

**VALORACIÓN DE UNA OPCION REAL DE EXPANSIÓN MEDIANTE  
RETICULADO BINOMIAL PARA UN CAMPO MADURO DE LA CUENCA DE  
LOS LLANOS ORIENTALES**

**JOSE GILDARDO FONSECA ROJAS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS-VII PROMOCION  
BUCARAMANGA  
2010**

**VALORACIÓN DE UNA OPCION REAL DE EXPANSIÓN MEDIANTE  
RETICULADO BINOMIAL PARA UN CAMPO MADURO DE LA CUENCA DE  
LOS LLANOS ORIENTALES**

**JOSE GILDARDO FONSECA ROJAS**

**Trabajo de Grado para optar el título de  
Especialista en Gerencia de Hidrocarburos**

**Director: Oscar Vanegas Angarita**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS-VII PROMOCION  
BUCARAMANGA  
2010**

## CONTENIDO

	pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b>	14
<b>1 MARCO TEORICO</b>	15
<b>1.1 CAMPOS MADUROS</b>	15
<b>1.1.1 Oportunidades de Mejora</b>	18
<b>1.2 DECISIONES DE INVERSIÓN</b>	23
<b>1.2.1 Flujo de Caja Descontado</b>	24
<b>1.2.2 Valor presente neto</b>	25
<b>1.2.3 Tasa interna de retorno</b>	26
<b>1.2.4 Índice de rentabilidad</b>	26
<b>1.2.5 Tiempo de repago</b>	26
<b>1.3 VALOR ESPERADO</b>	27
<b>1.3.1 Arboles de Decision</b>	28
<b>1.3.2 Simulación de Montecarlo</b>	29
<b>1.3.3 Volatilidad</b>	31
<b>1.4 OPCIONES REALES, FLEXIBILIDAD</b>	34
<b>1.4.1 Opciones Financieras</b>	35
<b>1.4.2 Opciones Reales</b>	35
<b>1.4.3 Tipos</b>	35
<b>1.4.4 Rov vs. Dcf</b>	37
<b>1.4.5 Metodología ROV</b>	39
<b>2 CASO DE ESTUDIO</b>	43
<b>2.1 ANTECEDENTES</b>	43
<b>2.2 PRONOSTICOS DE PRODUCCIÓN</b>	47
<b>2.3 GASTOS DE OPERACIÓN</b>	48
<b>3 ANALISIS PREVIO</b>	50

<b>3.1 VALOR PRESENTE NETO</b>	<b>50</b>
<b>3.2 ANALISIS DE ESCENARIOS</b>	<b>51</b>
<b>3.3 SENSIBILIDAD AL PRECIO DEL BARRIL DE CRUDO</b>	<b>52</b>
<b>4 VALOR ESPERADO SIMULACIÓN DE MONTECARLO</b>	<b>54</b>
<b>4.1 VOLATILIDAD</b>	<b>56</b>
<b>5 OPCIÓN REAL DE EXPANSIÓN</b>	<b>59</b>
<b>5.1 RETICULADO BINOMIAL</b>	<b>59</b>
<b>5.1.1 Construcción, reticulado del activo subyacente</b>	<b>61</b>
<b>5.1.2 Valoración</b>	<b>62</b>
<b>5.1.3 Decisión</b>	<b>62</b>
<b>5.2 ARBOL BINOMIAL</b>	<b>63</b>
<b>5.2.1 Árbol de Decisión</b>	<b>64</b>
<b>5.2.2 Modelo de Negocio</b>	<b>65</b>
<b>5.2.3 Probabilidad de Éxito</b>	<b>66</b>
<b>5.2.4 Sinergia</b>	<b>66</b>
<b>5.2.5 Valor esperado Portafolio</b>	<b>67</b>
<b>6 RESULTADOS</b>	<b>70</b>
<b>7 CONCLUSION Y RECOMENDACIONES</b>	<b>71</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>73</b>

## LISTA DE FIGURAS

	pág
Figura 1. Ciclo de vida de un proyecto de E&P	15
Figura 2. Gestión de activos	16
Figura 3. Proceso sistemático para la producción de agua	20
Figura 4. Problemas asociados a la alta producción de agua	21
Figura 5. Decisiones gerenciales	24
Figura 6. Midiendo y valorando la flexibilidad	34
Figura 7. Proyectos de exploración y producción como una secuencia de opciones reales	35
Figura 8. Árbol binomial para 8 intervalos de tiempo	41
Figura 9. Histórico de producción de crudo	44
Figura 10. Histórico de producción de agua	44
Figura 11. Pronósticos de producción	48
Figura 12. Sensibilidad variables proyecto	53
Figura 13. Valor esperado para la inversión en los dos pozos	54
Figura 14. Valor esperado para la inversión en cada pozo	55
Figura 15. Valor esperado Pozo-2 con información de pozo 1	56
Figura 16. Distribución de la variable Z	58
Figura 17. Decisiones de inversión	60
Figura 18. Árbol de decisiones combinado.	64
Figura 19. Probabilidad de éxito prospecto.	66

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Técnicas DCF	27
Tabla 2. Tipos de declinación	33
Tabla 3. Desventajas del DCF, Suposiciones vs Realidades	37
Tabla 4. Opciones Reales vs Valor presente neto	38
Tabla 5. Pruebas de producción posterior al cambio de formación	47
Tabla 6 Pruebas de producción pozos perforados	47
Tabla 7. Condiciones de entrada pronósticos de producción	48
Tabla 8. Análisis flujo de caja descontado dos pozos	50
Tabla 9 Análisis de flujo descontado, perforación pozo - 1	51
Tabla 10. Análisis de flujo descontado, Perforación pozo - 2	52
Tabla 11. Probabilidades de éxito perforación pozos	54
Tabla 12. Resultados DCF/ $E_{(NPV)}$	56
Tabla 13. Modelo Black Scholes.	60
Tabla 14. Reticulado del activo subyacente	61
Tabla 15. Valoración del activo subyacente	62
Tabla 16. Árbol de decisión	62
Tabla 17. Valor presente neto desarrollo con sinergia	67
Tabla 18. Valor esperado portafolio	68
Tabla 19. Resultado general portafolio de expansión campo maduro	69

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo 1. Problemas asociados a la alta producción de agua	75
Anexo 2. Precio Histórico del crudo	76
Anexo 3. Riesgo geológico, lista de chequeo con aspectos críticos para evaluación	77
Anexo 4. Principales fuentes de información para conocer la yacimiento	78

## RESUMEN

**TITULO:** VALORACIÓN DE UNA OPCION REAL DE EXPANSIÓN MEDIANTE RETICULADO BINOMIAL PARA UN CAMPO MADURO DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES\*

**AUTOR:** FONSECA ROJAS, José Gildardo\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Opciones Reales. Simulación de Montecarlo. Reticulado Binomial. Árbol binomial. Sinergia. Opción de expansión. Factor de éxito. Volatilidad. Activo subyacente.

### DESCRIPCIÓN:

El presente trabajo muestra una aproximación con opciones reales al valor de un portafolio de inversión para la perforación de dos pozos en un campo maduro con correlación positiva, diferente factor de éxito y cerca a su límite económico, esta metodología mejora el análisis de flujo de caja descontado incorporando incertidumbre y flexibilidad, aspectos importantes para las decisiones gerenciales.

Los campos maduros normalmente se encuentran bajo circunstancias de complejidad geológica, bajos factores de recobro, avanzados estados de agotamiento, altas tasas de declinación de la producción y altos porcentajes de producción de agua asociada al crudo que incrementan dependiendo de las condiciones fisicoquímicas del agua los costos de tratamiento, manejo y disposición.

A pesar que los campos maduros se caracterizan por tener históricos de producción, mayor conocimiento geológico y claridad en el mecanismo de producción del yacimiento, la capacidad de revelación que genera cada pozo adicional siempre contribuirá a disminuir la incertidumbre técnica del yacimiento e incrementar el valor de nuevos proyectos de inversión.

La metodología aplica simulación de Montecarlo con Crystal Ball® para capturar el efecto de la volatilidad de los retornos del proyecto, y construye un reticulado binomial para la valoración de la opción de expansión siguiendo los cuatro pasos de la metodología de Copeland (2004).

Finalmente se introduce la valoración con opciones reales usando arboles binomiales de acuerdo al modelo de Días M.A.G (2006).

---

\* Monografía.

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela Ingeniería de Petroleos. Director: Oscar Vanegas Angarita.

## SUMMARY

**TITULO:** REAL OPTION VALUATION APPROACH USING BINOMIAL LATTICE FRAMEWORK TO EXPAND A MATURE OIL FIELD IN THE EASTER BASIN.

**AUTHOR:** FONSECA ROJAS, José Gildardo.

**KEY WORDS:** Real options, Montecarlo simulations, binomial lattice, binomial tree, mature fields, synergy, option to expand, chance factor, volatility, underlying asset.

### DESCRIPTION:

This paper shows a real options approach to value a real asset portfolio of two drilling wells in a mature oil field with positive correlation, different chance factors and close to its economic limit, this methodology enhance Discounted Cash Flow analysis by incorporating uncertainty and flexibility, important aspects in managerial decision.

Mature oilfields are usually found under circumstances of geological complexity, low recovery factors, advanced stages of depletion, high rates of production decline and high water production rates associated with the oil that increase depending on the physicochemical conditions of water costs treatment, handling and disposal.

Although mature oilfields are characterized by historical production, increased geological knowledge and clarity in the mechanism of the reservoir, the ability of disclosure generated by each additional well always help to reduce technical uncertainty of the reservoir and increase the value of new investment projects.

The methodology apply a Montecarlo simulation with Crystal Ball<sup>®</sup> to capture the volatility effect of the project returns, and construct a binomial lattice framework to valuate the expand option following the four steps of Copeland (2004) method.

Finally, introduce real option valuation using binomial tree according to the Dias M.A.G (2006) approach where include chance factor and synergy effect for dependent prospects.

---

\* Monograph.

\*\* School of Physicochemical Sciences. Hydrocarbon Management Specialization. Director: Oscar Vanegas Angarita.

## GLOSARIO

**ACTIVO SUBYACENTE:** Los activos o variables subyacentes de los valores o instrumentos derivados, no son exclusivamente instrumentos financieros; ya que pueden ser también otros productos como café, petróleo o los flujos de caja futuros de un proyecto.

**COBERTURA FINANCIERA:** las coberturas financieras son un mecanismo de protección, que ofrecen los agentes especializados, frente a las variaciones del mercado. De esta manera se busca garantizar a través de diferentes operaciones el valor de los ingresos y egresos, tasas de interés, tasas de cambio de divisas. Etc.

**COMMODITY:** Con esta palabra inglesa se califican las diferentes materias primas que sirven de subyacente en un mercado de futuros.

**CONTRATO DE FUTUROS DE PETROLEO:** Es un contrato estándar para la compra o venta de petróleo (volumen y calidad estándar) en fechas futuras en un lugar predeterminado (Cushing, Houston, New York) en meses fijos, regido por las normas de la bolsa.

**COSTO HUNDIDO:** Es aquel en el que ya se ha incurrido independiente de si se realiza o no el proyecto, por lo que no es relevante para la toma de decisiones por lo que se deben suprimir en el análisis y evaluación de un proyecto.

**DERIVADOS:** Un valor o instrumento financiero derivado es aquel cuyo precio depende de los precios subyacentes, también se conoce como título o derecho contingente (contingent claim), así una opción sobre una acción es un valor derivado cuyo precio depende o es contingente del precio de la acción

**FACTOR DE RECOBRO:** es el porcentaje del crudo original que se puede recuperar de un yacimiento, es una de las mayores preocupaciones de la industria. En el ámbito mundial el promedio está entre el 40% y 50%.

**FARM OUT:** Es un acuerdo a través del cual el contratista o Farmor (entidad que cuenta con la licencia de exploración y explotación otorgada por el estado) transfiere parte o la totalidad de los derechos asociados al contrato a un tercero (farmee) a cambio de que este asuma total o parcialmente los futuros costos de exploración y/o desarrollo.

**FUTUROS:** Son los acuerdos entre dos o más partes para comprar o vender activos en una fecha futura, definiendo de antemano la cantidad, el precio y la fecha de ejecución de la operación. Cuando el contrato se ejerce sobre monedas el acuerdo es para intercambiar una moneda por otra en una fecha futura

establecida, a un determinado tipo de cambio. Y cuando el contrato se hace sobre commodities se negocia sobre productos como petróleo, trigo, avena, soya y frijol etc. En este tipo de contratos el precio se determina en el momento de su realización, pero el dinero es intercambiado por el activo en una fecha determinada, es de obligatorio cumplimiento y las partes depositan una garantía para llevar a cabo la obligación.

**OPCIONES:** Las opciones son instrumentos que dan a su poseedor (titular) el derecho pero no la obligación de comprar (en el caso de una opción de compra), o vender (en el caso de una opción de venta) una cantidad determinada de un activo a un precio llamado de ejercicio, antes o en una fecha determinada llamada de expiración.

## INTRODUCCIÓN

*“la creación de valor es la medida superior y definitiva para medir el rendimiento y los resultados de un equipo directivo”*

*Tom Copeland (2004).*

Uno de los retos que tienen los directivos a la hora de tomar decisiones de inversión en el sector petrolero es hacerlo bajo condiciones de incertidumbre con escenarios complejos que dificultan la asignación de recursos o subvaloran proyectos que son económicamente rentables. En un mercado caracterizado por la volatilidad de los precios del crudo, donde la información técnica se obtiene con altas inversiones de capital y su poder de revelación es secuencial en el tiempo, el proceso de gestión de valor requiere estimar con algún grado de certeza la probabilidad de ocurrencia de los eventos planeados en el futuro y valorar su rentabilidad escogiendo el mejor momento para invertir en el tiempo.

Este proceso de asignación de recursos normalmente utiliza metodologías tradicionales de valoración que no reflejan la flexibilidad operacional implícita en los negocios, esto es, decisiones de ampliar, reducir, abandonar, rechazar o no una inversión si los escenarios en el futuro se resuelven favorablemente.

El presente trabajo pretende mostrar de forma sencilla una aproximación a la valoración de la flexibilidad de un proyecto de inversión en un caso típico de la industria petrolera como alternativa para proyectos que por estar muy cerca de su punto de equilibrio o con NPV negativos no se ejecutan o se rechazan.

Para lo anterior se presenta como caso de estudio la perforación de dos pozos en un campo maduro cercano a su límite económico en el que la incertidumbre asociada al proyecto y la metodología tradicional de valoración desestimulan la asignación en este de recursos.

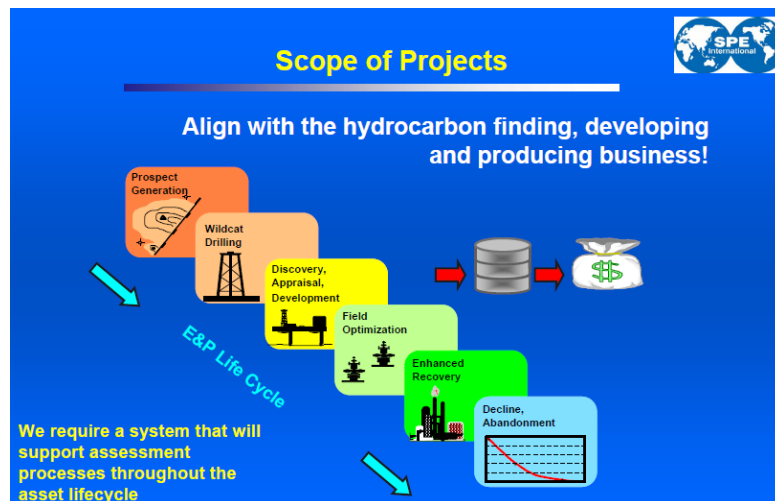
La metodología aplicada implica inicialmente la valoración del proyecto sin flexibilidad mediante análisis de flujo de caja descontado, simulación de Montecarlo para el cálculo de la volatilidad de los flujos de caja del proyecto y la valoración y decisión de la opción real de expansión mediante reticulado binomial, objetivo de la presente monografía. Finalmente se introduce la valoración con árboles binomiales como alternativa para casos más complejos.

# 1. MARCO TEORICO

## 1.1 Campos Maduros

No existe una definición universal de campo maduro pero si consenso en la industria para considerarlo como la fase en la vida del campo en que su producción entra en un periodo de declinación, acompañada de una serie de fenómenos típicos que se agravan con el tiempo, como: caída de presión del yacimiento, compactación, incremento del flujo de agua, alta producción de arena, bajo caudal de producción de crudo y cuellos de botella en algún punto de la operación, existen muchos pozos inactivos y los que existen tienen problemas para producir, entre otros.

Figura 1. Ciclo de vida de un proyecto de E&P



Fuente: SPE. Resources Management System (PRMS) SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum, 2007

Aunque la declinación de la curva de producción de los campos es inevitable una buena preparación ayuda a controlar el proceso logrando mejores factores de recobro, mas reservas y en ultimas mas producción.

Este proceso de preparación requiere de la participación de un equipo interdisciplinario que mire el activo en su conjunto involucrando habilidades con conocimiento tanto de subsuelo como de superficie, promoviendo el gerenciamiento integral del activo.

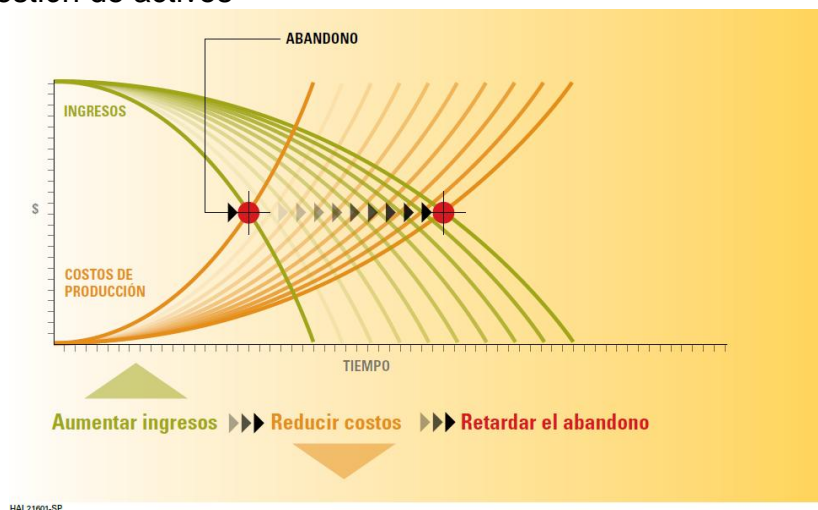
La experiencia ha mostrado que mantener el factor de recobro optimizado paradójicamente no significa producir las reservas tan pronto como sea posible.

Durante el inicio del periodo de producción es decir la recuperación primaria, los fluidos contenidos en el yacimiento usualmente tienen energía suficiente para llegar a las facilidades de producción, a medida que se acerca a su fase final, el yacimiento requiere levantamiento artificial para suplir la demanda de energía y mantener la tasa de producción a los niveles planeados. Durante esta fase de producción la longevidad del campo se asegura manteniendo las condiciones de flujo en una sola fase, crudo mas gas disuelto, el máximo tiempo posible, en otras palabras retrasando en lo posible el avance del frente de agua en el campo y con esto los costos asociados a su manejo.

Prepararse para las fases de recuperación secundaria y recobro mejorado, involucra inclusive evitar llevar la fase primaria a límites que puedan afectar la eficiencia de las fases subsiguientes, normalmente las estrategias que se aplican involucran actividades de acción inmediata, de corto plazo y otras que involucran el yacimiento.

Una característica intrínseca a la declinación de los campos maduros es que a medida que la producción de crudo disminuye el flujo de caja también lo hace llevando rápidamente la operación del campo a su límite económico,

Figura 2. Gestión de activos



Fuente : Halliburton. **Consultoría y Gerencia del Proyecto Desde la concepción del proyecto hasta su ejecución**, 2007.

