para comparar la mejor caracterización del yacimiento.</li> <li>Tener confiabilidad en la información básica del yacimiento.</li> <li>Observar la sensibilidad ante distintos escenarios de producción incremental y disminuir riesgos.</li> </ul>

**Fuente:** El Autor.

**Tabla 12.** Identificación y evaluación de riesgo financiero del proyecto.

<b>RIESGO ASIGNACION DE RECURSOS</b>				
<b>Num</b>	<b>FACTORES DE RIESGO</b>	<b>P</b>	<b>I</b>	<b>P x I</b>
F1	Aumento de las tarifas de prestación de servicio	2	10	20
F2	Malos diseños de las fracturas hidráulicas	5	20	100
F3	Realizar operaciones adicionales no contempladas. WO y/o Varilleo.	5	10	50
F4	Paradas operacionales imprevistas	5	10	50
F5	Mayor contratación de servicios y personal	2	10	20
F6	Variación del precio del hidrocarburo	20	20	400
F7	Caracterización inadecuada del yacimiento.	10	20	200
F8	Mantenimiento excesivo generado por la producción incremental	2	5	10
F9	Mayores costos a los inicialmente esperados.	5	20	100
F10	Costos de producción.	5	20	100
F11	Recursos limitados.	5	20	100
F12	Producción incremental por debajo de los pronósticos	10	20	200

**Fuente:** El Autor.

**Tabla 13.** Caracterización riesgo operacional del proyecto.

Núm.	RIESGO DE ENTORNO	CONSECUENCIA DE ESTE RIESGO, ESTIMANDO EL VALOR DE LOS POSIBLES DAÑOS	ACCIONES DE MITIGACION
O1	Retrasos por fallas mecánicas y/o eléctricas en los equipos servicio	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sobrecostos por gastos adicionales.</li> <li>• Cambio negativo en la rentabilidad del proyecto.</li> <li>• Retrasos en los tiempos de ejecución de operaciones.</li> <li>• Producción diferida del pozo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Establecer y contemplar programas de mantenimiento preventivos de los equipos.</li> <li>• Contar con posibles equipos adicionales para posibles reemplazos.</li> </ul>
O2	Mayor cantidad de tiempo de ejecución	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Posibles problemas mecánicos y/o operaciones del pozo.</li> <li>• Sobrecostos por gastos adicionales.</li> <li>• Cambio negativo a la rentabilidad del proyecto.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Obtener información sólida para la mayor aproximación a la estimación de los tiempos de ejecución.</li> <li>• Confiabilidad en los equipos que prestan el servicio.</li> </ul>
O3	Condiciones inseguras en el trabajo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Retraso en las operaciones.</li> <li>• Posibles accidentes en la operaciones.</li> <li>• Sobrecostos.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tener programas y sistemas de gestión HSEQ por parte de la empresa prestadora de servicio.</li> <li>• Cumplir los estándares de seguridad</li> <li>• Realizar todo trabajo con su análisis de trabajo seguro y con permisos de trabajos autorizados por la empresa operadora.</li> </ul>
O4	Fallas en la operación de fracturamiento.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Posibles problemas mecánicos de los equipos.</li> <li>• Retrasos en la ejecución del programa</li> <li>• Falta de personal idóneo para la operación.</li> <li>• Posibles sobrecostos.</li> <li>• Cambio negativo en la rentabilidad del proyecto.</li> <li>• Diseños o programas con falencias en su elaboración</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Poseer confiabilidad mecánica de la empresa prestadora de servicio.</li> <li>• Personal apto y capacitado para la operación de servicio a pozo.</li> <li>• Contemplar las posibles fallas en los programas o diseños de la operación.</li> </ul>
O5	Retiro de personal especializado	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Diseños o programas con falencias en su elaboración.</li> <li>• Perdida de confiabilidad de los procesos de ejecución.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Establecer líneas de responsabilidades y cumplimientos con garantía de las operaciones a ejecutar.</li> </ul>
O6	Problemas ambientales	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fallas en los programas HSEQ.</li> <li>• Sobrecostos adicionales.</li> <li>• Retrasos en la ejecución de las operaciones.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Poseer un programa HSEQ que contemple y prevenga contaminaciones o problemas ambientales durante la ejecución de las operaciones.</li> </ul>
O7	Dificultad en el transporte de equipo de servicio.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Retrasos en el inicio de cada operación.</li> <li>• Problemas en transporte por estado u obstaculización del ingreso a la localización.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Establecer con anterioridad a la ejecución del servicio la vía de acceso al pozo y sus posibles desvíos.</li> <li>• Poseer programa HSEQ donde incluya el riesgo de las</li> </ul>

		<ul style="list-style-type: none"> <li>• Accidentes de tráfico.</li> </ul>	movilizaciones.
O8	Baja capacidad de respuesta a la necesidad del cliente.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bajo interés de decisión en la inversión.</li> <li>• Dificultad para resolver problemas de la operación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Establecer líneas de responsabilidades y cumplimientos con garantía de las operaciones a ejecutar</li> </ul>

**Fuente:** El Autor.

**Tabla 14.** Identificación y evaluación de riesgo operacional para el proyecto.

<b>RIESGO OPERACIONAL</b>				
<b>Num</b>	<b>FACTORES DE RIESGO</b>	<b>P</b>	<b>I</b>	<b>P x I</b>
O1	Retrasos por fallas mecánicas y/o eléctricas en los equipos servicio	20	5	100
O2	Mayor cantidad de tiempo de ejecución	10	10	100
O3	Condiciones inseguras en el trabajo	5	5	25
O4	Fallas en la operación de fracturamiento.	10	10	100
O5	Retiro de personal especializado	2	5	10
O6	Problemas ambientales	2	10	20
O7	Dificultad en el transporte de equipo de servicio.	5	2	10
O8	Baja capacidad de respuesta a la necesidad del cliente.	2	10	20

**Fuente:** El Autor.

De donde;

**P:** Probabilidad de ocurrencia.

**I:** Impacto.

**P x I:** Probabilidad x impacto.

Una vez evaluados los riesgos se procede a ubicarlos dentro de la matriz para establecer cuáles son los más críticos dentro del cumplimiento de los objetivos trazados para el proyecto.

**Tabla 15.** Matriz de riesgos del proyecto.

**PROBABILIDAD DE LA OCURRENCIA DEL RIESGO**

VALORACION			Remoto	Improbable	Posible	Probable	Frecuente
			A	B	C	D	F
			1	2	5	10	20
<b>Crítico</b>	5	20			F2 – F9 F10 – F11	F7 - F12	F6
<b>Alto</b>	4	10	E8 – E9 E10	E6 – E7 – O6 F1 – F5– O8	F3 – F4	O2 – O4	
<b>Intermedio</b>	3	5	E4 – E5	F8 - O5	E1 – O3	E2 – E3	O1
<b>Moderado</b>	2	2					
<b>Bajo</b>	1	1					

**Fuente:** El Autor.

Según, la matriz anterior se visualiza 4 zonas que se deben tratar dependiendo su orden de importancia con respecto al riesgo del proyecto. La zona más oscura alberga los riesgos más altos y críticos; es decir, los que requieren mayor atención y requieren un tratamiento de inmediato, puesto que afectan de una forma más significativa el flujo de caja, las cuales son:

- F6 – Variación del precio del hidrocarburo.
- F7 – Caracterización inadecuada del yacimiento.
- F12 - Producción incremental por debajo de los pronósticos.

Posteriormente, una zona menos oscura, posee riesgos que deben poseer acciones de mitigación y control, los cuales son:

- F2 - Malos diseños de las fracturas hidráulicas
- F3 - Realizar operaciones adicionales no contempladas. WO y/o Varilleo.
- F4 - Paradas operacionales imprevistas
- F9 - Mayores costos a los inicialmente esperados.
- F10 - Costos de producción.
- F11 - Recursos limitados.
- O1 - Retrasos por fallas mecánicas y/o eléctricas en los equipos servicio
- O2 - Mayor cantidad de tiempo de ejecución.
- O4 - Fallas en la operación de fracturamiento.
- E2 - Agentes climáticos.
- E3 - Problemas de acceso al campo.