En la actualidad el enfoque estratégico se ha concentrado en manejar las variables descritas en la figura utilizando para esto un completo análisis de todas las etapas de la vida de un proyecto involucrando a su vez un grupo interdisciplinario que involucra ingenieros de todas las dependencias, geología, producción, yacimientos, perforación, superficie, finanzas etc.

El cierre de pozos con problemas mecánicos, pozos con altos cortes de agua, facilidades sobre cargadas o con alta capacidad disponible y otras características comunes requerirán de una Gestión integral de activos basada en un equipo interdisciplinario para optimizar los recursos, Bravo (2002), valor agregado, comenta, como una gerencia exitosa centra sus esfuerzos en incrementar el valor del negocio y por tanto el de las acciones y su capital, mediante un proceso de creación de valor con objetivos claros a los cuales mediante procesos gerenciales se apliquen decisiones operativas con estrategias coherentes que a largo plazo generan valor.

Este proceso de toma de decisiones operativas involucra normalmente metodologías tradicionales para su valoración, metodologías que como el flujo de caja descontado no tiene en cuenta la flexibilidad típica de la operación y las opciones que se puedan presentar a futuro. (Opciones reales).

A pesar que los campos maduros se caracterizan por tener históricos de producción, mayor conocimiento geológico y claridad en el mecanismo de producción del yacimiento, la capacidad de revelación que genera cada pozo adicional siempre contribuirá a disminuir la incertidumbre técnica del yacimiento e incrementar el valor de nuevos proyectos de inversión.

Si bien los objetivos y estrategias cambian con cada fase del ciclo de vida del campo; exploración, evaluación, desarrollo, producción a medida que el campo madura la tecnología también lo hace generando oportunidades tanto para yacimientos convencionales como no convencionales.

Los campos maduros normalmente se encuentran bajo circunstancias de complejidad geológica, bajos factores de recobro, avanzados estados de agotamiento, altas tasas de declinación de la producción y altos porcentajes de producción de agua asociada al crudo que incrementan dependiendo de las condiciones fisicoquímicas del agua los costos de tratamiento, manejo y disposición.

Generalmente asociado a la operación de los campos ya sea si se recibe de un proceso licitatorio, de agencias nacionales encargadas de su manejo, un farm-out o si se ha planeado su desarrollo y se ha realizado su proceso de extracción, es la necesidad de información inherente para disminuir la incertidumbre técnica involucrada con cada fase desde su exploración hasta su estado de abandono.

Asociado a esto la susceptibilidad de reinterpretar la información y asociar nuevas fuentes, como registros eléctricos, de producción, corazonamiento o registros sísmicos de última generación permitirá estimar reservas adecuadamente y generar proyectos que optimicen el yacimiento.

Una de las características comunes a todos los campos maduros es la gran cantidad de agua producida, así se disponga de muy buenas técnicas de campo tarde o temprano el frente de agua puede aumentar en el yacimiento hasta representar casi el 90% del volumen de líquidos que llegan a superficie. Los sistemas normalmente se sobrecargan, lo que afecta la calidad de la separación de las corrientes de flujo en superficie. El costo que implica el tratamiento del agua producida, el redimensionamiento de las facilidades y los costos de energía bajan la rentabilidad del campo sustancialmente. Las técnicas de evaluación de campos modernas combinadas con el manejo del ciclo del agua, permiten mejorar la rentabilidad, la productividad y el factor de recobro.

1.1.1 Oportunidades de mejora. Debido al incremento de los costos, el riesgo y la dificultad para encontrar grandes reservas las compañías en los últimos años han vuelto a mirar el gran potencial de crecimiento que representa el crudo recuperable de los yacimientos maduros.

1.1.1.1 *Gerenciamiento integral del campo.* La vigilancia y mantenimiento de los pozos productores y en general de todos los componentes del sistema debe tomarse como factor crítico para la rentabilidad del campo.

El objetivo del gerenciamiento integral se centra en el análisis de pozos o campos con problemas de producción o altos costos de operación, buscando:

- El incremento del factor de recobro de manera segura y rentable.
- El incremento de reservas por reinterpretación o nuevas áreas de interés etc.
- Incrementos de potencial por nuevos pozos o cerrando menos productivos.
- Bajar el porcentaje de declinación del campo
- Optimizar costos, energía, workovers etc.

El monitoreo y observación integral del sistema involucra la evaluación de las áreas de drenaje, localización de pozos, condiciones de flujo desde el yacimiento, estado mecánico de todos los pozos, estado de las facilidades de producción y de todos los costos que se involucren en la operación y mantenimiento.

1.1.1.2 *Definiendo la estrategia, Análisis por pozo.* Lo anterior generará una matriz de fallas que en términos generales involucrará normalmente alguna de las siguientes condiciones:

- Problemas en la producción
  - Comportamiento diario de producción.
  - Productividad

- Comportamiento de las presiones del yacimiento
- Restricciones
  - en el yacimiento
  - cara de la formación
  - En las perforaciones
  - En el estado mecánico del pozo
- Necesidades de ampliación de Facilidades de superficie
- Nuevas regulaciones ambientales
- Cambio de Visión y nuevas estrategias de la compañía

Estrategias exitosas direccionadas a identificar reservas remanentes han permitido retardar el abandono de los campos, algunas metodologías involucran estudios de evaluación y modelado de yacimientos basados en nuevos datos sísmicos, evaluación de registros eléctricos de última generación para encontrar crudo no visto tras el revestimiento, comparaciones de la resistividad del hueco entubado con las de hueco abierto para determinar niveles de contacto y Análisis de registros multiminerales, entre otros.

Así como ha crecido la demanda de soporte técnico, las compañías de servicios han desarrollado consultorías especializadas con tecnología integral que mediante alianzas estratégicas mejoran finalmente el factor de recobro, con esto el valor de los proyectos y sus respectivos flujos de caja.

Los planes de acción específicos que comúnmente podrán ser realizados se pueden enumerar como sigue<sup>1</sup>:

- Re-interpretar datos sísmicos y calcular los atributos del yacimiento.
- Entender las complejas fuerzas geomecánicas que actúan en el yacimiento.
- Realizar análisis detallados de los escenarios bajo condiciones de incertidumbre para producir el plan que mejor se adapte a sus objetivos.
- Identificar zonas que se han dejado de lado.
- Determinar los fluidos restantes, recuperables económicamente.
- Sintetizar los registros petrofísicos precisos de los pozos cercanos.
- Determinar saturaciones de agua, porosidades y permeabilidades.
- Diseñar programas de perforación interespaciada.
- Optimizar sus instalaciones en superficie y en el subsuelo.
- Diseñar y aplicar programas de estimulación.
- Mejorar la conductividad de la fractura por largos períodos de tiempo. Maximizar la producción desde el subsuelo a la superficie.
- Usar técnicas de perforación y completamiento bajo balance.

---

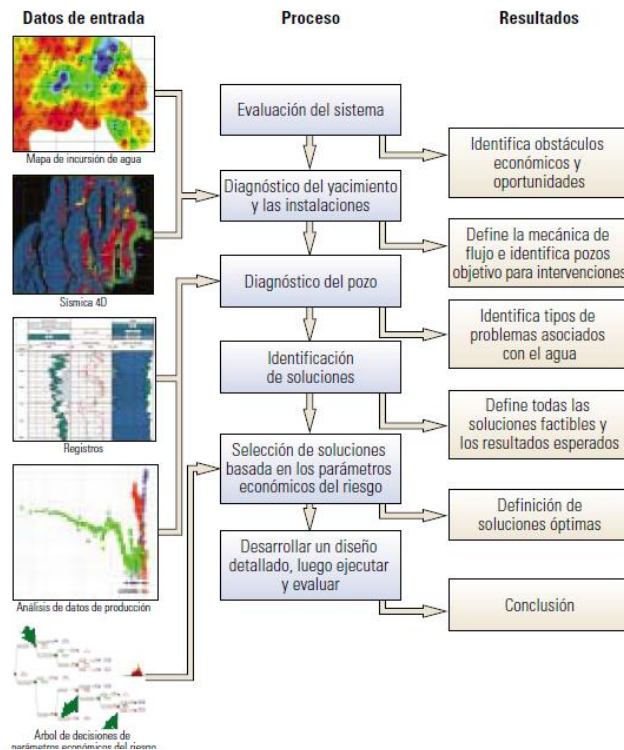
<sup>1</sup> Halliburton. *Consultoría y Gerencia del Proyecto Desde la concepción hasta su ejecución*, 2007.

- Reducir la producción de agua no deseada
- Reducir los tiempos y costos de la intervención de pozos.

En los campos maduros el agua suele verse como un mal necesario, si bien los acuíferos durante la recuperación primaria generan el empuje que alcanza más altos factores de recobro su exceso en las fases siguientes no siempre indica bajas reservas de crudo sino problemas asociados al estado mecánico del pozo, excesivo caudal de producción o comunicaciones en fondo.

Un método muy útil para realizar el diagnóstico de cada pozo y ver sus oportunidades se puede ver en la siguiente figura:

Figura 3. Proceso sistemático para la producción de agua.<sup>2</sup>

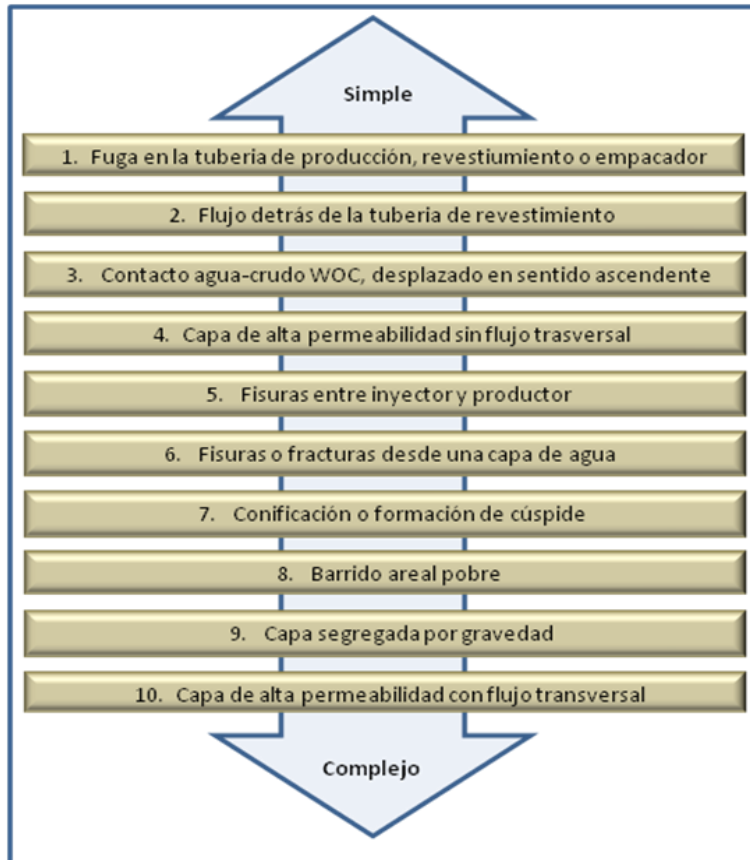


Fuente: Berbeek, Paul. Manejo de la Producción de agua: Árbol de Decisiones. Shell international. 2004

De acuerdo a su complejidad se pueden identificar 10 tipos de problemas asociados a la alta producción de agua en un campo, para su diagnóstico de acuerdo con Paul Berbeek (2004). En orden de complejidad el corte de agua puede ser el resultado de uno o más de los siguientes problemas véase anexo.1.

<sup>2</sup> Árbol de decisiones a condición del riesgo.

Figura 4. Problemas asociados a la alta producción de agua



Fuente: adaptado de Berbeck, Paul. Oil field Review, manejo de agua en campos maduros, Shell international and production, 2004.

1.1.1.3 *Casos de éxito Ecopetrol.*<sup>3</sup> El equilibrio del sistema de producción completo, pozos inyectores, pozos de producción y facilidades de superficie es esencial para maximizar el desempeño del campo.

Dentro de los casos exitosos que se pueden mencionar a nivel local están los realizados por Ecopetrol, ya sea en operación directa o con asociadas, Estos son algunos de los resultados en crudo obtenidos:

- *Yariguí.* Localizado al sur del departamento de Bolívar, este campo incorporó reservas por 15,24 millones de barriles durante 2006, luego de 16 trabajos de perforación, fracturamiento hidráulico y estimulación química en pozos. Se invirtieron US\$ 41,5 millones.

<sup>3</sup> Ecopetrol. informe anual, operación campos, 2006.

- *Tenay*. Localizado en el departamento del Huila, este campo incrementó su producción en más del 59% mediante la perforación de dos pozos de desarrollo que le permitieron producir 1,17 Kbpd. Se invirtieron US\$16,7 millones.
- *La Cira-Infantas (alianza Oxy-Ecopetrol)*. La producción de este campo pasó de 5,3 Kbpd antes de iniciar el proyecto a 8,3 Kbpd en diciembre de 2006, con un incremento del 57%. Se perforaron 3 0 pozos (14 inyectores y 16 productores), se hicieron 3 00 trabajos de varilleo y otros 132 de reacondicionamiento. La inversión fue de US\$88,6 millones.
- *Casabe (alianza Ecopetrol-Schlumberger)*. En 2006 se perforaron 17 pozos y se realizaron 43 trabajos de reacondicionamiento, lo que permitió incrementar la producción de 6,8 Kbpd en 2005 a 7,8 Kbpd en 2006 e incorporar reservas por 8,51 Mbls.
- *Cusiana-Cupiagua-Floreña y Pauto*. Localizados en el departamento de Casanare, estos campos operados por BP en asocio con Ecopetrol produjeron 116,5 Kbpd en 2006. Se invirtieron US\$282 millones en la perforación de 3 pozos de desarrollo y trabajos de reacondicionamiento.
- *Caño Limón-Caño Yarumal*. Con una inversión cercana a US\$95 millones, durante 2006 se realizaron 3 0 pozos de desarrollo y 42 trabajos de reacondicionamiento que ayudaron a mitigar la alta curva de declinación, la cual se mantuvo en 13%. Occidental de Colombia es la operadora de estos campos en el departamento de Arauca.
- *Guando*. Con una inversión de US\$23,5 millones se perforaron 10 pozos que aportaron más de 2 Kbpd adicionales a la producción del campo localizado en el departamento del Tolima, bajo la operación de Petrobras.

## 1.2 DECISIONES DE INVERSION

Una de las actividades que normalmente demanda herramientas para la toma de decisiones bajo condiciones de incertidumbre es la asignación de recursos y selección de proyectos de inversión de un portafolio con diferentes indicadores de bondad.

Intuitivamente la toma de decisiones es un proceso de generación de valor que como se expresa en Copeland (2004), la creación de valor es la medida superior y definitiva para medir el rendimiento y resultados de un equipo directivo. Las técnicas utilizadas para su medición involucran modelos tradicionales como el análisis de flujo de caja descontado y las aproximaciones realizadas con la valoración de opciones reales, tema del presente trabajo.

El riesgo, como se afirma en Bravo (2007), en forma general, es una medida de la variabilidad de los posibles resultados que se pueden esperar de un evento. Desde el punto de vista financiero, el riesgo de un proyecto es una medida de la dispersión de los flujos de caja esperados o el elemento sorpresa con respecto al retorno esperado el cual puede ser medido ya sea como la desviación estándar de dichos flujos, o como las probabilidades de perder dinero al contemplar las variables más importantes en el desarrollo del proyecto.

Esta desviación es lo que para la evaluación de incertidumbre de un proyecto se conoce como volatilidad del activo y podrá ser calculada para casos con múltiples incertidumbres con simulación de Montecarlo, tema que se comentará más adelante.

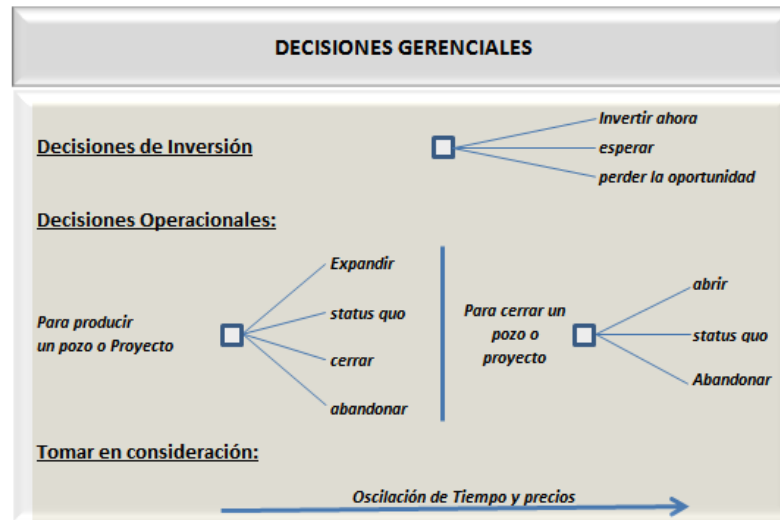
Durante el ciclo de vida del campo los gerentes se enfrentan continuamente a la toma de decisiones tanto de inversión como operacionales, una agrupación sencilla se puede ver en la Figura 3, tanto en operaciones costa afuera como en tierra la cantidad de opciones que se pueden presentar para optimizar el campo le darán flexibilidad al operador para ejecutarlas.

Estas se pueden clasificar como sigue:

- Expandir la producción del pozo (por simulación o por levantamiento artificial, con un costo hundido de inversión.
- Esperar, manteniendo el estatus quo (abierto o cerrado), preservando los recursos.
- Reactivación, el pozo es abierto con un costo hundido de mantenimiento (workover)
- Suspensión temporal, muchas veces sin costo directo para cerrarlo, pero si con costos para reactivarlo

- Opción de cambio, ya sea para la formación productora de productor a inyector con costo hundido de re completamiento
- Abandono, en algunos casos por la anterior opción y en otros por legislación, involucra costos hundidos por taponamiento.

Figura 5. Decisiones gerenciales,



Fuente: Dias, M.a.g. Adaptado de Managerial decisión.[on line]. Disponible en : [www.puc-rio.br](http://www.puc-rio.br)

Una de las técnicas más usadas para la medición de valor inicialmente para proyectos y posteriormente para empresas es el análisis de flujo de caja descontado (DCF por sus siglas en ingles). De acuerdo a Paddock, Siegel y Smith (2001) y Dixit y Pindyck (1995) las técnicas de análisis de flujo descontado son tan populares debido a que sus reglas y criterios de decisión son teóricamente fáciles de usar.

1.2.1 *Flujo de caja descontado*, El análisis de flujo de caja descontado (DCF por sus siglas en ingles) es relativamente simple ya que predice una corriente de flujo de fondos, que entran y salen durante la vida probable de un proyecto y luego los descuenta a una tasa determinada, habitualmente el costo promedio ponderado de capital (WACC por sus siglas en ingles) que refleja tanto el valor del dinero tanto en términos de tiempo como el grado de riesgo de ese flujo de fondos.

Limitaciones:

El análisis de flujo de caja descontado es estático, supone que un plan de proyecto está congelado y permanece inalterado y que siempre se ciñe a lo

original. Adicionalmente asume que los flujos de fondos futuros son predecibles y determinísticos, las dos limitaciones se relacionan con cambios después de iniciado el proyecto, se puede ajustar el análisis pero con baja posibilidad de cambiar lo básico inicial.

Asume un factor de descuento WACC, pero puede usar la tasa crítica de rentabilidad que la compañía estime como representativa de los riesgos del proyecto. Normalmente relacionada con tasas de rentabilidad generalizada por consistencia para todos los proyectos de la compañía.