El color anterior de oscuro al menor, representa los riesgos que tienen un nivel aceptable, pero requieren seguimiento:

- E1 - Orden Publico
- E6 - Fallas de los proveedores del servicio.
- E7 - Cambios en las variables macroeconómicas (inflación, devaluación,..).
- E8 - Aumento de impuestos.
- E9 - Cambios en el manejo de regalías y en reglas de materia fiscal.
- E10 - Estabilidad política de la nación.
- F1 - Aumento de las tarifas de prestación de servicio.
- F5 - Mayor contratación de servicios y personal
- R8 - Mantenimiento excesivo generado por la producción incremental.
- O3 - Condiciones inseguras en el trabajo
- O5 - Retiro de personal especializado
- O7 - Dificultad en el transporte de equipo de servicio.
- O8 - Baja capacidad de respuesta a la necesidad del cliente.

Y por último, en el color más claro se encuentran los riesgos menos críticos pero requieren un monitoreo periódico:

- E4 - Secuestro personal de vital importancia.
- E5 - Sabotaje al proyecto.

Para confirmar la priorización hecha con el procedimiento anterior, es necesario un análisis de sensibilidad mediante el uso de diagramas tipo tornado y tipo araña.

Para poder asociar cada riesgo al valor presente neto, VPN, del proyecto es necesario vincularlos a las variables que evalúan la economía y viabilidad del proyecto. En este caso, las variables independientes son: el precio del crudo, la producción incremental, términos fiscales (tasa de interés, impuestos y regalías) y los costos involucrados en el fracturamiento.

Con el flujo de caja y el valor base de cada variable se obtiene el punto de comparación para establecer el nivel de impacto de cada variable independiente, posteriormente se procede a multiplicar cada variable por un factor, en este caso 10%, por encima y por debajo del valor original con el fin de observar la variación del VPN cuando esta variable se ve influenciada por un riesgo dentro del proyecto (ver tabla No 12).

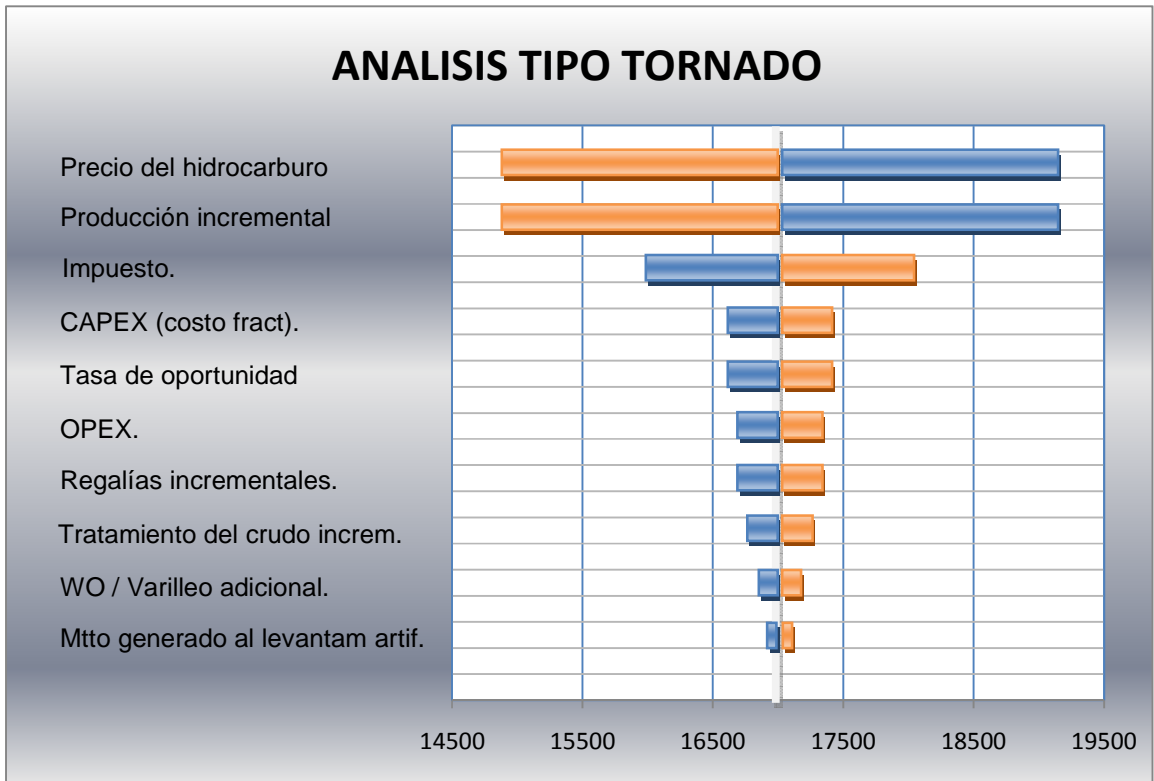
**Tabla 16.** Impacto relativo del VPN proyectado respecto a las variables independientes.

<b>Variables</b>	<b>VALORES EN KUS\$</b>		
	<b>VPN @ 90%</b>	<b>VPN @ 100%</b>	<b>VPN @ 110%</b>
Precio del Hidrocarburo	14883,57	17049,92	19216,27
Producción incremental	14883,57	17049,92	19216,27
Tasa de oportunidad	17348,88	17049,92	16759,7
CAPEX (costo fract)	17469,3	17049,92	16630,54
WO / Varilleo adicional	17090,86	17049,92	17008,98
Regalías incrementales.	17167,65	17049,92	16932,18
Tratamiento del crudo incremental	17120,56	17049,92	16979,28
Mtto generado al levant artificial.	17050,95	17049,92	17048,88
Impuesto	18143,31	17049,92	15956,52
OPEX	17280,27	17049,92	16819,59

**Fuente:** El Autor.

En la figura 19 se muestra de manera general el análisis de sensibilidad usando el esquema tipo tornado para las variables independientes del proyecto. Este grafico permite visualizar en orden de importancia la influencia y variación de cada variable sobre el flujo de caja; por lo que se puede concluir que el precio del crudo y la producción incremental, son la variables que requieren un nivel de atención mayor; el resto de variables independientes generan variación en el rango de valores del VPN, pero no son tan marcadas como la de las dos primeras variables.

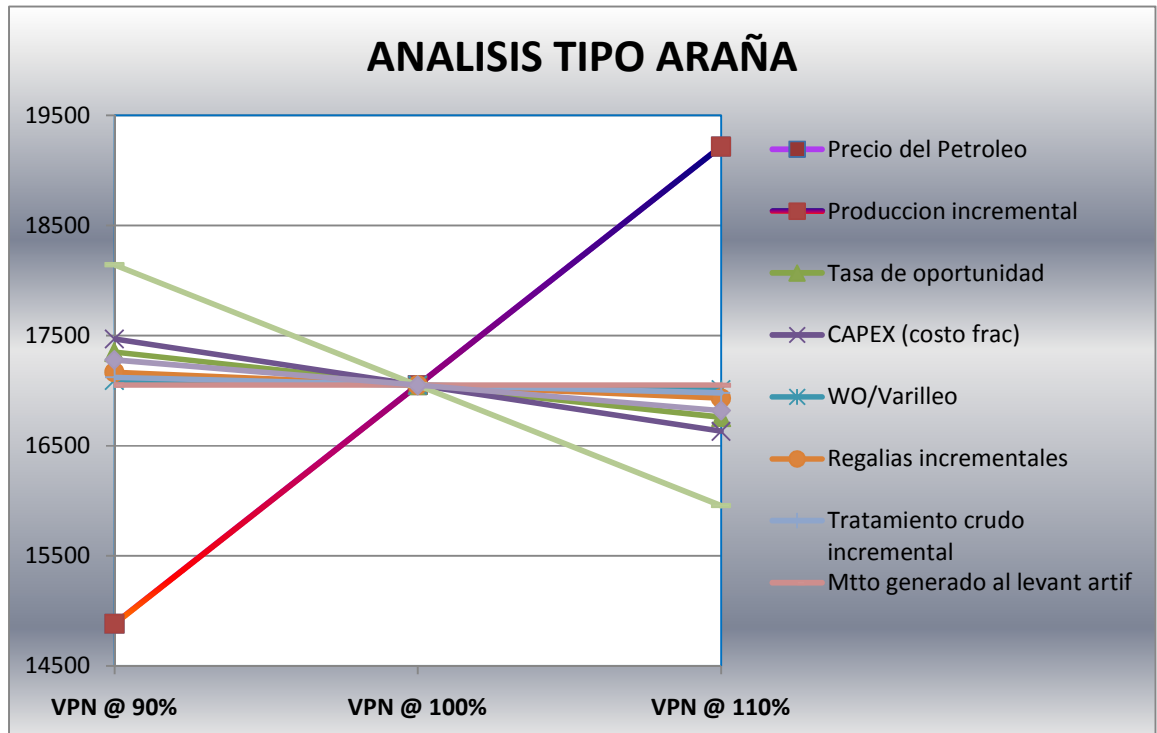
**Figura 79.** Análisis Tipo Tornado.