Un análisis de sensibilidad y escenarios puede mejorar la información provista por el análisis evaluando las consecuencias de posibles cambios sobre las variables críticas o que presentan oscilación. Pero solo para determinar un valor de contingencia.

Los criterios de decisión de esta técnica como se expresó anteriormente son fáciles de entender y permiten rápidamente aceptar o rechazar un proyecto propuesto, se sugieren seis de las técnicas más populares, cinco son con DCF:

- Valor presente neto
- Tasa Interna de retorno
- Índice de rentabilidad
- Periodo de Repago,
- Valor presente del periodo de repago
- Tasa interna de retorno modificada

Para efectos del presente trabajo miraremos las tres primeras técnicas.

1.2.2 *Valor Presente Neto*, El resultado del análisis de flujo descontado es el valor presente neto

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I \quad (1.1)$$

Las aproximaciones realizadas con el método de flujo de caja descontado consideran que el valor presente neto (NPV por sus letras en inglés) de un proyecto es calculado descontando los flujos de caja futuros (CF, cash flow) a una tasa de descuento (r), que tiene en cuenta el riesgo del proyecto. Normalmente al costo promedio del capital, menos la inversión en el tiempo cero (I).

Resulta de gran utilidad su uso cuando se evalúan proyectos con distintos grados de incertidumbre técnica y de mercado permitiendo que con el uso de

herramientas como la simulación de Montecarlo se analicen escenarios incorporando distribuciones de probabilidad que simulen el comportamiento de las variables mas criticas que impactan el flujo de caja futuro del proyecto.

1.2.3 *Tasa Interna de Retorno*, (IRR, Internal rate of return por sus siglas en ingles). Se podría decir que es el valor de tasa de descuento al cual el flujo de ingresos iguala al flujo de egresos futuros:

$$\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} = I \quad (1.2)$$

El valor presente neto es cero y el índice de rentabilidad igual a uno, sus beneficios radican en que finalmente indica en términos de porcentaje que tanta riqueza se está generando.

1.2.4 *Índice de rentabilidad*. PI. (profitability index, por sus siglas en ingles) El índice de rentabilidad mide la relación entre el valor presente de los ingresos sobre el de los egresos del proyecto, de forma sencilla indica que para valores inferiores a uno se destruye valor.

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}}{I} \quad (1.3)$$

Puede ser muy útil para proyectos independientes, Sin embargo al no diferenciar el tamaño de los proyectos puede llevar en términos absolutos a tomar decisiones sobre proyectos pequeños con baja rentabilidad.

1.2.5. *Tiempo de repago*, PP. (payback period, por sus siglas en ingles)

$$t = \frac{I}{\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}} \quad (1.4)$$

Esta técnica mide la cantidad de tiempo requerida en años para recuperar la inversión original hecha en el proyecto, En resumen en la tabla 1, se puede apreciar las principales consideraciones de cada técnica.

Tabla1. Técnicas DCF

Factor	PP	IP	IRR	NPV
Acepta, si	PP < Período crítico	PI > 1	IRR > tasa de desc..	NPV > 0
Rechaza, si	PP > período crítico	PI < 1	IRR < Tasa de oportunidad.	NPV < 0
Proyectos mutuamente excluyentes	Elije el de menos tiempo	Elije el mayor PI	Elije el mayor	Elije el mayor
Beneficios	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fácil de calcular</li> <li>• Da el tiempo de repago</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bueno para ordenar proyectos por su nivel de retorno</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fácil de comunicar</li> <li>• Bueno para ordenar proy por nivel de retorno</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Reconoce el tamaño del proyecto</li> <li>• Tiene en cuenta el valor del tiempo</li> </ul>
Limitaciones	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ignora el valor en el tiempo del dinero</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ignora el tamaño del proyecto</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Asume flujos de caja reinvertidos.</li> <li>• Ignora el tamaño del proyecto</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Asume decisiones ahora o nunca</li> <li>• No tiene en cuenta la flexibilidad</li> </ul>

Fuente: Resumen técnicas DCF, adaptado de Mokenela, L. Managerial flexibility using ROV, 2006.

### 1.3 VALOR ESPERADO

Una de las actividades que más despierta interés en todas las ramas del saber es la predicción, ya sea para tomar ventaja militar o para determinar el comportamiento de alguna variable de estudio, un objeto celeste, una variable macroeconómica, un fenómeno físico, o las reservas de un yacimiento, el objetivo es el mismo, predecir, hacer pronósticos del futuro, dependiendo el nivel de información o conocimiento que se tenga de los eventos históricos y de la probabilidad de ocurrencia que presente el evento de estudio, los pronósticos se harán con certeza absoluta, riesgo o incertidumbre o incertidumbre total.

Así mismo las decisiones que se tomen estarán afectadas por el grado de certidumbre existente en el momento de tomar la decisión, el conocimiento con algún grado de certeza de la probabilidad de ocurrencia del evento o de su distribución de frecuencia en un momento dado permitirá ajustar los escenarios para predecir con mayor efectividad los sucesos.

Afortunadamente existe una rama de la matemática que soporta este proceso y será base para la valoración con las técnicas siguientes. Algunos de los conceptos básicos para entender la metodología aplicada en la valoración con

árboles de decisión, simulación de Montecarlo y opciones reales tiene su fuente en la probabilidad y estadística, a continuación describimos los principales conceptos:

- *Valor esperado*,  $E(r)$ . también conocido como media o esperanza matemática, es el promedio ponderado de un conjunto de escenarios, de acuerdo a Bravo (2007), en términos financieros se le da el nombre de Valor monetario esperado y se utiliza para tomar decisiones de inversión para proyectos u oportunidades de negocio, toda vez que existen riesgos para la viabilidad futura, se ponderan el valor presente neto de los escenarios con su probabilidad de éxito o fracaso.

$$E(r) = \sum_{i=1}^n h_i r_i \quad (1.5)$$

Donde  $E(r)$  es el valor esperado,  $h_i$  es la probabilidad de ocurrencia y  $r_i$  es el valor de la ocurrencia.

- *Desviación Estándar*, Es una medida de dispersión de los resultados que pueda tener un evento, se calculada como la raíz cuadrada de la varianza y es proporcional a la incertidumbre, cuando el evento que se evalúa es el valor presente neto de un activo o proyecto o de una serie futura de flujos de caja la desviación estándar se conocerá como volatilidad del activo. En términos probabilísticos, se tiene:

$$\sigma(r) = \sqrt{\sum_{i=1}^n h_i (r_i - E(r))^2} \quad (1.6)$$

Donde:  $\sigma(r)$  es la desviación estándar,  $h_i$  probabilidad de ocurrencia,  $r_i$  valor de la ocurrencia y  $E(r)$  es el valor esperado.

- *Distribución de frecuencia*, Es la representación tabulada o gráfica del número de veces que un evento se presenta en un análisis, existen funciones de distribución que relacionan matemáticamente la probabilidad de ocurrencia y mediante números aleatorios en funciones de distribución previamente definidas reflejan el rango de valores que tomara la variable de interés. Estas distribuciones de probabilidad se verán más adelante en la simulación de Montecarlo.

1.3.1 *Arboles de decisión*. El árbol de decisión es una herramienta muy útil para la valoración de proyectos bajo condiciones de incertidumbre ya que muestra descriptivamente el curso de acción que puede tomar una decisión mostrando los eventos y sus resultados. El objetivo es tomar la ruta que genere el mayor valor esperado.

La resolución de los arboles de decisiones se hacen mediante el cálculo del valor esperado iniciando desde los nodos terminales hasta el nodo inicial, la asignación de las probabilidades constituye la debilidad de la herramienta.

La expresión matemática para el cálculo de los nodos de incertidumbre es simple y se puede ver a continuación:

$$E(NI) = (p_1v_1 + p_2v_2 + \dots + p_nv_n) - c \quad (1.7)$$

Donde E(NI) es el valor esperado en el nodo incertidumbre,  $p_1$  es la probabilidad de la alternativa y  $v_n$  es el valor de cada una de las ramas y C es el costo en el que se incurre.

Para valorar los nodos de decisión se parte de la racionalidad del inversor, esto es maximizando las ganancias y bajando los costos:

$$E(ND) = \text{Max}(E(V_1) + E(V_1) + \dots + E(V_n)) \quad (1.8)$$

Donde E(ND) es el valor esperado del nodo decisión, y E(V) es el valor esperado de cada alternativa

Una aplicación que soluciona la debilidad de la asignación subjetiva de probabilidades es mediante la construcción de arboles de decisión dinámicos

1.3.2 *Simulación de Montecarlo*. De acuerdo a Mascareñas (2007), la simulación de Montecarlo es una herramienta muy potente para valorar opciones reales pero puede parecer como una caja negra para los inversores, debido a su complejidad conceptual y la necesidad de un nivel de estadística y econometría muy alto para su total comprensión

Es una herramienta que permite hacer análisis cuantitativo de riesgo al modelar probabilísticamente las variables de mayor impacto en un proyecto, con distribuciones de probabilidad conocida, genera tantos escenarios como se desee para obtener el valor esperado de los flujos de caja y su incertidumbre, Desviación estándar.

Esta herramienta resulta de mucha utilidad cuando se presentan tanto incertidumbres técnicas como de mercado que dificultan por su complejidad el análisis simultáneo. Permitiendo calcular la volatilidad total del proyecto

El modelo *MonteCarlo* simula los resultados que puede asumir el valor presente neto del proyecto, mediante la asignación aleatoria de un valor a cada variable pertinente del flujo de caja. La selección de valores aleatorios otorga la posibilidad de que, al aplicarlos repetidas veces a las variables relevantes, se obtengan suficientes resultados de prueba para que se aproxime a la forma de distribución estimada.

Cada variable asume individualmente valores aleatorios concordantes con una distribución de probabilidades propia para cada una de ellas.

La simulación de Montecarlo es un método estático que no permite resolver la incertidumbre en el tiempo.

Una referencia muy clara de las etapas necesarias para realizar el proceso de simulación puede verse en, Bravo (2007), donde define que el propósito de la simulación es imitar el mundo real a partir de la utilización de un modelo matemático que permite estudiar las propiedades y características de la situación analizada, los pasos sugeridos son:

- Construcción del modelo determinístico
- Identificación de las variables críticas
- Definición de las distribuciones de probabilidad de las variables aleatorias
- Construcción del modelo de simulación
- Realización de la simulación
- Análisis de resultados
- Generación de análisis complementarios

Entre las distribuciones de probabilidad más conocidas para aplicaciones del sector petrolero se pueden observar:

- Distribución binomial para hallazgo de crudo, éxito o fracaso.
- Distribución Lognormal para volumen y precio de crudo
- Distribución triangular para inversiones y costos.
- Distribución weibull para riesgo país entre otras.

1.3.3 *Volatilidad*. Uno de los factores más importantes a la hora de valorar proyectos de inversión bajo condiciones de incertidumbre es la asignación de las

distribuciones de probabilidad de ocurrencia de las variables críticas del proyecto que se estudia.

Uno de los grandes beneficios que presenta la simulación de Montecarlo es que permite modelar múltiples fuentes de incertidumbre en una sola incertidumbre consolidada, esto facilita el análisis de arboles binomiales para la valoración de las opciones reales.

De acuerdo a Copeland (2001), Paddock (2001), el valor presente neto de un activo de riesgo sin flexibilidad puede asimilarse al precio de una acción y su volatilidad puede calcularse combinando las múltiples incertidumbres que afectan el valor del proyecto vía simulación de Montecarlo dentro de una sola incertidumbre consolidada. Esta aproximación esta soportada sobre la prueba de samuelson.<sup>4</sup>

De acuerdo a esto la incertidumbre consolidada se puede obtener de la desviación estándar de los retornos del proyecto:

$$z = \ln \left[ \frac{VP_1 + FC_1}{VP_0} \right] \quad (1.9)$$

El grado de incertidumbre para los proyectos petroleros está determinado por dos componentes, la incertidumbre técnica y la incertidumbre del mercado.

1.3.3.1 *Incertidumbre de Mercado.* Básicamente está dada por la volatilidad del precio internacional del barril de crudo que para el caso de Colombia es el WTI (West Texas Intermediate, por sus siglas en ingles). Véase anexo 4.

Existen varias metodologías estocásticas para su determinación<sup>5</sup>, entre las principales se tienen:

- Movimiento Geométrico Browniano. MBG.
- Movimiento de Reversión a la media, MRM
- Procesos de saltos de Poison asociados a MBG

---

<sup>4</sup> Samuelson probó que la tasa de retorno de una acción sigue un proceso de caminata aleatoria sin importar el patrón que se espere en el futuro siempre y cuando los inversionistas tengan información completa de los flujos de caja.

<sup>5</sup> Guerrero Jimmy et al, 2005. Metodología de opciones reales aplicada a la valoración de proyectos de producción de Ecopetrol S:A, pág. 29.

Para el caso de la distribución de Montecarlo se considera la distribución de probabilidad lognormal la cual permite modelar fácilmente el movimiento browniano típico de esta variable<sup>6</sup>

1.3.3.2 *Incertidumbre Técnica.* Una característica común a los proyectos petroleros en el tiempo, es su carácter secuencial, en donde la incertidumbre técnica se resuelve con la información que se revela con cada paso anterior, es decir que a medida que se avanza en el conocimiento geológico, la estructura, Play, prospecto, la probabilidad de éxito para encontrar hidrocarburos aumenta desde valores del 0.01 al 0.3 sin información, hasta valores mayores del 0.7 a 0.99 con información directa de fondo soportando el modelo.<sup>7</sup> A continuación se presentan las principales fuentes de incertidumbre:

- Riesgo Geológico
- Reservas
- Pronósticos de producción
- Corte de agua

*Riesgo Geológico:* Da la probabilidad de éxito geológico ( $P_g$ ) para encontrar hidrocarburos en un área geográfica de interés, se obtiene multiplicando las probabilidades de que se den 4 factores independientes para su localización, véase anexo 3:

- Presencia de una roca fuente madura. ( $P_{fuente}$ )
- Presencia de una roca almacenadora, yacimiento. ( $P_{yacimiento}$ )
- Presencia de una trampa. ( $P_{trampa}$ )
- Dinámica de migración desde la roca fuente. ( $P_{migración}$ )

*Volumen de reservas:* Determina el activo más importante con el que cuenta el propietario de la licencia de explotación y se define como la cantidad de hidrocarburo que se anticipa será comercialmente recuperado desde acumulaciones conocidas a partir de una fecha dada. Y esta dado por:

$$R = \frac{7.758 * A * H * \phi * S_o * FR}{B_o} \quad (1.10)$$

<sup>6</sup>Bravo O. et al, 2003. Valoración integral de riesgo para proyectos petroleros. Acipet. Pag 7

<sup>7</sup> Robert M. Otis and Nahum Schneidermann. A process for evaluating exploration prospects. Pág. 1090.

Donde:

A	Área en acres
H	Espesor promedio de las arenas productoras
$\phi$	porosidad
So	Saturación de aceite
Bo	Factor volumétrico del petróleo
FR	Factor de recobro, es función del mecanismo de empuje y presión del yacimiento

*Pronósticos de producción:* En términos generales se trata simplemente de graficar el histórico de producción contra el tiempo y posteriormente extrapolar la tendencia usando alguna técnica específica, El análisis de curvas de declinación, basado en las ecuaciones de ARPS, es considerado como un método empírico sin soporte en las leyes que gobiernan el flujo de fluidos en el yacimiento pero que por su resultado es de amplia utilización.

Otros trabajos como el de Fetkovich et al han intentado fundamentar el análisis de curvas de declinación usando soluciones analíticas de la presión del yacimiento y combinaciones simples de la ecuación de balance de materia y las ecuaciones de flujo pseudoestable para derivar ecuaciones de declinación q/t.

En su trabajo ARPS propuso una serie de ecuaciones descritas por el exponente de declinación, b, el coeficiente de declinación, Di y el caudal inicial de producción qi.

Tabla 2. Tipos de declinación.

EXPONENCIAL	HIPERBOLICA	ARMONICA
$q(t) = \frac{q_i}{e^{Dit}}$	$q(t) = \frac{q_i}{(1 + bDit)^{1/b}}$	$q(t) = \frac{q_i}{(1 + Dit)}$

Fuente: IDROBO, E.A., Jiménez E.A. Metodología sistematizada para involucrar niveles de incertidumbre en el cálculo de reservas usando información de producción. Acipet, 2001. p.10.

El exponente de declinación tiene un rango entre 0 y 1, siendo 0 para un comportamiento exponencial y 1 para un comportamiento armónico. La declinación exponencial y armónica son casos especiales de la declinación hiperbólica, Arps empleo sus ecuaciones para analizar 149 campos y así determinar la distribución de b.

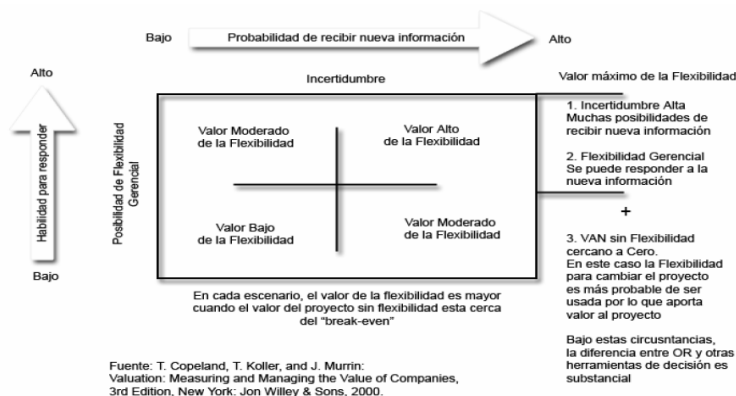
*Corte de agua :* Finalmente otra característica importante que se puede presentar cuando el índice de productividad se estima con baja variación es la de encontrar en el pozo en particular la zona de transición en la que el corte de agua puede afectar el caudal inicial de producción de crudo del yacimiento.

## 1.4 VALORACION DE OPCIONES REALES, FLEXIBILIDAD

De acuerdo a Copeland (2004), Los avances teóricos e informáticos han permitido a los expertos adaptar las técnicas de valoración de opciones a la valoración de las decisiones de inversión, denominadas por extensión, opciones reales. El planteamiento tradicional de valor presente neto asume que para valorar un proyecto de una vida determinada sus flujos de caja futuros deberían descontarse a una tasa de riesgo ajustada. Durante la vida del proyecto las condiciones técnicas o del mercado pueden hacer que este salga mal, se retrase o abandone o por el contrario si las condiciones son favorables se amplíe o extienda.

De acuerdo a la Figura 6. en esencia el nivel máximo de flexibilidad se tendrá en condiciones de alta incertidumbre y para los escenarios en que mas cantidad de opciones se tenga disponible. Esto dará un mayor grado de libertad gerencial para decidir o actuar de acuerdo a como se vayan resolviendo las incertidumbres con la vida del proyecto

Figura 6. Midiendo y valorando la flexibilidad.



Fuente : T Copeland et al (2004).