**Fuente:** El Autor.

En la grafica siguiente con el análisis tipo araña, vemos que las variables con mayor variación lineal son: el precio del petróleo y la producción incremental (las cuales se encuentran superpuestas, Fig. 19) y con ello confirma la información establecida con el análisis tipo tornado, demostrando que estos parámetros son los más significativos para el cálculo del VPN.

Figura 80. Análisis Tipo Araña.



Fuente: El Autor.

## CONCLUSIONES

- Se pudieron apreciar que aunque el proyecto en general tuvo ganancias que permitieron rápidamente recuperar la inversión, vemos que no se obtuvo los resultados pronosticados; existieron muchas variables, tales como la inadecuada caracterización del yacimiento y la simulación de los pronósticos con estimaciones por encima de la producción incremental real.
- Así como la producción incremental estimada estuvo por encima de la producción real, el proyecto fue tomado con un valor promedio de barril de crudo de 35 US\$/bl constante durante los años 2005 al 2008; valor el cual estuvo según las estadísticas de la WTI muy por debajo del real durante ese ciclo de tiempo; por ende lo dejado de ganar en la producción estimada fue compensado con el alto valor del crudo.
- Las anteriores variables descritas, se pudieron observar en la matriz de riesgos construida para el proyecto, en donde los tres riesgos más críticos fueron la variación del precio del hidrocarburo, la caracterización inadecuada del yacimiento y la producción incremental por debajo de los pronósticos. De los cuales, el primero afectó positivamente y los otros dos de manera negativa.
- Cabe anotar, que en un principio del proyecto de fracturamiento solo se tuvo en cuenta la evaluación económica (año 2005) sin tener en cuenta el análisis de riesgo, del cual podemos apreciar que es un método que hubiese permitido agilizar y facilitar mejor la toma de decisiones.
- Se hallaron en los flujos de caja del proyecto, variables que aunque inciden de manera poco significativa se deben tener en cuenta, tales como los

mantenimientos generados en superficie por producciones incrementales, las regalías por mayor producción y tratamientos al crudo adicional.

- El campo Cantagallo es un campo que posee altos cortes eléctricos, el cual afecta de manera muy importante la producción del mismo y que no fue tenido en cuenta para el proyecto como un posible Opex.
- Todas las fracturas en los pozos del proyecto Cantagallo se estimaron con un VPN alto a una tasa de oportunidad de 12,2%, pero existieron casos como el CG-13, YR-88 y YR-83 en donde el pozo quedó produciendo menos de la curva base, por ende el VPN real dio negativo. Para el pozo YR-70 se elevaron los costos durante el fracturamiento y ha necesitado continuos trabajos de limpieza de arena que influye en los gastos del flujo de caja individual del pozo resultando también un VPN negativo aún para finales del 2009.
- Los análisis tipo tornado y tipo araña mostraron de manera grafica que tan crítico o sensible fueron las variables que influyeron en el proyecto, descritas en la matriz de riesgos.
- En resumen, el proyecto tenía un estimado TIR de 6206%, del cual se tuvo una TIR real de 549%, la diferencia de lo estimado con lo real es debido a lo descrito anteriormente con las tres variables mas criticas en la matriz de riesgo, que aunque es apreciable la diferencia, el proyecto igual fue totalmente exitoso.