Las opciones estratégicas tienen un valor intrínseco importante, pero este valor solo se realiza cuando la administración decide ejecutar las estrategias, la teoría de opciones reales como en el caso de los árboles de decisión, supone que la gestión es lógica y competente y que actúa en el interés de la empresa y sus accionistas a través de la maximización de la riqueza y la minimización del riesgo de pérdidas.<sup>8</sup>

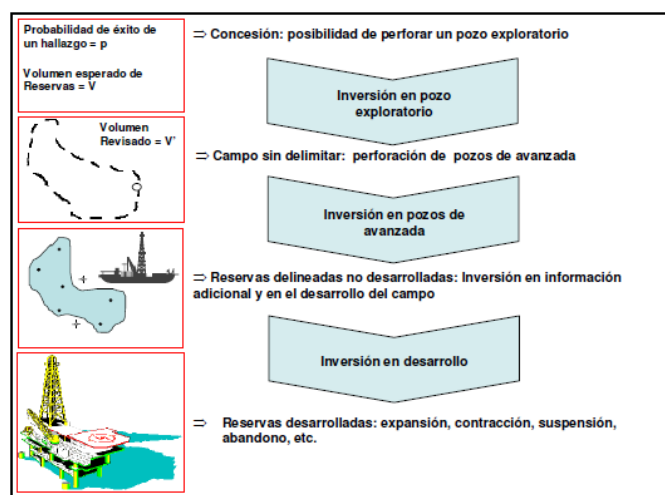
<sup>8</sup> Mun j. Real Options and Monte Carlo Simulation versus Traditional DCF Valuation in Layman's Terms, chapter 6. Pág. 35

1.4.1 *Opciones Financieras*. las opciones financieras dan a su tenedor el derecho mas no la obligación de comprar o vender activos subyacentes financieros a un precio predeterminado en un periodo dado. Hay dos tipos de opciones PUT y CALL la opción call da a su tenedor el derecho de comprar el activo subyacente al precio de ejercicio y la opción PUT de venderla. Las opciones financieras se hacen sobre inversiones como acciones, bonos, futuros y commodities como el crudo y oro. Y pueden ser europeas si se ejercen al final del periodo o americanas si se ejercen en cualquier momento de la vida de la opción.

1.4.2 *Opciones Reales*. ROV. (real option value, por sus siglas en ingles). Las opciones reales son vistas como una extensión de las opciones financieras ambas dan el derecho a un inversionista sobre un activo subyacente, pero difieren en que las primeras relacionan proyectos de inversión mientras que las ultimas relacionan activos financieros y commodities, la analogía entre las opciones reales y financieras hace posible valorar las opciones reales usando modelos de valoración de las financieras

1.4.3 *Tipos de opciones*. Las inversiones realizadas en el sector de exploración y producción durante la vida de un campo se pueden considerar como una secuencia de opciones que inician con la adquisición de los derechos o licencias de un bloque, una interpretación de este proceso se puede ver en la siguiente figura

Figura 7. Proyectos de exploración y producción como una secuencia de opciones reales



Fuente: Guerrero J. et al 2005. Adaptado de "Real Options in Petroleum: An Overview". Presentación de Días, M. en el seminario *Real Options in Real Life*, MIT, Mayo 5 de 2003.

Las principales opciones que podemos tener en el sector petrolero se pueden agrupar como sigue:

- Opción de Invertir o Esperar, se espera por nueva información, para aprender antes de invertir.
- Opción de expandir y/o crecer, se considera el valor estratégico del proyecto.
- Opción de abandono o cambio.

1.4.3.1 *Opción de abandono o cambio.* Una opción de abandono es equivalente a una opción de venta americana, es decir que se puede ejercer en cualquier momento hasta la fecha de vencimiento, en este caso el precio del ejercicio puede asimilarse como el valor a recibir por la liquidación del activo previamente establecido. Cuando el valor del activo subyacente cae por debajo del valor de liquidación se ejerce. Un proyecto que se pueda liquidar vale más que uno sin posibilidad de abandono. La opción de interrumpir o reiniciar un las operaciones de un determinado proyecto es equivalente a una cartera de opciones tanto de compra y venta, volver a iniciar la explotación de un pozo después que este ha estado cerrado por condiciones desfavorables equivale a una opción de compra, el costo de reiniciar o cerrar para evitar costos adicionales puede asumirse como el precio del ejercicio.<sup>9</sup> Algunas situaciones que pueden modelarse como una situación de abandono son las provisiones farm-out, la perforación de pozos de avanzada, los proyectos piloto entre otros.

1.4.3.2 *Opción de diferir, esperar.* Este tipo de opción es equivalente a una opción de compra americana, el propietario de los derechos de un campo petrolero marginal puede diferir su desarrollo hasta que el precio del petróleo aumente. El costo del desarrollo podría verse como el precio del ejercicio compra, el flujo de caja de los ingresos por la producción menos la depreciación por el agotamiento de las reservas desarrolladas es el costo de oportunidad que se incurre al diferir la inversión.<sup>10</sup>

1.4.3.3 *Opción de ampliar o reducir.* La opción de expandir el tamaño de un proyecto es equivalente a una opción de compra americana de acciones, la opción de ampliación le da el derecho a la dirección de aunque no la obligación de realizar inversiones posteriores, como aumentos de la tasa de producción mediante la perforación de nuevos pozos o por la resolución de la incertidumbre por nueva información.

---

<sup>9</sup> Copeland (2007)

<sup>10</sup> Guerrero Jimmy I, 2005. Metodología de opciones reales aplicada a la valoración de proyectos de producción de Ecopetrol S.A, pág. 42.

Adicionalmente la opción de reducir la escala de un proyecto se asimila como una opción de venta norteamericana, la reducción en el gasto equivale al precio del ejercicio de la opción. Para el sector petrolero la incertidumbre técnica y la incertidumbre del mercado hacen que los flujos de caja esperados varíen en mayor o menor medida de lo que inicialmente se proyecta, las incertidumbres con el tiempo se resolverán a medida que se avanza en las fases de vida del campo, de exploración, desarrollo y producción. Las altas volatilidades que puede generar el precio del crudo en condiciones de incertidumbre política puede activar de una u otra forma la decisión de ejercer alguna de las anteriores opciones.

1.4.4 *Rov Vs Dcf*. Una de las características comunes a todos los modelos existentes en la actualidad es que son una aproximación al valor de los activos o proyectos en la realidad, como se vio en la sección valor esperado, los modelos pretenden hacer predicciones del futuro, para hacer pronósticos lo más realistas posibles y para esto se requieren hacer suposiciones, que muchas veces se desconocen

Teniendo en cuenta que las opciones reales son un complemento del análisis de flujo de caja descontado y que la valoración del activo subyacente se realiza mediante esta metodología veremos inicialmente los supuestos del DCF necesario para tomar las previsiones del caso, y ver el sistema de valoración en su conjunto, una buena apreciación al respecto se observa en Mun J. (2005).

Tabla 3. Desventajas del DCF, Suposiciones vs Realidades

<b>DCF Asume que:</b>	<b>La realidad</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Las decisiones se toman ahora y los flujos de caja son fijos para el futuro</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Incertidumbre y variabilidad en los resultados futuros</li> <li>No todas las decisiones se toman hoy mismo algunos pueden ser aplazadas al futuro cuando las incertidumbres se resuelvan</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Los proyectos son mini empresas y pueden ser intercambiables con todas las empresas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Con los efectos de la red, la diversificación la interdependencia y la sinergia, las empresas son portafolios de proyectos y sus flujos de caja resultantes, algunas veces los proyectos no se pueden evaluar como flujos de caja independientes</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Una vez puesto en marcha, todos los proyectos son gestionados de forma pasiva</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Los proyectos son gestionados de forma activa a través de su ciclo de vida, incluyendo controles, opciones de decisión y restricciones presupuestarias</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Los flujos de caja futuros son altamente predecibles y deterministas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Puede ser difícil estimar los flujos de caja futuros, ya que son estocásticos y de naturaleza riesgosa</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>La tasa de descuento utilizada en el proyecto es el costo de oportunidad del capital, el cual es proporcional al riesgo no diversificable</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Existen múltiples fuentes de riesgo del negocio con características diferentes, algunos son diversificable a través del proyecto o del tiempo.</li> </ul>

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Todos los riesgos son tenidos en cuenta en la tasa de descuento</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• La empresa y el riesgo del proyecto pueden cambiar durante el transcurso del proyecto</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Todos los factores que podrían afectar los resultados del proyecto y el valor a los inversionistas se reflejan en el modelo de DCF a través de la VPN o TIR</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Debido a la complejidad de los proyectos y las así llamadas externidades, puede ser difícil o imposible cuantificar todos los factores en términos de flujo de caja incremental</li> <li>• Distribuidos, los resultados no planeados (por ejemplo, la visión estratégica y la actividad empresarial) pueden ser significativos y estratégicamente importantes</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los factores desconocidos, intangibles y difíciles de medir son valorados en cero.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Muchos de los beneficios importantes son activos intangibles o posiciones cuantitativamente estratégicas.</li> </ul>

Fuente: Mun, J. 2005. Real option and Monte Carlo Simulation. Traducido por el autor

Tabla 4. Opciones Reales vs Valor presente neto

<b>Acción</b>	<b>NPV, reglas tradicionales</b>	<b>Opciones reales</b>
invertir	NPV > 0	Invertir cuando el proyecto este deep in the money
rechazar	NPV < 0	Iniciar proyectos estratégicas, con incertidumbre técnica o opciones de crecimiento
Proyectos mutuamente excluyentes	Escoge el mas alto NPV	Frecuentemente elije proyectos pequeños, los cuales son lo suficientemente deep in the Money para su talla

Fuente: Días Mag, [http://www.puc-rio.br/marco.ind/tutor\\_2.html#Investment Rules](http://www.puc-rio.br/marco.ind/tutor_2.html#Investment Rules)

Como complemento a lo anterior la diferencia de enfoque se puede ver en la forma de utilizar la información para resolver la incertidumbre y convertirla en una oportunidad de negocio, Copeland et al (2001) presenta dos ecuaciones que muestran cómo puede variar el enfoque del ahora o nunca del DCF y el esperar y ver de las opciones reales.

$$NPV(\text{valor actual neto}) = \text{MAX}_{t=0} \left[ \frac{\text{cash flow previsto}}{\text{costo de capital}}, 0 \right] \quad (1.11)$$

$$\text{ROV (valor opción) = previsto} \left[ \text{MAX}_{t=t} \left[ \frac{\text{cash flow con información dada}}{\text{costo de capital}}, 0 \right] \right] \quad (1.12)$$

Las dos metodologías utilizan la información de forma distinta

1.4.5 *Metodología Rov.* La metodología aplicada en la valoración de opciones se caracteriza por tener un enfoque sistemático y una solución que integra la teoría financiera, el análisis económico, la administración, ciencias de la decisión y la estadística entre otras para la valoración de activos físicos. La metodología ROV es una extensión de la aplicada por las opciones financieras.

Existen varios tipos de enfoques para su valoración desde modelos analíticos con ecuaciones diferenciales o métodos numéricos con diferencias finitas como el de Black y Myron Scholes, hasta modelos discretos con simulación de Montecarlo como arboles dinámicos y modelos binomiales y cuadrinomiales.

1.4.5.1 *Modelo Black-Scholes.* El modelo de valoración de Fisher Black y Myron Scholes<sup>11</sup> es ampliamente conocido en los círculos financieros porque constituye un instrumento fácil de implementar y sencillo para calcular el valor de una opción.

La importancia del modelo presentado hacia 1973 radica en haber sido el primer modelo teórico práctico para evaluar opciones financieras apartándose del problema de la tasa de interés requerida para descontar los flujos de caja. Los supuestos básicos del modelo son los siguientes:

- Mercado financiero perfecto
- La opción es de tipo europeo , solo se puede ejercer a su expiracion
- No existen comisiones ni costos de transacciones ni de información
- Ausencia de impuestos y si existen se gravan a todos los inversionistas por igual
- La acción o activo subyacente no paga dividendos
- Se negocia continuamente
- La distribución de probabilidad de los precios del activo subyacente es logarítmico normal y el valor de la volatilidad es constante

Consideraciones

$$C(T) = \begin{cases} S(T) - K & \text{si } S(T) \geq K \\ 0 & \text{si } S(T) < K \end{cases} \quad (1.13)$$

---

<sup>11</sup> Estos autores demostraron que era posible establecer el valor de una opción construyendo una cartera replica consistente de acciones en el activo subyacente y una cierta cantidad de bonos libres de riesgo . Bailey w. et al, 2004 oil field review. pág. 10.

S(t) precio spot del activo en el momento t

T = Fecha de maduración de la opción

K = precio de ejercicio de la opción

$$C_{call} = V_0 * N(d_1) - X * e^{-rxt} * N(d_2) \quad (1.14)$$

Donde:

$$d_1 = \frac{\ln\left[\frac{V_0}{X}\right] + rf T}{\sigma\sqrt{t}} + \frac{1}{2} \sigma\sqrt{T} \quad d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{t} \quad (1.15)$$

X	Precio del ejercicio, Strike
V <sub>0</sub>	Valor del activo subyacente en el tiempo t = 0
N(d <sub>1</sub> ) y N(d <sub>2</sub> )	Función de densidad acumulada de la distribución normal
σ	desviación estándar del valor del activo subyacente
Rf	Tasa libre de riesgo

Modificaciones posteriores incluyen al modelo el pago de dividendos, estos, en una opción de compra reducen su valor y en una de venta lo aumentan.

1.4.5.2 *Reticulado Binomial*. El modelo binomial es de carácter discreto y de los métodos binomiales es de los más usados por su fácil implementación y entendimiento. El método que utiliza el reticulado binomial es aplicable a un amplio rango de opciones debido a su visualización en un diagrama con fácil comprensión.

Los reticulados binomiales permiten a los analistas valorar las opciones tanto europeas como americanas, de acuerdo a Copelan et al, 2001 el enfoque de asignación de precios a las opciones debe ser relativamente claro y fácil de entender, para plantear un único modelo que recoja una sola fuente de incertidumbre (los cambios en el valor del proyecto se puede elegir entre dos tipos de árbol de sucesos, el geométrico y el aritmético).

Para efectos del presente trabajo se tomara el árbol geométrico recombinante con movimientos ascendentes y descendentes multiplicativos que representan una función lognormal de rendimiento.

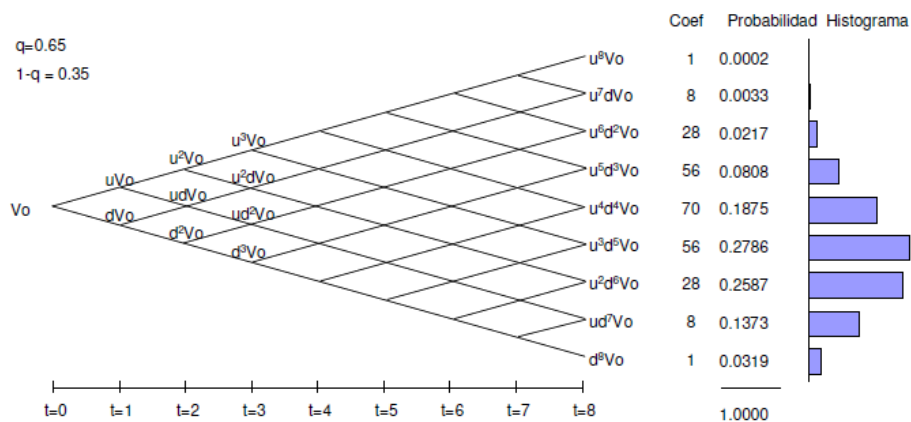
Y se calculan con las siguientes formulas<sup>12</sup>:

$$\text{Movimiento ascendente: } u = e^{\sigma\sqrt{t}} \quad (1.16)$$

$$\text{Movimiento descendente : } d = \frac{1}{u} \quad (1.17)$$

$$\text{Probabilidad de riesgo neutro: } q = \frac{(1+r_f-d)}{(u-d)} \quad p = 1-q \quad (1.18)$$

Figura 8 Árbol binomial para 8 intervalos de tiempo<sup>13</sup>



Fuente: Adaptado de Copeland (2001) p. 196.

Donde  $\sigma$  es la volatilidad del activo subyacente representa la incertidumbre total del activo. De acuerdo a Copeland et al (2001), los pasos para valorar las opciones se realiza en un proceso de 4 pasos:

- Valorar el activo sin flexibilidad con DCF.

Representar la incertidumbre utilizando un árbol de sucesos, volatilidad con simulación de Montecarlo

- Identificar e incorporar las flexibilidades de gestión creando un árbol de decisiones
- Calcular el valor de la opción.

<sup>12</sup> Cox (1979), p230.

<sup>13</sup> Guerrero j. Metodología de opciones reales aplicada a la valoración de proyectos de producción,2005. p35.

El modelo anterior asume una incertidumbre o volatilidad del activo constante durante la vida de la opción lo cual resultaría posible si solo se tiene una fuente de incertidumbre.

En opciones que tienen dos o más fuentes de incertidumbre como el caso de los proyectos de exploración y producción las opciones se deben modelar con opciones compuestas tipo Rainbow, (opciones de aprendizaje) u otros modelos binomiales o cuadrinomiales que permitan incorporar el cambio de la volatilidad cuando se resuelve la incertidumbre.

Tipos de incertidumbre critica para el caso petrolero:

- Incertidumbre Técnica: volumen de reservas, caudal inicial, índice de productividad, coeficiente de declinación, Bs&w. etc.
- Incertidumbre de mercado, Precio de crudo, costo día de taladro entre otras.

Estas pueden variar de acuerdo a la fase del proyecto y la opción que se quiera evaluar.

## 2. CASO DE ESTUDIO

El motivo de estudio, es un campo maduro ubicado en la cuenca de los llanos orientales, el cual bajo las condiciones de producción y declinación actuales se espera que llegue a su límite económico en 2 años.

Después de un análisis integral de activos en el que se evaluaron condiciones de fondo y superficie se encontraron oportunidades de mejora y expansión para la perforación de dos pozos adicionales y la recuperación incremental de aproximadamente 1.2 MM de barriles de crudo con su agua asociada.

El campo pertenece a una de las tres estrategias de desarrollo para incremento de producción en campos maduros de Ecopetrol <sup>14</sup>:

- Contratos con extensión hasta su límite económico, Guajira, Cravo Norte, Las Monas, **Casanare**.
- Alianza estratégica para campos maduros, La Cira ( occidental ), Casabe( Shlumberger), Tibu ( Petrobras)
- Producción incremental de campos maduros en operación directa

### 2.1 ANTECEDENTES

El campo motivo del análisis es un campo que no supera los 81 MM de BIs de OOIP y en sus 22 años de producción ha alcanzado un factor de recobro cercano al 40% en recuperación primaria: flujo natural, levantamiento artificial con gas lift en su primera fase y bombeo electrosumergible en la etapa actual.

Las reservas se han drenado a partir de 15 pozos, de los cuales 2 se encuentran cerrados, 10 son actualmente productores, 3 pozos se convirtieron a inyectores para disposición del agua residual en fondo debido a cambios en la reglamentación ambiental y alto corte de agua, en promedio superior al 90%.

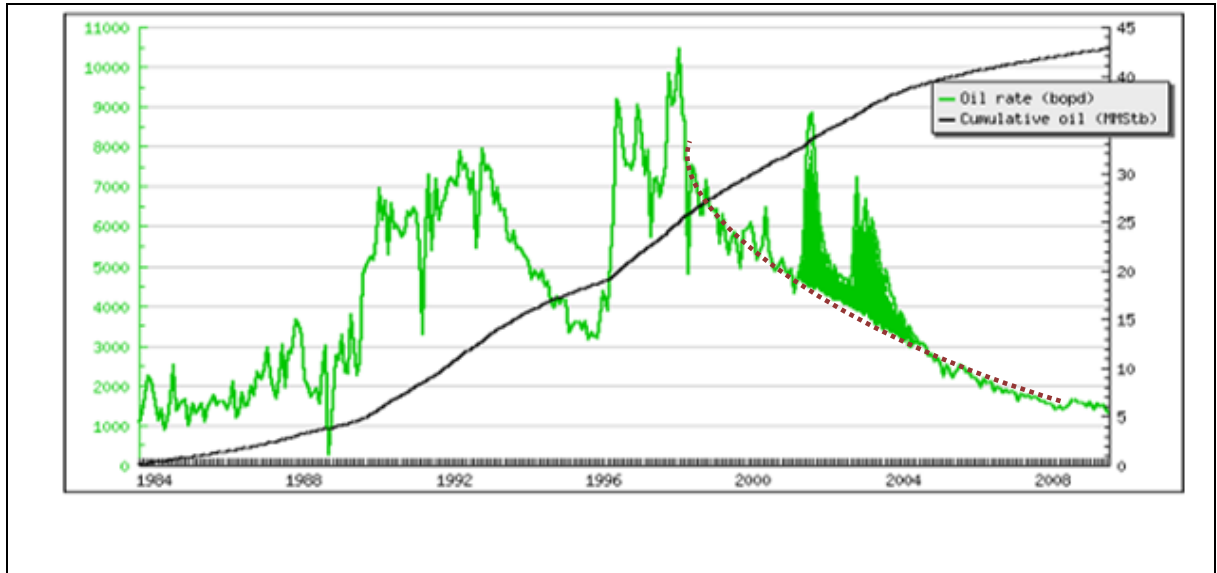
La producción es obtenida de un yacimiento con empuje hidráulico lateral activo. Con valores de permeabilidad superiores a 200 md, GOR < 20 y porosidades cercanas al 21 %.

---

<sup>14</sup> OSORIO, Gabriel. Heavy oil and Mature oil fields development in Colombia. Ecopetrol, 2008.

Históricos de producción:

Figura 9. Histórico de producción de crudo.



Fuente el autor.

Figura 10 Histórico de producción de agua



Fuente : el autor

Dentro del proceso de desarrollo del campo se pueden observar tres etapas claramente definidas que involucraron el concurso multidisciplinario para su logro

- *Etapa temprana*, bajo corte de agua derivada de una producción controlada en flujo natural. hasta 1990.
- *Primera optimización*, 1996: mediante la implementación de levantamiento artificial con gas lift, utilizando como fuente de gas un campo alterno.
- *Segunda optimización*, hacia 1998: mediante cambio de levantamiento artificial de gas lift a bombeo electrosumergible, se incrementa la producción en 6000 bopd aproximadamente, pero incrementando igualmente la producción de agua asociada de 10.000 bwpd a 45.000 bwpd. Esto involucra incremento de capacidad en las facilidades de superficie. Y la búsqueda de pozos para la disposición de agua en fondo.
  - En este periodo se alcanza un pico de producción de crudo de 10000 bopd iniciando la declinación del campo.
- *Tercera optimización*, mayo de 2001. Crudo incremental sombreado en el historico de producción, Para esta fecha las facilidades de superficie del campo ya se encuentra sobrecargadas y con el tratamiento del agua al límite.

2.1.1 *Tercera Optimización*. Teniendo en cuenta que la información suministrada en esta etapa es parte fundamental para la evaluación y valoración de la siguiente optimización, se describe en más detalle.

De acuerdo al gerenciamiento estratégico planteado en la sección 1, se siguieron los pasos del árbol de decisiones obteniendo los siguientes resultados.

- Evaluación de condiciones

Con base en los históricos de producción, Se determina una proyección de agua para incrementos de frecuencia de pozos ESP e incremento de producción de crudo bajo las condiciones de flujo superiores a 80.000 bwpd. Facilidades de superficie al límite por producción de agua, capacidad 100% @ 60.000 bwpd, Presiones de inyección de agua superiores a 2000 psi. Suspensión de vertimiento por nuevas exigencias ambientales, etc.

- Diagnostico de yacimiento y facilidades

Se realiza un análisis completo de pruebas de pozo incluyendo, pruebas transitorias de presión para todos los pozos, evaluación con registros eléctricos en tubería para determinación de contactos W/O.

Y se evalúan las áreas de drenaje de cada uno de los pozos. Se complementa y actualiza la correlación de la formación productora en el campo. Se realiza un levantamiento completo de las facilidades de superficie.

- Diagnostico por pozo

Se determinan 4 pozos con formaciones en Conjunto (Sup. e inf) y contactos de W/oil muy cercanos. Se determinan 3 pozos en condiciones de inundaciones con cortes de agua superiores a 98% y problemas de arenamiento con bajas áreas de drenaje de crudo. Pozo inyector con problemas de taponamiento y sobrecarga. Véase anexo 1.

- Identificación de soluciones

- Workover para los pozos con contactos de agua cercanos y cierre de formaciones inferiores.
- Workover para conversión de dos pozos de alto bsw y problemas de fondo a inyectores de agua residual.
- Cierre de pozo de alto BSW y producción de 10000 bwpd
- Perforación de 3 pozos intermedios para drenar reservas en áreas de baja recuperación.
- Se instalan como upgrade de facilidades de superficie un Skim tank para mejorar tiempos de retención
- Se estima tener una recuperación de crudo adicional de 2000 bopd durante 2 años

- Selección de soluciones

Se determina realizar la totalidad del proyecto teniendo en cuenta el bajo riesgo.

- Ejecución y resultados

- De los 4 pozos intervenidos para cambio de formación productora se obtuvieron los siguientes resultados, 3 exitosos y uno en el que no se logro disminución en la producción de agua
- Se cancela la perforación de un pozo productor intermedio

## Workover.

Tabla 5. Pruebas de producción posterior al cambio de formación.

FECHA DEL ENSAYO	BOPD	BS&W	BWPD	BFPD	FREC. Hz	GAS FORM.	GAS TOTAL	GOR	CHOKE	PRES. CSG.	PRES. TBG.	API	RGLT	FORMACION	PPM CI-
<b>Pozo 4 / E.S.P.</b>															
8-Dec-00	393	95.8	8,964	9,357	64	5	5	13	128		135	32.5	1	C-7 SUP + INT	1120
23-Dec-00	399	95.7	8,880	9,279	64	5	5	13	128		135	32.7	1	C-7 SUP + INT	1150
<b>SE REALIZO WORKOVER. SE AISLA C-7 INT. SE INSTALA BOMBA 4,100</b>															
3-Jan-01	956	75.0	2,868	3,824	53	11	11	12	128		80	32.2	3	C-7 SUP	1000
4-Jan-01	931	74.7	2,749	3,680	53	11	11	12	128		80	32.2	3	C-7 SUP	900
<b>Pozo 8 / E.S.P.</b>															
1-Apr-01	479	95.0	9,101	9,580	58	6	6	13	128		120	32.0	1	C-7SUP+INT.	1360
8-Apr-01	<b>WORK OVER. SE AISLA LAS PERFORACIONES 9634-9640, NUEVA BOMBA GC 4100 @ 52 HZ</b>														
9-Apr-01	1,185	51.0	1,233	2,418	52	17	17	14	128		90	31.6	7	C-7SUP.	1360
10-Apr-01	1,491	37.9	910	2,401	52	19	17	13	128		90	31.1	7	C-7SUP.	1350
11-Apr-01	1,570	33.7	798	2,368	52	20	20	13	128		90	31.7	8	C-7SUP	1300
<b>Pozo 9 / E.S.P.</b>															
7-Nov-02	881	95	15,137	16,018	61	11	11	12	128		245	33.0	1	C-7SUP+INT.	980
20-Nov-02	<b>SE REALIZA WORKOVER, SE AISLA ZONA INFERIOR C-7 INT</b>														
20-Nov-02	935	80	3,787	4,722	54	15	15	16	128		80	33.2	3	C-7SUP	970
21-Nov-02	1,026	79	3,883	4,909	54	15	15	15	128		90	33.5	3	C-7SUP	960

Fuente: El Autor.

## Drilling

Tabla 6 Pruebas de producción pozos perforados

FECHA DEL ENSAYO	BOPD	BS&W	BWPD	BFPD	FREC. Hz	GAS FORM.	GAS TOTAL	GOR	CHOKE	PRES. CSG.	PRES. TBG.	API	RGLT	FORMACION	PPM CI-
<b>Pozo 14 / E.S.P.</b>															
16-Jun-01	<b>INICIA PRODUCCION BOMBA GC-6100</b>														
17-Jun-01	5,849	4.6	282	6,131	45	80	80	14	128		195	32.7	13	C-7 (Sup + Int)	1100
18-Jun-01	5,942	0.9	54	5,996	45	85	85	14	128		190	32.6	14	C-7 (Sup + Int)	1100
19-Jun-01	5,806	0.3	17	5,823	45	80	80	14	128		180	32.6	14	C-7 (Sup + Int)	1100
<b>Pozo 15 / E.S.P.</b>															
22-Sep-02	<b>INICIA POZO A PRODUCCION</b>														
22-Sep-02	4,360	5.8	268	4,628	35	50	50	11	128		80	31.7	11	C-7 INT	850
23-Sep-02	4,989	0.1	5	4,994	35	60	60	12	128		70	33.2	12	C-7 INT	850
24-Sep-02	4,999	0.1	5	5,004	35	60	60	12	128		80	33.1	12	C-7 INT	850

Fuente: El Autor

Aunque la producción de los dos pozos perforados se mantuvo en ese valor por muy poco tiempo las reservas acumuladas alcanzaron los 4.5 MM de barriles para una inversión aproximada en el proyecto de 15 MM us\$.

## 2.2 PRONOSTICOS DE PRODUCCION

Siguiendo el proceso de gestión integral de activos y la estrategia planteada en la pasada optimización se identificaron desde el punto de vista operativo nuevas oportunidades en el campo para intervenir.

De acuerdo a lo anterior se generó una propuesta técnica que involucró:

- Work over para cierre de formaciones productoras de agua en dos pozos.
- Cierre de dos pozos con corte de agua cercano a 98% sin alternativas de mejora a la vista como resultados de trabajos de workover anterior.
- Liberación de capacidad instalada dejando el factor de utilización alrededor del 50%.
- Un área potencial para drenaje de reservas para dos pozos adicionales, Teniendo en cuenta que hacia el área de interés la correlación estructural de los pozos del campo muestra disminución del espesor del yacimiento y un leve aumento en la profundidad se considera su perforación con alta incertidumbre técnica al BSW debido a la localización del área de transición del contacto agua aceite.

Una vez realizada la simulación correspondiente a las condiciones del yacimiento el área técnica considera que los parámetros de entrada para la estimación de los pronósticos de producción se resumen así:

Tabla 7. Condiciones de entrada pronósticos de producción

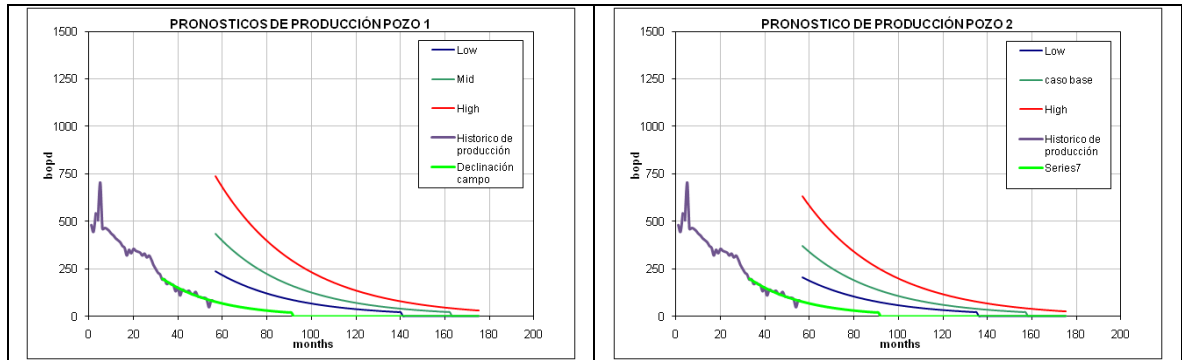
LOCALIZACIÓN	Pozo 1	Pozo 2
Ps, psi	2400	2400
IP , bls/psi	2.1	1.8
% DD	40	40
Qi	2016	1780

Fuente: el autor.

La metodología desarrollada específicamente utiliza el análisis de curvas de declinación.

Para el caso de estudio se uso la declinación exponencial con coeficiente de declinación efectivo mensual obteniendo buenos resultados de ajuste a los históricos de producción mensual del campo.

Figura 11. Pronósticos de producción



Fuente: el autor.

### 2.3 GASTOS DE OPERACIÓN, Opex.

De acuerdo a lo anterior se construyó la estructura de costos a 10 años, teniendo en cuenta que para los dos primeros años los costos totales los asume el campo que todavía es rentable, los costos asociados al proyecto solo serán los referidos a este, se contemplan los costos de workover de cierre de formaciones inundadas en dos pozos y de los trabajos típicos de mantenimiento durante la vida de los pozos, los costos de tratamiento de fluidos agua y aceite, los costos de mantenimiento de equipos electromecánicos y los costos de abandono.

### 3. ANALISIS PREVIO, DCF

De acuerdo a los pronósticos de producción y a la consideración de los gastos anteriores se genero el análisis de flujo de caja para el periodo especificado descontándolo al costo de oportunidad de 12% y asumiendo la perforación de los dos pozos ahora.

Tabla 8. Análisis flujo de caja descontado dos pozos

CASO BASE												
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
WTI	us/bl	70										
	Ajuste transp. y calidad us/bl	29%										
	Tasa de oportunidad	%	12%									
	Precio, US \$ / bl		50									
AFE, drilling	k us\$	(7794)										
Reservas	bbls		796	549	375	252	165	104	61	31	10	(0)
	Produccion crudo Bopy		247	174	123	87	61	43	30	21	10	0
Ingreso	kus\$		12358	8712	6142	4330	3053	2152	1517	1070	476	0
	Regalias Kusd\$	8%	(989)	(697)	(491)	(346)	(244)	(172)	(121)	(86)	(38)	0
Costos												
	Costos Fijos kus\$		(50)	(250)	(641)	(858)	(674)	(892)	(710)	(929)	(748)	0
	Costos Variables kus\$		(1845)	(1502)	(1260)	(1089)	(969)	(884)	(824)	(782)	(454)	0
	Total kus\$		(1895)	(1752)	(1901)	(1947)	(1643)	(1776)	(1534)	(1711)	(1202)	0
Ebitda			9474	6263	3750	2037	1165	204	0	0	0	0
	Depreciación kus\$		(601)	(481)	(360)	(240)	(120)					
UAI			8873	5783	3389	1797	1045	204	0	0	0	0
	Renta	33%	(2928)	(1908)	(1119)	(593)	(345)	(67)	0	0	0	0
FCN			(11129)	6546	4355	2631	1444	820	137	0	0	0
PV		6636	14159	7613								
Z		76%										
NPV		1513				(5185)	14451					
IRR		20%				-20%	73%					
PI		0.6				0.5	2.3					

Fuente: el autor

#### 3.1 Valor Presente Neto.

De acuerdo a las reglas del análisis de flujo de caja descontado como se expuso en la sección 1.1.2, la propuesta técnica de perforar dos pozos adicionales resulta favorable ya que el NPV > 0 y la tasa interna de retorno es mayor que la tasa de oportunidad de la compañía. A pesar que la ganancia con el proyecto alcanza el 1MM us\$ y se recuperan en el caso base alrededor de 0.8 MM Bls de aceite, el índice de rentabilidad es casi 1 lo cual no podría asumir una variación de las incertidumbres del proyecto

### 3.2 Análisis de escenarios.

Teniendo en cuenta que se puede presentar el evento que el primer pozo perforado presente condiciones del caso pesimista, la perforación del segundo pozo se vería cancelada. Adicionalmente como los dos pozos presentan diferente potencial se analizan los dos pozos por separado.

Los pozos tienen dos localizaciones distintas en el campo, el pozo 1 está más cerca en la estructura y el pozo 2 está más lejos pero con mayor potencial de abrir a un tercer pozo si sale bueno.

Tabla 9 Análisis de flujo descontado, perforación pozo -1

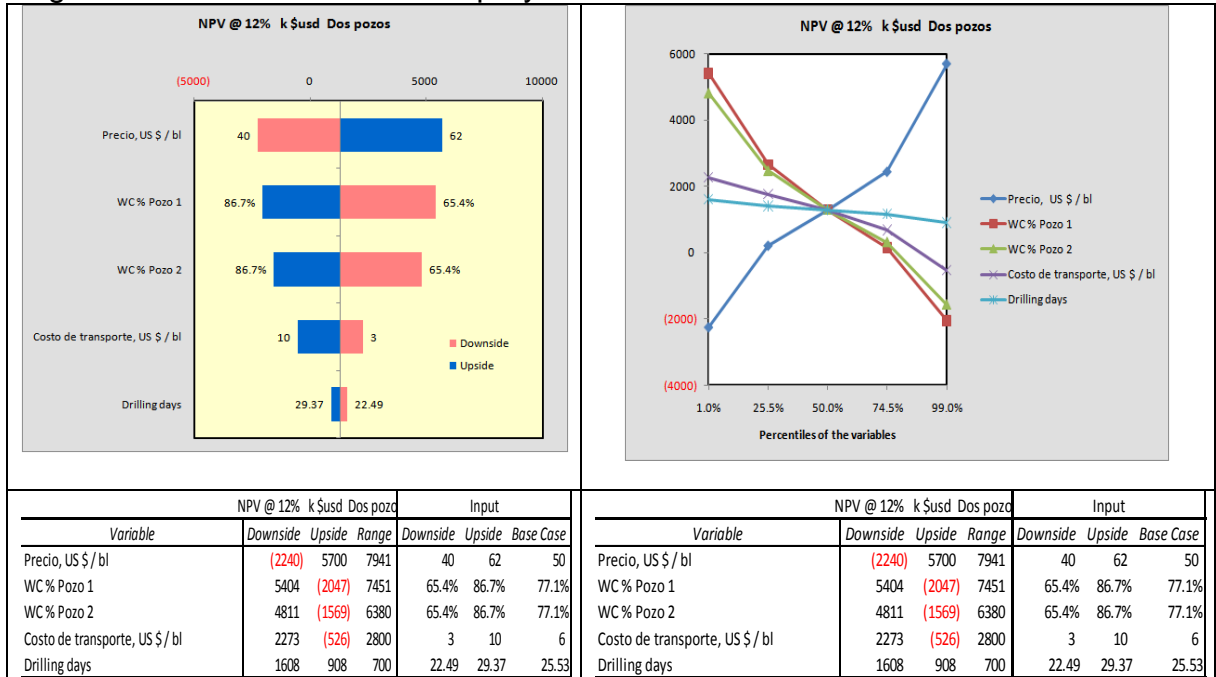
CASO BASE												
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
WTI	us/bl	70										
	Ajuste transp. y calidad us/bl	29%										
	Tasa de oportunidad %	12%										
	Precio, US \$ / bl	50										
AFE, drilling	k us\$	(3897)										
Reservas	bbbls		431	297	204	138	91	58	35	18	7	(0)
	Produccion crudo Bopy		133	94	66	47	33	23	16	12	7	0
Ingreso	kus\$		6654	4691	3307	2332	1644	1159	817	576	348	0
	Regalias Kusd\$ 8%		(532)	(375)	(265)	(187)	(132)	(93)	(65)	(46)	(28)	0
Costos												
	Costos Fijos kus\$		(25)	(125)	(616)	(733)	(649)	(767)	(685)	(804)	(723)	0
	Costos Variables kus\$		(994)	(809)	(678)	(587)	(522)	(476)	(444)	(421)	(338)	0
	Total kus\$		(1019)	(934)	(1294)	(1319)	(1171)	(1243)	(1129)	(1225)	(1061)	0
Ebitda			5103	3382	1748	826	341	0	0	0	0	0
	Depreciación kus\$		(601)	(481)	(360)	(240)	(120)					
UAI			4503	2902	1388	586	221	0	0	0	0	0
	Renta 33%		(1486)	(958)	(458)	(193)	(73)	0	0	0	0	0
FCN		(5965)	3618	2425	1290	633	268	0	0	0	0	0
PV		6636	7432	3814								
Z		11%										
NPV		671				(2864)	7448					
IRR		19%				-25%	74%					
PI		1.1				0.5	2.2					

Fuente: el autor



de la red obligaría a usar carro tanques incrementando el costo por bbl, y finalmente el más crítico el corte de agua

Figura 12. Sensibilidad variable proyecto.