## RECOMENDACIONES

- Ya con una identificación y clasificación clara de los riesgos es importante tener en cuenta las acciones de mitigación que conlleven a minimizar el riesgo y tener un proyecto más confiable. Con esta práctica se hubiese podido identificar aspectos del proyecto de fracturamiento hidráulico que fueron de gran incidencia económica teniendo en cuenta la comparación de los valores proyectados con los datos reales y que de alguna manera conllevaría a realizar acciones inmediatas que mitiguen el riesgo.
- En una evaluación de riesgos deben existir todas las ideas o variables posible que por mínimas puedan afectar sea positiva o negativamente en un proyecto.
- En cada flujo de caja se debe tener en cuenta todas las características o variables que influyan en egresos o ingresos del proyecto, recordando que si existe flujo de crudo incremental, habrá gastos en facilidades y puede aumentar regalías.
- Aunque riesgos como secuestro personal de vital importancia y sabotaje al proyecto fueron clasificados como los de menor criticidad, todos deben poseer su acción de mitigación.

## BIBLIOGRAFIA

1. BRAVO MENDOZA, Oscar: "Gestión Integral de Riesgos". Tomo I. Bogotá, Junio de 2005.
2. SOLANO RUIZ, Arnaldo Helí. "Modulo Evaluación de Proyectos". Instructor Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Bucaramanga Octubre de 2006.
3. BRAVO MENDOZA, Oscar. "Modulo Ingeniería Económica". Instructor Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Bucaramanga Enero de 2007.
4. BRAVO MENDOZA, Oscar. "Modulo Evaluación de Proyecto". Instructor Especialización en Gerencia de Hidrocarburos. Bucaramanga Enero de 2007.
5. MIRANDA, Juan José. "Gestión de Proyectos" ([www.dnp.gov.co](http://www.dnp.gov.co)).
6. NEWNAN, Donald G. "Análisis económico en ingeniería". McGraw-Hill. México, 1985.
7. BULLINGER, Clarence E. "Análisis económico para ingenieros". Madrid, Aguilar, 1954.
8. MONSALVE, Carlos Julio. "Análisis de riesgo en exploración". Bucaramanga, Colombia. UIS, 1983.
9. COSSIO DIAS, José Ramón. "Derecho y análisis económico". Instituto Tecnológico Autónomo de México; Fondo de Cultura Económica, 1997.
10. INFANTE V, Arturo. "Evaluación financiera de proyectos".
11. COLMENARES VARGAS, Kelly Margarita. "Análisis de riesgo e incertidumbre aplicado a la evaluación económica de proyectos de inyección de vapor". Tesis de Grado, UIS, 2008.
12. SARMIENTO L. E. "Informe ECOPETROL Aplicaciones Tecnológicas Proyecto de Estimulación Orgánica", Superintendencia de Activos del Rio Gerencia Regional Magdalena Medio, Septiembre 2007

13. MEJIA ROMERO, Jenny Patricia. "Metodología para la evaluación económica y el análisis de riesgo e incertidumbre de un proyecto de inyección de agua". Tesis de Grado, UIS, 2008.
14. MCISSAC, Archibald M. "Elementos del análisis económico". México, Fondo de Cultura Económica, 1960.
15. BOULDING, Kenneth E. "Análisis económico". Madrid, Ediciones de la Bibliote, 1963
16. RIMA, Ingrid Hahne. "Desarrollo del análisis económico". Barcelona. Irwin, 1997.
17. EMERY, Douglas R. y FINERTY, Jhon D. "Fundamentos de administración financiera". Pearson Education.
18. VAN HORNE, James C. "Administración financiera". Decima Edición. Prentice Hall.