Fuente: el autor

## 4. VALOR ESPERADO, SIMULACION DE MONTECARLO

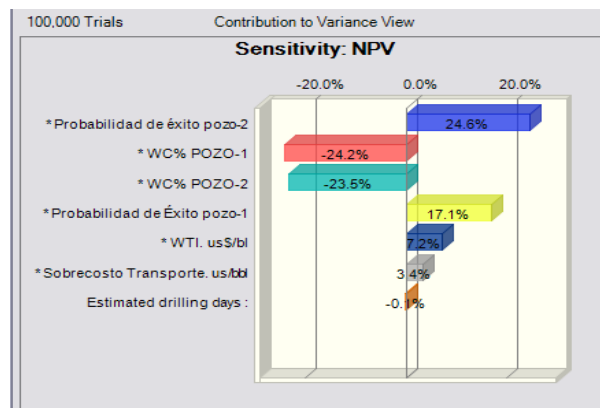
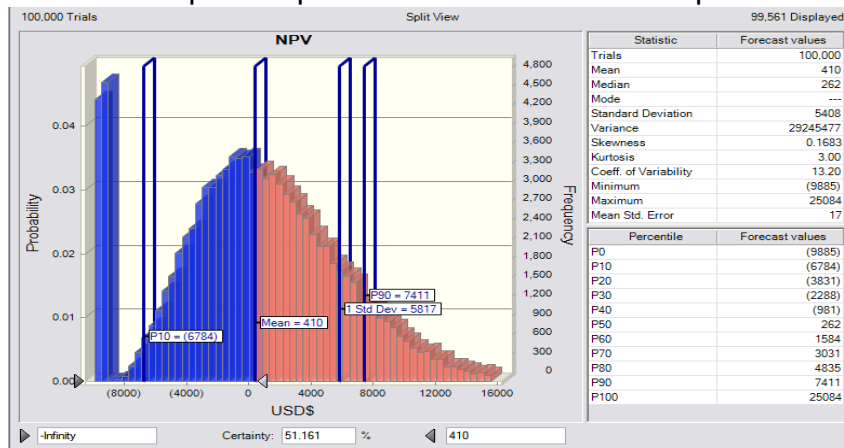
Para la simulación de Montecarlo se tuvieron en cuenta las probabilidades de éxito propuestas por el departamento técnico así:

Tabla 11. Probabilidades de éxito perforación pozos

PROSPECTO	P INICIAL	P CON APRENDIZAJE
POZO - 1	0.9	
POZO - 2	0.8	0.95

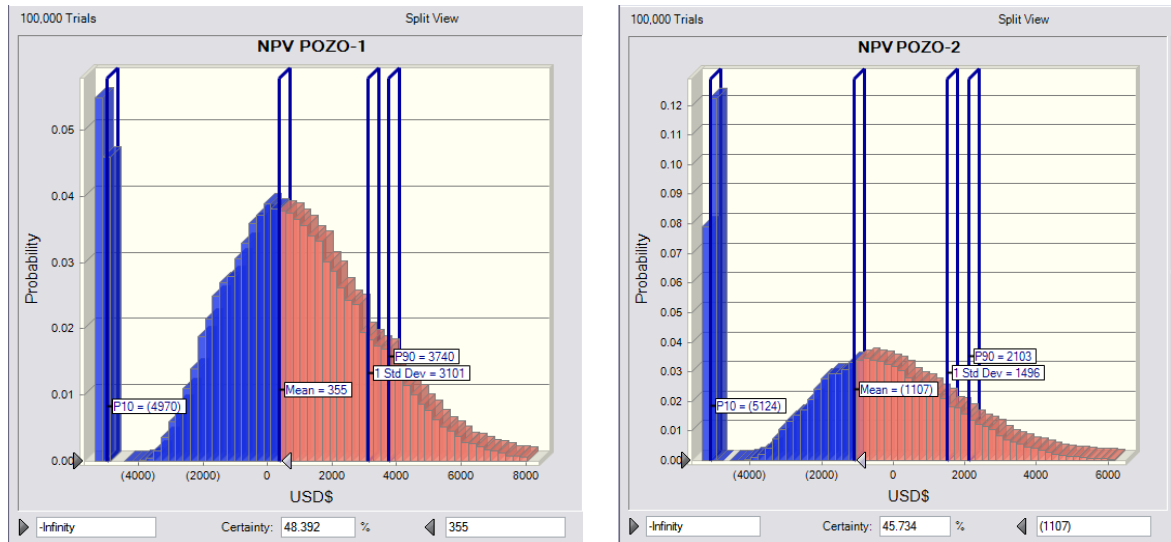
Fuente: El Autor

Figura 13. Valor esperado para la inversión en los dos pozos



Fuente: el autor

Figura 14. Valor esperado para la inversión en cada pozo



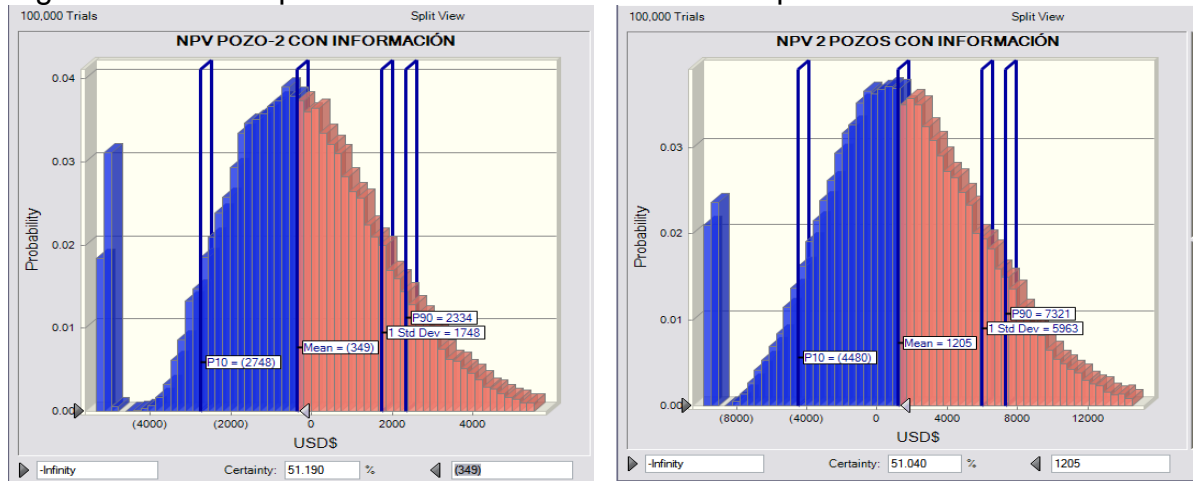
Fuente: el autor

De acuerdo a los resultados anteriores se puede concluir que a pesar que el análisis de flujo descontado es más favorable para la realización de los proyectos no mide el valor que da la información obtenida del primer pozo para la perforación del segundo que aunque tiene potencial de extender el campo a esa área económicamente no lo soporta. Ver tabla 11.

Los resultados anteriores se obtuvieron asignando distribuciones de probabilidad Triangular para los costos, días de perforación y Bs&w, Lognormal para el precio del crudo y Bernoulli para la probabilidad de éxito de cada pozo, El grupo de trabajo sugiere después de analizar el riesgo geológico las siguientes probabilidades Pozo 1 0.9 y Pozo 2 0.8.

Una condición interesante que se presenta al analizar los datos obtenidos en la simulación de Montecarlo es la participación o el impacto de la probabilidad de éxito en el resultado del valor esperado.

Figura 15. Valor esperado Pozo-2 con información de pozo 1



Fuente : el autor

Tabla 12. Resultados DCF/ $E_{(NPV)}$

CASO	NPV <sub>BASE</sub>	NPV <sub>PESIMISTA</sub>	NPV <sub>OPTIMISTA</sub>	$E(NPV)_1$	$E(NPV)^+_{INFORM.}$
2 pozos	1513	(5185)	14451	410	1205
Pozo-1	671	(2864)	7448	355	
Pozo-2	(345)	(3301)	5397	(1107)	(-347)

Fuente: el autor

#### 4.1 VOLATILIDAD DEL VPN

De acuerdo a los resultados resumidos en la tabla 11. Y la respectiva simulación, la certeza para los tres escenarios evaluados, dos pozos ya, o un solo pozo, la certeza de lograr el valor esperado fue muy similar cercana al 49 %.

Se observa igualmente que al evaluar los pozos por separado el pozo dos prácticamente genera muy bajas expectativas para su perforación y la metodología no logra resaltar la importancia o flexibilidad que da el resultado del primer pozo en perforar.

Otra información que se puede obtener de las simulaciones obtenidas es el potencial upside que se puede obtener del proyecto aproximadamente en un caso optimista de 14.4 MM us\$ y la oportunidad existente para evaluar con opciones reales el riesgo de downside que es superior al 50% pues la oportunidad de decidir en el tiempo minimiza este riesgo.

Observaciones del modelo:

- incertidumbre Técnica asociada a la probabilidad geológica de éxito. Valor esperado.

Simulando un incremento en la probabilidad de éxito del segundo pozo por información favorable obtenida del primero, equivalente a pasar de 0.8 a 0.95, el valor esperado para el segundo pozo pasaría de -1.107 Mus\$ a -347 Mus\$. En este caso se perforarían los dos en la misma fecha obteniendo un valor esperado para los dos pozos de 1.205 Mus\$.

- Teniendo en cuenta la incertidumbre asociada al corte de agua inicial. DCF. **(Threshold)**.

Se tendría que si el valor de corte de agua encontrado en el primer pozo es igual 80.3% su NPV= 0, si este llega a bajar a 77.5 % y este mismo valor se presenta en el segundo el valor del NPV  $_{POZO 2} = 0$ ,

- Teniendo en cuenta la incertidumbre de mercado. DCF. **(break-even oil price)**

Si el precio del crudo llega a bajar a 47 us\$ /bls, el NPV  $_{dos pozos} = 0$

#### 4.1.1 Volatilidad de los retornos. Z .

Una vez involucradas todas las variables con incertidumbre sobre el modelo de DCF, para el escenario de la perforación del primer pozo, se calcula la desviación estándar sobre la variable Z, la cual nos permite obtener la volatilidad base para el análisis con árboles binomiales.

A continuación se presenta el cálculo de la volatilidad para los retornos, teniendo en cuenta una desviación estándar para el precio de crudo de 4.6, el efecto de la incertidumbre de mercado expresada en el precio del barril de crudo para la volatilidad de los retornos Z, es directamente proporcional, un incremento en esta, incrementa el valor de la volatilidad para la valoración con arboles binomiales.

#### ***Pasos para obtener la volatilidad***

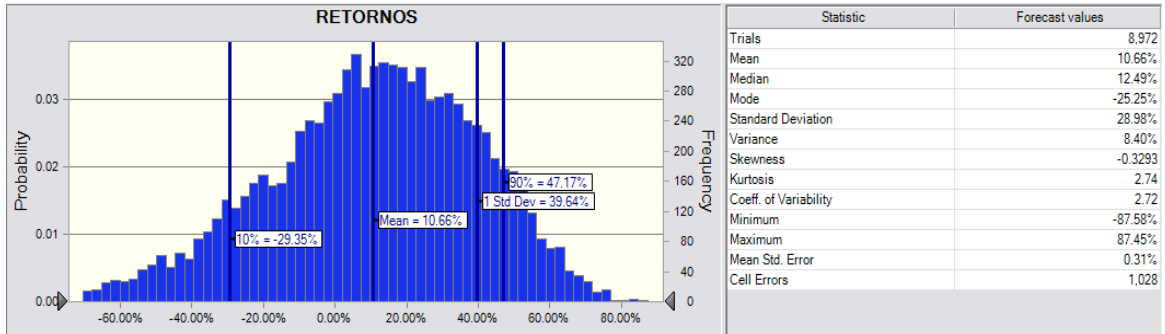
- Realizar el modelo de flujo de caja descontado para el caso base
- Aplicar la metodología de la simulación de Montecarlo para incorporar las variables con incertidumbre, WTI crudo, % Bs&W etc. a las respectivas distribuciones de probabilidad y correlacionarlas.
- Calcular el valor presente de los flujos de caja futuros hasta el periodo 0.

Esto es  $PV_0$ , 6.636 KUSD\$ para el caso del Pozo-1, dejar el valor sin formulas.

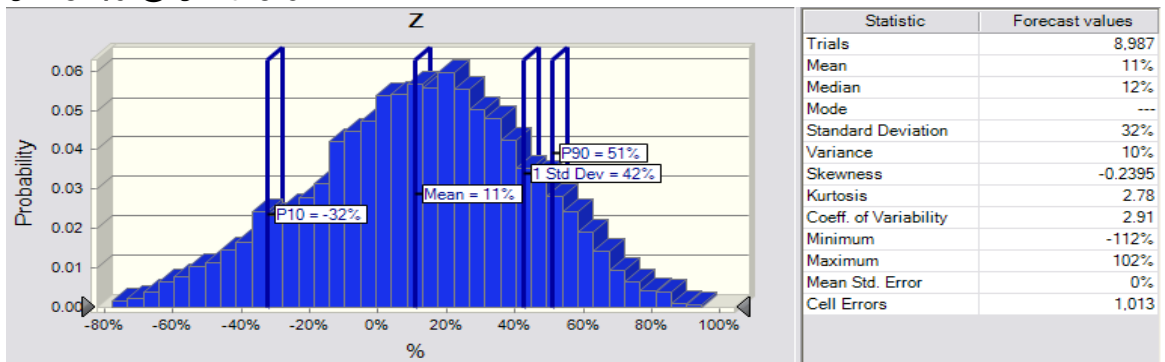
- Calcular el valor presente de los flujos futuros descontándolos hasta el periodo 1, esto desde  $PV_{10}$  hasta  $PV_2$  y luego sumarle  $PV_1$ , así quedan todos en  $PV_1$ , numerador ecuación 1.8.
- Calcular Z
- Sobre el modelo activar Z como pronostico (define forecast) y correr la simulación, Celda en color azul del análisis de flujo descontado.
- Tomar el valor de la volatilidad de los retornos del proyecto como la desviación estándar en el cuadro estadísticas, ver figura 16. lado derecho

Figura 16. Distribución de la variable Z.

$\sigma = 28.98\% @ \sigma \text{ wti } 4.6$



$\sigma = 32\% @ \sigma \text{ wti } 9.6$



Fuente: el autor

Una vez obtenida la volatilidad resultante para los retornos se realiza el árbol binomial de eventos.

## 5. OPCION REAL DE EXPANSION.

### 5.1 RETICULADO BINOMIAL

De acuerdo a la metodología planteada en la sección 1.4.4.2, una vez realizado el análisis de flujo de caja descontado e identificado las oportunidades del proyecto, se plantean las opciones reales disponibles en el momento a ejecutar.

De acuerdo a las condiciones actuales del campo, límite económico en 2 años y la propuesta técnica de operaciones las decisiones gerenciales se pueden resumir como sigue:

#### ·Opción de Expansión

De acuerdo a la propuesta técnica del grupo de trabajo interdisciplinario producto de la reinterpretación sísmica de la tercera optimización del campo en 2001(en espera por precio de crudo), la perforación de 2 pozos en un área del campo actualmente sin perforar, condicional a los resultados de corte de agua por la zona de transición del contacto agua aceite se incorporarían de 0.431 MM de bls a 1.5 MM de bls si se presenta el caso optimista en los dos pozos, lo cual sería un factor de expansión de 1.075.

De presentarse casos optimistas en ambos pozos se pensaría en una prueba piloto para iniciar recuperación secundaria, con inyección de agua.

#### ·Opción de esperar

Esta opción se puede presentar para el caso en que se desee mantener las condiciones actuales de producción y se difiera la inversión de perforar los pozos un año o al segundo año, límite económico bajo la declinación actual. Como la incertidumbre técnica no se resuelve, solo se esperaría el potencial upside de la incertidumbre del mercado.

#### ·Opción de crecimiento

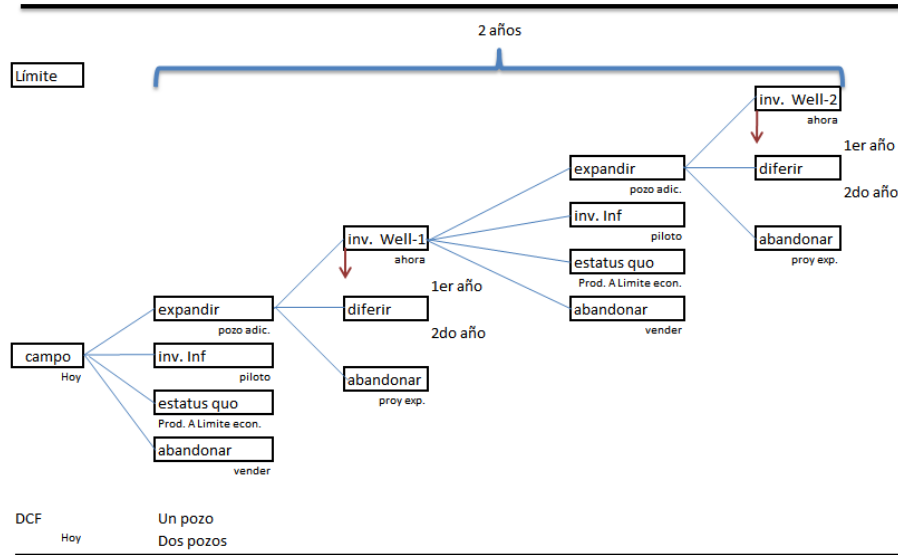
Para el caso de estudio la oportunidad potencial que se puede presentar es la de resultados optimistas tanto en la probabilidad de hallazgo, como en el corte de agua de los pozos perforados lo cual permitiría hacer un piloto para inyección de agua y drenar más reservas en el área.

#### ·Opción de abandono

Para este caso la opción de abandono del segundo pozo se realizaría en caso de resultados desfavorables en la perforación.

- Una opción adicional que se puede presentar es la oportunidad que genera la capacidad instalada, disponible, luego del cierre de formaciones inundadas W/O de dos pozos sino se realiza la expansión, el factor de utilización de las instalaciones en un 50% permite negociar con una compañía próxima la capacidad disponible para el tratamiento o transporte de sus crudos.

Figura 17 Decisiones de inversión



Fuente : el autor

Una aproximación a los escenarios posibles dentro del marco de opciones reales se presenta en la figura 17. Es necesario adicionar que bajo un escenario de negocios el espectro de opciones se puede aumentar.

Para el caso de estudio se analizaran dos opciones:

- La opción de expansión del campo con la perforación de un pozo, debido a que no se puede perforar en cualquier momento del año, sino solo en fechas específicas, verano, las posibles fechas para ejercer la opción se asimilarían al tipo europeo y se podría aproximar su valor calculándolas específicamente para cada año, asumiendo una volatilidad constante, (no hay información técnica adicional) con el modelo Black-Scholes, en este caso tendríamos:

Tabla 13. Modelo Black scholes.

<b>Modelo black - scholes</b>		<b>K US\$</b>
Valor activo subyacente	<b>S</b>	6636
Precio del ejercicio	<b>E</b>	5965
Tasa libre de riesgo	<b>rf</b>	5%
Volatilidad ( mercado )	<b><math>\sigma</math></b>	28.98%
varianza	<b><math>\sigma^2</math></b>	8.39%
Tiempo para ejercer la opción	<b>t</b>	2
	<b>d1</b>	0.709020598
	<b>d2</b>	0.299181507
	<b>nd1</b>	0.760844153
	<b>nd2</b>	0.617599221
<b>Resultados :</b>		<b>Valor opción</b>
		<b>K US\$</b>
Perforando hoy, calculo NPV tradicional		671
	Año 1	1.290
	Año 2	1.715

Fuente: el autor

Una forma gráfica de observar lo anterior es representar los resultados mediante un reticulado binomial el cual muestra de forma rápida la flexibilidad gerencial que consiste en aplicar la maximización en el nodo final, en este caso la perforación en el segundo año, la cual consiste en la decisión de no invertir a perdida. Teniendo en cuenta que el análisis preliminar con black-schole nos muestra que el mejor momento para invertir es en el segundo año, a este le realizaremos el análisis binomial en la siguiente sección.

5.1.1 *Construcción reticulado del activo subyacente.* Para la construcción del reticulado binomial se parte de el valor de la volatilidad del proyecto,  $\sigma = 28.98\%$  Y reemplazando en las ecuaciones 1.16, 1.17 y 1.18

Tabla 14. Reticulado del activo subyacente

<b>Valores de entrada</b>			<b>Cálculos intermedios</b>	
Valor del activo (MM\$)	<b>S</b>	\$6.64	Incrementos de tiempo (dt)	0.2500
Costo del ejercicio (MM\$)	<b>X</b>	\$5.97	Factor ascendente (up)	1.1559
Vencimiento (años)	<b>t</b>	2	Factor descendente (down)	0.8651
Interés libre de riesgo (%)	<b>r<sub>f</sub></b>	5.00%	Prob neutral al riesgo (prob)	50.71%
Volatilidad (%)	<b><math>\sigma</math></b>	28.98%		
Pasos	<b>d<sub>i</sub></b>	8	<b>Resultado opción NPV. Pozo 1</b>	<b>\$1.74</b>
			<b>Pozo 2</b>	<b>\$ 1.02</b>

				1er año			2do año		
6.64	7.67	8.87	10.25	11.85	13.69	15.83	18.30	21.15	
	5.74	6.64	7.67	8.87	10.25	11.85	13.69	15.83	
		4.97	5.74	6.64	7.67	8.87	10.25	11.85	
			4.30	4.97	5.74	6.64	7.67	8.87	
				3.72	4.30	4.97	5.74	6.64	
					3.22	3.72	4.30	4.97	
						2.78	3.22	3.72	
							2.41	2.78	
								2.08	

Fuente: el autor

### 5.1.2 Valoración del activo

Tabla 15. Valoración del activo subyacente

								Max (S-X),0
<b>1.74</b>	2.47	3.44	4.67	6.17	7.95	10.01	12.41	15.19
	1.02	1.54	2.27	3.25	4.50	6.03	7.80	9.87
		0.51	0.83	1.32	2.04	3.05	4.36	5.88
			0.19	0.35	0.61	1.05	1.78	2.90
				0.04	0.08	0.17	0.34	0.67
					0.00	0.00	0.00	0.00
						0.00	0.00	0.00
							0.00	0.00
								0.00

Fuente: el autor

### 5.1.3 Decisión

Tabla 16. Árbol de decisión

Continúe	Continúe	Continúe	Continúe	Continúe	Continúe	Continúe	Continúe	<b>Perforar</b>
	Continúe	Continúe	Continúe	Continúe	Continúe	Continúe	Continúe	<b>Perforar</b>
		Continúe	Continúe	Continúe	Continúe	Continúe	Continúe	<b>Perforar</b>
			Continúe	Continúe	Continúe	Continúe	Continúe	<b>Perforar</b>
				Continúe	Continúe	Continúe	Continúe	<b>Perforar</b>
					Continúe	Continúe	Continúe	no invertir
						Continúe	Continúe	no invertir
							Continúe	no invertir
								no invertir

Fuente: el autor

De forma gráfica se puede observar que bajo los escenarios positivos del pozo 1, adelantar la perforación del pozo 2 mejorará el valor del proyecto en aproximadamente 1.1 MM us\$ para el primer pozo y para el segundo 0.8 MM us\$.

Hasta el momento la valoración se ha realizado de forma sencilla, pero en el escenario que la información suministrada por el pozo sea favorable para el pozo 2, la evaluación por este método se dificulta para lo cual se puede utilizar otros métodos como el cuadrinomial que separa la incertidumbre técnica de la de mercado, valorando escenario de reservas y de precios de barril de crudo o una aproximación que involucre las reglas de optimización de la inversión en un solo árbol de decisiones para la situación que vive el campo.

Una aproximación de este tipo se realiza en Días (2006) y será la que presentaremos a continuación:

## **5.2. ARBOL BINOMIAL**

Una de las características especiales que tiene todo proyecto de exploración y desarrollo ya sea para un prospecto o para las reservas de un solo pozo en un campo maduro, es su carácter secuencial, una vez se perfora, la evidencia de hidrocarburos en caso de éxito no asegura que su volumen sea rentable para extraerlo.

En otros términos, la flexibilidad implícita en el proyecto permite tomar la decisión de si se perfora o no, si se desarrolla o no y si se extrae o no.

De acuerdo a Paddock; Daniel R. Siegel; James L. Smith (1998) la valoración de las reservas desarrolladas requiere suposiciones acerca de calidad del crudo, tasas y costos futuros de extracción, regímenes de impuestos y regalías y precios de hidrocarburos.

El modelo de Díaz M.A.G 2006 que a continuación se introduce involucra los siguientes conceptos:

- las probabilidades de éxito para cada prospecto, (CF, Chance factor) y su resultado como aprendizaje para el siguiente.
- El concepto de Sinergia para prospectos que comparten las mismas facilidades de producción o los mismos costos fijos y costos variables.  $\gamma_{syn}$ , caso de estudio.
- El concepto límite (threshold) de rendimiento, involucra tanto la incertidumbre técnica como la de mercado en un solo factor equivalente al PI (profitability index del DCF) para el desarrollo de las reservas teniendo en cuenta el

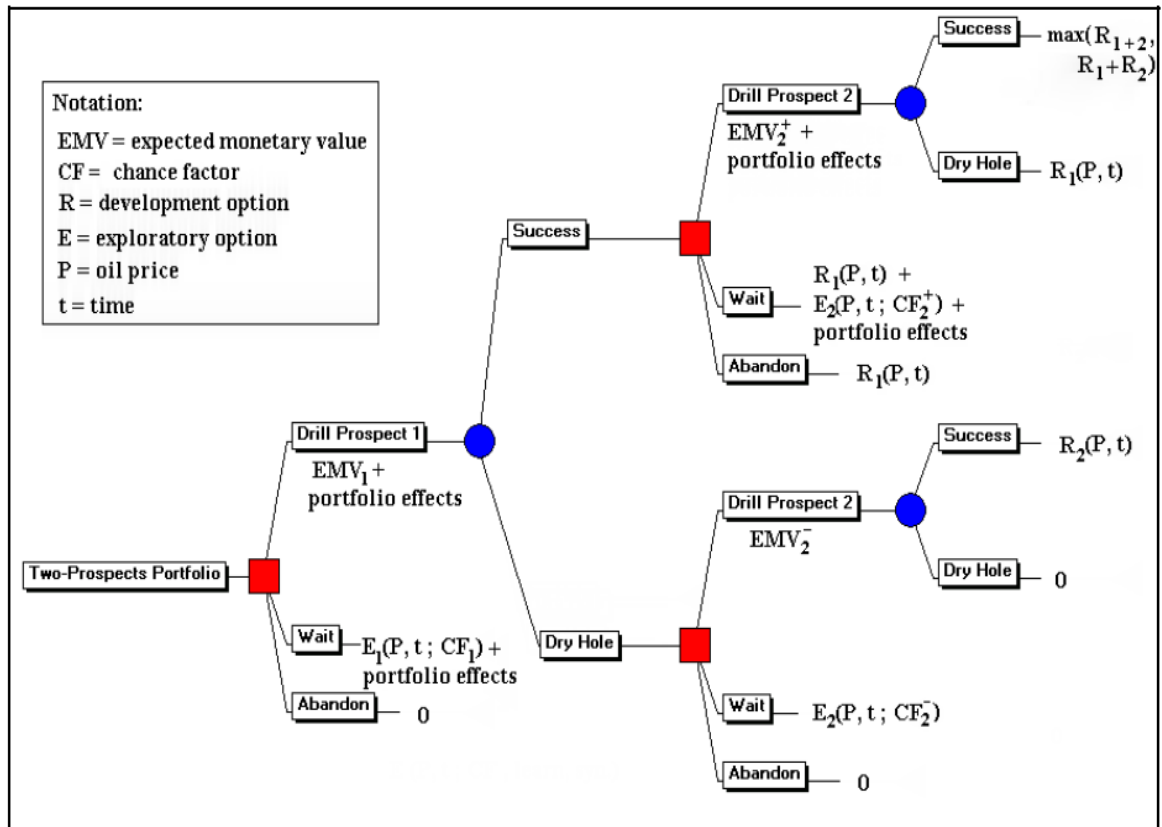
precio del barril de crudo que hace el prospecto rentable o no, (breakeven price)

- Y la claridad en su presentación gráfica para la toma de decisiones.

### 5.2.1 Árbol de decisión compuesto. Adaptado al caso de estudio.

Una aproximación a este proceso se puede ver en la figura 18.

Figura 18. Árbol de decisiones combinado.



Fuente: Dias (2006)

Donde:

$EMV_{1,2}$   
 $E_{1,2}(P, t; CF_{1,2})$

$R_{1,2}(P, t)$   
 Portfolio effects

es el valor esperado de cada prospecto  
 La opción de explorar (perforar), a condición de la probabilidad de éxito. CF  
 la opción de desarrollar las reservas encontradas  
 Es el resultado de aplicar el aprendizaje y el efecto de sinergia

La solución a la opción compuesta para el portafolio de dos pozos, de acuerdo a Dias 2006 es:

$$\text{Valor opción} = \text{máx} \{0, -I_w + CF_1 \text{máx} [NPV_1, -I_w + CF_2^+ NPV_{1+2} + (1 - CF_2^+) NPV_1] + (1 - CF_1) \text{máx} [0, -I_w + CF_2^- NPV_2]\} \quad (5.1)$$

Donde:

$I_w$	Inversión pozo 1 o 2
$CF_i$	Probabilidad de éxito pozo 1
$CF_i^+$	Probabilidad de éxito pozo 2 con aprendizaje pozo 1, $CF^+$ up, $CF^-$ down
$NPV_1$	Valor presente neto desarrollo reservas prospecto 1
$NPV_2$	Valor presente neto desarrollo reservas prospecto 2
$NPV_{1+2}$	Valor presente neto con sinergia para los dos prospectos
máx.	Indica la regla de optimización de la opción

Para el desarrollo de esta metodología se relacionan a continuación los principales conceptos involucrados en el árbol binomial de decisiones:

*5.2.2 Modelo de negocio.* Modelo paramétrico para valorar el desarrollo de las reservas de cada prospecto, NPV, presentado de forma sencilla que relaciona el valor presente de las reservas  $V$  y el valor presente de la inversión necesaria para desarrollarlas  $I_D$ :

$$NPV_D = V - I_D \quad (5.2)$$

$$V = q * B * P \quad (5.3)$$

$$I_D = K_f + K_v(B) \quad (5.4)$$

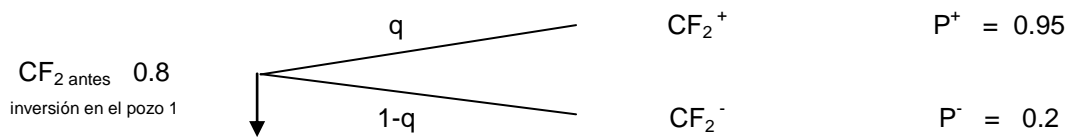
Donde:

$NPV_D$	Valor presente neto de desarrollo, us\$
$V$	Valor de las reservas, us\$
$I$	Inversión de desarrollo, condicional al éxito de la opción de perforar, us\$
$B$	Volumen de reservas, bbls
$K_f$	Costos fijos, us\$
$K_v$	Costos variables, us\$
$p$	Precio wti, us\$/bbl
$q$	Factor de calidad de las reservas.

5.2.3 Probabilidad de éxito: CF. Es el resultado de la incertidumbre técnica de hallazgo de hidrocarburos resultado de un exhaustivo análisis de las condiciones geológicas en el prospecto a perforar, véase sección 1.3.4.

Probabilidades de éxito caso estudio, prospectos dependientes, véase tabla 11. Para casos de prospectos del mismo bloque o pozos del mismo prospecto en los que sus resultados son dependientes entre si o ejercen una correlación positiva, el éxito obtenido en el primer pozo,  $CF_1$  ejercerá una revisión al alza en el segundo,  $CF_2^+$  o en caso contrario si sale seco se tendrá  $CF_2^-$

Figura 19. Probabilidad de éxito prospecto.



Fuente: el autor

De acuerdo al análisis geológico, la información obtenida en el primer pozo llevara a un muy buen conocimiento de las condiciones de yacimiento en el área, se asume que la probabilidad de éxito para el segundo pozo podrá mejorar a 0.95 si el primero sale exitoso. Para el cálculo de la probabilidad de pozo seco con la información del primero se usa la correlación de probabilidades así:

$$\text{Coeficiente de Correlación, } \rho = \frac{CF_2^+ - CF_2}{1 - CF_2} = 0.75 \quad (5.5)$$

$$CF^- = CF_2 - CF_2 \rho = 0.2 \quad (5.6)$$

#### 5.2.4 Sinergia, $\gamma$

Hace referencia a la correlación positiva que existe en un portafolio de dos activos reales, lo cual significa que la unión del valor de los dos activos es mayor que la suma del valor de los dos activos individuales.

En otras términos el factor de sinergia sería  $\gamma_{syn} = 1$ , si los dos pozos salieran de la misma plataforma compartiendo en gran medida sus costos de inversión, o en caso de campos vecinos que se pudieran desarrollar con las mismas facilidades de superficie, líneas de transferencia, oleoductos etc.

Del total del valor presente de los costos de desarrollo, esto es 25.4 MM usd\$ solo los costos directos de cada pozo en su localización de superficie no se comparten, esto equivale a un factor de sinergia del 90%, factor asumido para el cálculo por el autor.

El efecto de sinergia se da solo en los casos que se tiene doble éxito.

Para el caso de estudio si se tiene doblemente éxito en la cantidad de reservas de los pozos perforados estos podrán explotarse bajo las mismas facilidades y compartirán los costos fijos que en el análisis individual se incrementarían.

Para entender este concepto, asociado al desarrollo de las reservas, se expresa el valor presente neto solo de desarrollo en función a:

$$I_{D1+2} = I_{D1} + I_{D2} - \gamma_{syn} [ I_{D1} + I_{D2} - ( k_f + k_v ( B_1 + B_2 ) ) \quad (5.7)$$

$$NPV_{D1+2} = q_{1+2} ( B_1 + B_2 ) P - I_{D1+2} = (q_1 B_1 + q_2 B_2) P - I_{D1+2} \quad (5.8)$$

Reemplazando para los económicos del caso base del proyecto se tendría:

Tabla 17. Valor presente neto desarrollo con sinergia

	Pozo 1	Pozo 2
V		
q	71.43%	71.43%
B	289 MBbls	248 MBbls
P	70 us\$/Bbl	70 us\$/Bbl
Costos Fijos, K <sub>f</sub>	3.462 Mus\$	3.462 Mus\$
Costos Variables, K <sub>v</sub> @ 22 us\$/bbl	6.420 Mus\$	5.373 Mus\$
I <sub>D</sub>	9.882 Mus\$	8.835 Mus\$
NPV <sub>D</sub>	4568 Mus\$	3.555 Mus\$
<b>NPV<sub>D1</sub> + NPV<sub>D2</sub></b>	<b>8.123 Mus\$</b>	
I <sub>D1+2</sub>	15.601 Mus\$	
<b>NPV<sub>D1+2</sub></b>	<b>11.239 Mus\$</b>	<b>Beneficio</b>

Fuente: el autor

En la tabla anterior se observa el gran beneficio que se obtiene de este principio cuando como en un caso como este se comparten instalaciones y los dos pozos salen exitosos.

### 5.2.5 Valor esperado Portafolio

De acuerdo a las probabilidades de éxito de cada prospecto el EMV<sub>i</sub>, (expected Monetary value por sus siglas en ingles)

$$EMV_i = - I_w + [ CF_1 * NPV_i ] \quad (5.9)$$

Tabla 18. Valor esperado portafolio

	POZO 1	POZO 2
CF	0.9	0.8
EMV <sub>i</sub>	214 Mus\$	(1053) Mus\$

Fuente: el autor

Si los prospectos fueran independientes el portafolio sería su suma -839 Mus\$, pero teniendo en cuenta que los resultados para el caso de estudio están correlacionados, es decir si se tiene éxito en el primer pozo la probabilidad de tenerlo en el segundo aumenta. La mejora en el valor del proyecto refleja mejor la realidad del campo.

Reemplazando en la ecuación general (5.1) del árbol con aprendizaje, sinergia y las opción de perforar y desarrollar

$$\begin{aligned}
 \text{Valor opción} &= \text{máx}\{0, -I_w + CF_1 \text{máx}[NPV_1, -I_w + CF_2^+ NPV_{1+2} + (1 - CF_2^+) NPV_2] + (1 - CF_1) \text{máx}[0, -I_w + CF_2^- NPV_2]\} \\
 &= \text{máx}\{0, -3.987 + 0.9 \text{max}[4.568, -3.987 + 0.95 * 11.239 + 0.05 * 4.568] + (0.1) \text{max}[0, -3.987 + 0.2 * 3.555]\} \\
 &= \text{max}[0, 2239.6) \\
 &= \mathbf{2.240 \text{ Mus\$}} \qquad (5.10)
 \end{aligned}$$

Con la metodología de Diaz MAG (2006), El resultado obtenido para el valor esperado subió a 2.240 Musd\$, El análisis solo muestra el resultado para un instante determinado.

EL momento óptimo para realizar la inversión se dará cuando el índice de rentabilidad, V/D toque la curva límite (threshold curve) para el portafolio estudiado, este análisis requiere aplicar ecuaciones diferenciales parciales y los métodos para determinación de precios en el futuro, movimiento geométrico browniano, de reversión a la media o con saltos en un solo modelo. Representar este modelo puede ser análisis para otro trabajo de monografía.

## 6 RESULTADOS

Tabla 19. Resultado general portafolio de expansión campo maduro

METODOLOGIA	POZO 1	POZO 2	PORTAFOLIO
	Musd\$	Musd\$	Musd\$
$DCF_{base}$	671	(345)	1513
$DCF_{optimista}$	7448	5397	14451
$E(NPV)_{montecarlo}$	355	(1107)	410
$E(NPV)_{montecarlo}^+$		(347)	<b>1205</b>
$ROV_{reticulado\ binomial.}$	1740	1020	2760
$ROV_{Arbol\ binomial.}$			<b>2240</b>

Fuente: el autor.

## 7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Como bien se comentó en la parte introductoria, *“Uno de los retos que tienen los directivos a la hora de tomar decisiones de inversión en el sector petrolero es hacerlo bajo condiciones de incertidumbre con escenarios complejos que dificultan la asignación de recursos o subvaloran proyectos que son económicamente rentables”* los resultados obtenidos confirman que en el proceso de gestión de valor, las herramientas y metodologías utilizadas así como el alcance de la visión del gestor con respecto al futuro son parte fundamental para llevar a buen término la valoración de un proyecto, pues dependiendo como se vea se ajustará el perfil de aversión al riesgo.

Bajo una apreciación básica en un escenario de ahora o nunca el gestor puede decidir perforar un solo pozo obteniendo ingresos por valor de 671 Musd\$ y disponer capitales en prospectos con mayor riesgo, decisión muy común en el manejo de campos maduros, o sobrevalorar un activo a valores cercanos a 14.4 MMus\$ generando expectativas de ingresos que probablemente nunca se cumplan y con esto los presupuestos de inversión de portafolios futuros.

De lo anterior surge la necesidad de darle a los activos su justo valor, esto con el fin lógico de tomar las decisiones más acertadas, una herramienta que permite en un primer paso ajustar los pronósticos y determinar la volatilidad que la incertidumbre en la realidad puede causar, es la simulación de Montecarlo, en portafolios cercanos a su punto de equilibrio permite ver de forma gráfica el potencial upside del proyecto o advertir sobre el downside risk, pues de forma rápida permite analizar específicamente las variables que impactan el valor del proyecto.

Una primera aproximación al valor del portafolio de forma estática se logra con la simulación ya que incorpora además de la incertidumbre técnica sobre las variables críticas el factor de éxito a través de la distribución de bernoulli contemplado para el prospecto. Este efecto se puede ver claramente en el valor esperado para el segundo pozo con la información exitosa del primero, su valor pasa de -1.107 MM us\$ a -0.347 MM Us\$.

El resultado de incorporar las incertidumbres asociadas a la simulación es que permite hacer previsiones de con que amplitud se multiplicaran los efectos positivos o negativos a través de la volatilidad en el portafolio futuro, base para la aproximación al valor del portafolio con opciones reales. La volatilidad que modela el movimiento geométrico browniano para el portafolio de expansión se estimó en

28.98% con potencial incremento de su valor en función a la volatilidad histórica de los precios del crudo.

Igualmente la aproximación obtenida para la valoración de la opción real de expansión mediante reticulado binomial identificó como mejor momento para ejercer la opción, el segundo año, pues el valor para el primer pozo subió de 0.671 MMUSD\$ a 1.74 MMUSD\$ indicando oportunidades en 5 escenarios de los 9 posibles para perforar en el segundo año. Una aproximación al valor de la opción para el caso del pozo dos, es que una vez identificados los escenarios favorables o exitosos del pozo 1, mediante la regla de optimización de la inversión con opciones reales, es que la perforación del pozo dos para estos mismos escenarios de éxito generaría un incremento en el valor del segundo pozo desde -0.350 MM USD\$ a 1.020 MMUSD\$, dando por lo tanto un valor para el portafolio de 2.76 MMUSD\$.

Finalmente se comparan los resultados obtenidos para la opción real de expansión entre el reticulado binomial y el árbol binomial de Días M.A.G adaptado a las condiciones generales de las fases de exploración y desarrollo iniciales de un campo, al caso particular de un pozo que definitivamente mantiene las mismas reglas económicas de decisión. El modelo involucra factores como el de éxito, evaluado en la simulación de Montecarlo, sinergia, evaluado en el análisis de flujo de caja descontado e involucra las reglas de maximización contempladas en las opciones reales. El resultado final del portafolio de inversión da un valor de 2.240 MMUSD. muy cercano al obtenido con el reticulado y Black-Scholes.

Los beneficios obtenidos con la simplicidad de la solución gráfica del reticulado binomial en el tiempo, en el árbol binomial se pueden obtener creando una curva umbral (threshold curve) para el índice de rentabilidad V/D hasta el momento en el que expira la opción. Esto involucrará la simulación del mercado en el tiempo para determinar el momento en el que este toque la curva y sea óptimo invertir. Las soluciones con ecuaciones diferenciales parciales pueden llegar a ser muy útiles mientras sus aplicaciones faciliten el proceso de generación de valor del gestor y sus conceptos sean fáciles de entender y transmitir en la mesa de un equipo multidisciplinario de decisión.

Finalmente, se recomienda a los gestores de valor que tienen proyectos de inversión aparentemente complejos en mente, con indicadores de bondad inferiores o cercanos al límite económico, ver el futuro como un conjunto de múltiples escenarios con reglas elementales de maximización de inversión que permitan obtener una aproximación más ajustada a la realidad e involucrar mediante una metodología sencilla como la de *opciones reales* las componentes

de incertidumbre y flexibilidad que pueden determinar el éxito o fracaso del proyecto en el futuro.

.

## BIBLIOGRAFÍA

BERBEEK, Paul. Manejo de la Producción de agua: Árbol de Decisiones. Shell international, 2004.

BRAVO, Oscar; GAITAN, Ignacio. y TORRES, José. Teoría EVA : Journal of management for Value, 2002.

BRAVO Oscar. y SANCHEZ Marleny. Gestión integral de riesgo : herramientas para analizar el riesgo. Tomo 1. 2 ed. Bogotá D.C. : Consorcio Gráfico, 2007.

BRAVO, Oscar; SANCHEZ Marleny. y ROJAS Ángel. Valoración integral de riesgo para proyectos petroleros. Acipet, 2003

COPELAND, Tom y ANTIKAROV, Vladimir., Real Options: A Practitioner's Guide, New York : Texere, 2001. p. 121- 253.

COPELAND, Tom; KOLLER, Tim. y MURRIN, Jack. Valoración Medición y Gestión del Valor, 5ta Ed. Barcelona : Deusto, 2004. p. 473-508.

COX, John; RUBISTEIN, Mark y ROSS, Stephen. Option pricing: A simplified Approach. Journal of financial economics, 1979. p. 229-263

DIXIT, Avinash y PINDYCK, Robert. Investment Under Uncertainty. Princeton University Press, 1995.

DIAS, Marco. Investment in information in petroleum, real option and revelation. 6<sup>th</sup> Annual International conference of real option, Paphos Cyprus, 2002.

DIAS, Marco. Valuation of exploration and production assets: an overview of real option models. Elsevier B.V, 2004.

DIAS, Marco. Real Options Theory for Real Asset Portfolios: The oil Exploration case, 2006. Artículo.

IDROBO, E.A., Jiménez E,A. Metodología sistematizada para involucrar niveles de incertidumbre en el cálculo de reservas usando información de producción. Acipet, 2001.

ECOPETROL. informe anual. operación campos, 2006. Disponible en internet: <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/informeanual2006/opcampos.htm>[6/26/2010 2:26:46 PM]

GUERRERO, Jimmy; ROMERO, Javier. y ANGEL Jairo. Metodología de opciones reales aplicada a la valoración de proyectos de producción de Ecopetrol S.A. Tesis de Maestría. Bogotá D.C.: Universidad de los Andes, 2005. 29p.

HALLIBURTON. Consultoría y Gerencia del Proyecto Desde la concepción del proyecto hasta su ejecución, 2007

MASCAREÑAS, Juan. Opciones reales en la valoración de proyectos de Inversión. Monografía. España : Universidad Complutense de Madrid, 2007. 36 p.

MUN, Jonathan. Real Options and Monte Carlo Simulation versus Traditional DCF Valuation in Layman's Terms, Real Options Analysis: Tools and Techniques. 2nd Ed, 2005.

OSORIO, Gabriel, Heavy oil and Mature oil fields development in Colombia. Ecopetrol, 2008.

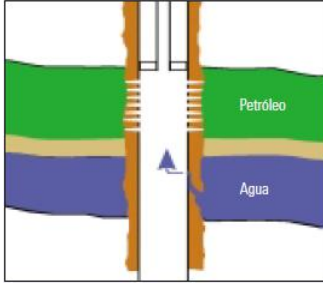
PADDOCK, James; SIEGEL, Daniel y SMITH, James. Option Valuation of Claims on Real Assets: The Case of Offshore Petroleum Leases, 2001.

ROBERT, M. Otis and Nahum Schneidermann. A process for evaluating exploration prospects. 1091p.

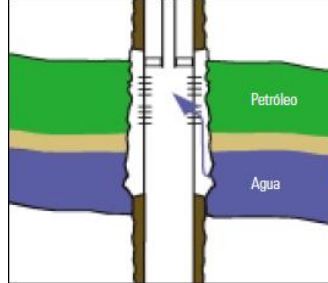
## ANEXOS

### ANEXO 1. Problemas asociados a la alta producción de agua

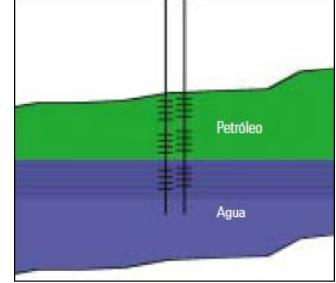
1. Fuga en la tubería de producción, la tubería de revestimiento o el empacador



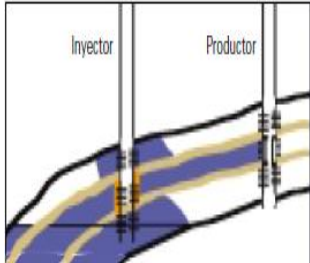
2. Flujo detrás de la tubería de revestimiento



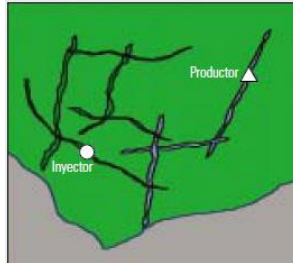
3. Contacto agua/petróleo desplazado en sentido ascendente



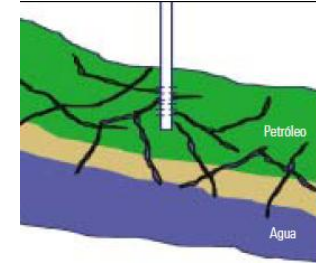
4. Capa de alta permeabilidad sin flujo transversal



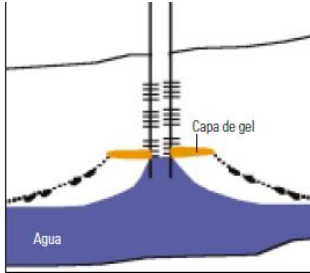
5. Fisuras entre el pozo inyector y el pozo productor



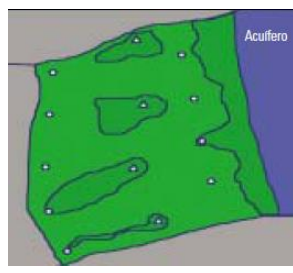
6. Fisuras o fracturas y una capa de agua subyacente



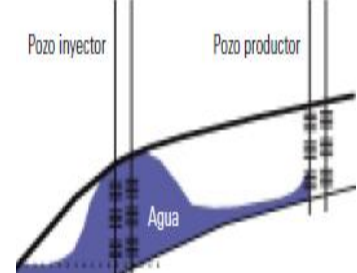
7. Conificación o formación de cúspide



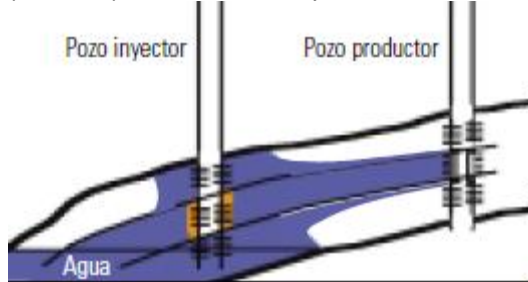
8. Barrido areal pobre



9. Capa segregada por gravedad

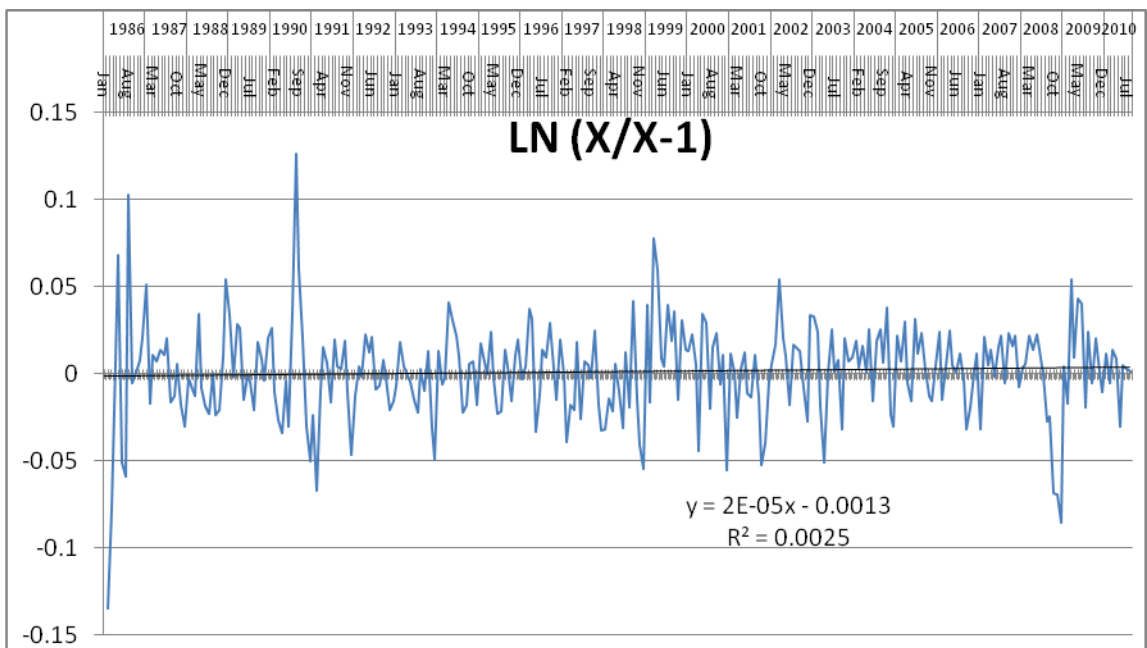
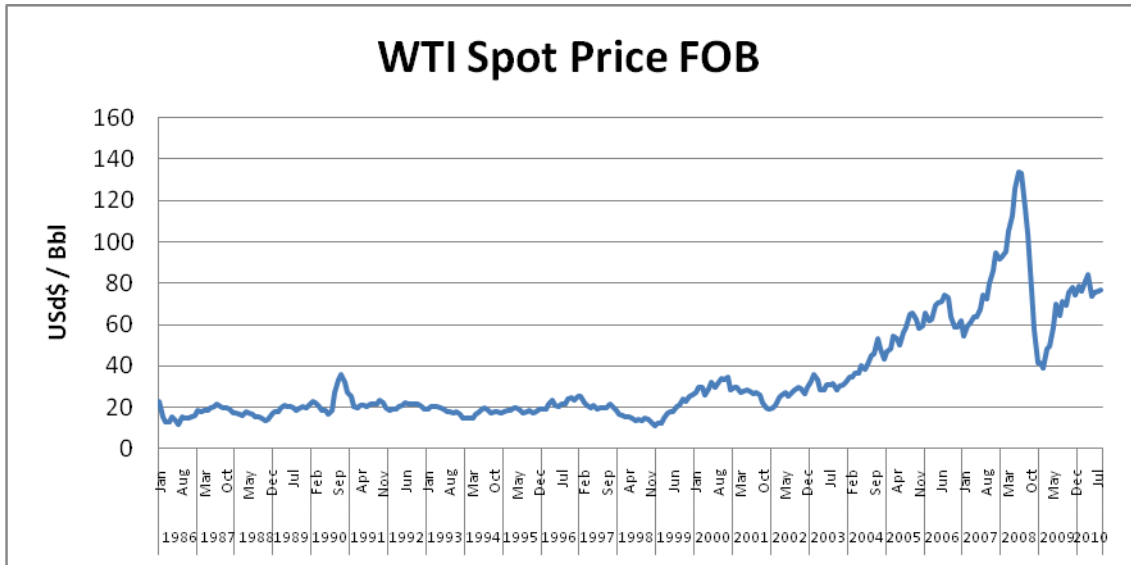


10. Capa de alta permeabilidad con flujo transversal



Fuente: Adaptado de Paul Berbeck, et al 2004, Oil field Review, manejo de agua en campos maduros, Shell international and production

Anexo 2. Precio Histórico del crudo.



Fuente: Calculado por el autor de histórico EIA.

Anexo 3. Riesgo geológico, lista de chequeo con aspectos críticos para evaluación.

<p><b>A . SOURCE ROCK</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li><u>Capacity for HC charge (within fetch area)</u>            Presence and volume of source rock            Thickness            Areal extent            Number of distinct source horizons            Continuity            Known HCs in area (fields, wells, seeps)            Organic richness (TOC, S<sub>1</sub>+S<sub>2</sub>, etc.)            SPI            Kerogen type              Type I - lacustrine, oil prone              Type II - marine, oil &amp; gas prone              Type II - gas prone              Type IV - Inert</li> <li><u>Source rock maturity</u>            Source rock data (R<sub>0</sub>, T<sub>max</sub>, E1)            Determine whether source rock in fetch            has generated HCs</li> </ol>	<p><b>B . RESERVOIR</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li><u>Presence</u>            Lithology            Distribution            Depositional model (sequence stratigraphic framework)</li> <li><u>Quality (Capacity for stabilized flow)</u>            Lateral continuity and extension            Thickness and vertical cyclicity            Heterogeneity            Porosity ranges and types            Permeability ranges and types            Fracture potential and preservation            Diagenetic characteristics</li> </ol>
<p><b>C . TRAP</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li><u>Trap definition (confidence in data)</u>            Number and location of seismic lines            Quality (resolution) of seismic data            Reliability (velocity complications, misties)            Lateral velocity gradients            Integration of gravity, magnetic, seismic and            well log information</li> <li><u>Trap characteristics</u>            Type of trap (anticlinal, fault, etc.)            Amount of four-way closure            Amount and type of other closure            Compartmentalization by faulting            Alternate non-closing interpretations</li> <li><u>Seal</u>            Top seal              Lithology and ductility              Thickness              Continuity              Curvature over trap              Degree of fracturing or faulting            Fault seal              Fault type              Amount of throw              Time(s) of movement              Depth and pressure              Lithologies juxtaposed              Dip of beds across fault              Potential for sealing gouge            Stratigraphic seal - bottom or lateral            Other seals - diagenetic, pressure, etc.</li> </ol>	<p><b>D . TIMING AND MIGRATION</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li><u>Timing</u>            Timing of reservoir, seal and trap development            relative to that of HC generation and            migration            Maturation model (burial history,            paleogeothermal regime)            Thermal gradients (BHT, heat flow, lithology)</li> <li><u>Migration Pathways</u>            Position of trap with respect to kitchen/fetch            area            Amount of source rock in the oil window            within fetch area            Migration style (vertical or lateral)            Migration distance required (vertical and            lateral)            Migration conduits and barriers/migration style            Connection of pathways to reservoir</li> <li><u>Preservation/Segregation</u>            Post entrapment tectonism or faulting            Displacement of oil by water or gas            Biodegradation            Thermal cracking            Preferential migration of gas</li> </ol>

Fuente. Robert M. Otis and Nahum Schneidermann. A process for evaluating exploration prospects. p 1091.

Anexo 4. Principales fuentes de información para conocer la yacimiento

Source	Data Type
Drilling (Mud logging)	Rate of penetration of drill bit (ROP) Analysis of drill cuttings Analysis of drilling mud Shows of gas, oil or water Gains or losses of drilling mud
Wireline Logs	Mechanical logs (e.g., calipers) Electrical logs (e.g., laterologs, induction logs, SP logs) Natural radiation logs (e.g., simple and spectral gamma ray logs) Acoustic logs (e.g., sonic logs) Pressure and temperature logs Artificial radiation logs (e.g., density and neutron logs) Imaging logs (e.g., dipmeter and various other types) Special logs (e.g., NMR logs)
Cores	Lithology Hydrocarbon shows Heterogeneity and fracturing Porosity Permeability (Klinkenberg, liquid and relative permeability) Wettability and capillary pressure Grain and pore size distributions
Production Logs	Formation testing (e.g., RFT –Repeat Formation Tester) Drill stem tests Production tests Pressure build-up and spinner tests

Fuente. Robert M. Otis and Nahum Schneidermann. A process for evaluating exploration prospects. p1091.