

**Valoración de proyectos de hidrocarburos con alternativa de recobro mejorado,
mediante simulación y opciones reales**

Saida Mireya Gómez Archila

Trabajo de investigación para optar el título de Magíster en Ingeniería Industrial

Director

Carlos Enrique Vecino Arenas,

Ph.D. en Administración

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Estudios Industriales y Empresariales

Maestría en Ingeniería Industrial

Bucaramanga

2017

Agradecimientos

A Dios por haberme permitido concluir ésta etapa de mi formación profesional.

A mi familia por el apoyo incondicional en todos los momentos y situaciones.

Al Profesor Carlos Enrique Vecino por la orientación y confianza brindada.

A mis amigos y compañeros por los sabios consejos.

Contenido

	Pág.
Introducción.....	15
1. Marco conceptual y Revisión de Literatura.....	18
1.1 Evolución de las Técnicas de Valoración de Presupuesto de Capital.	18
1.2 Opciones Financieras.....	23
1.3 Métodos de valoración de opciones.....	24
1.3.1 Modelo Black-Scholes-Merton.....	25
1.3.2 Árboles binomiales.	26
1.3.3 Simulación de Montecarlo.....	26
1.4 Las opciones reales y su analogía con las opciones financieras.....	27
1.5 El uso de las opciones reales en el sector petrolero.....	32
1.6 La Opción De Recobro Mejorado	35
1.7 Modelos del Precio Del Petróleo.....	40
1.7.1 Caminata aleatoria.	41
1.7.2 Movimiento geométrico browniano.	42
1.7.3 Modelos de reversión a la media.	44
1.7.4 Modelos lineales de series de tiempo	46

1.7.4.1 Modelos de promedio móvil MA.	46
1.7.4.2 Modelos autorregresivos AR.	47
1.7.4.3 Modelos mixtos ARMA (p,q).	47
1.8 Retornos de las series financieras.	48
1.9 La Volatilidad En La Valoración De Opciones Reales	48
1.9.1 Modelos de volatilidad.	49
1.9.1.1 Volatilidad constante.	49
1.9.1.2 Volatilidad dependiente del tiempo.	49
1.9.1.3 Volatilidad local.	50
1.9.1.4 Modelos de Volatilidad estocástica	50
1.9.2 Metodologías para la estimación de la volatilidad	51
1.9.2.1 La volatilidad del portafolio réplica.	52
1.9.2.2 Volatilidad del factor predominante.	52
1.9.2.3 Volatilidad implícita.	52
1.9.2.4 Volatilidad de los modelos de heterocedasticidad condicional	52
1.10 Metodología de Box Jenkins	54
2. Problema de Investigación.....	56
3. Modelo de valoración propuesto	58
3.1 Modelación, estimación de parámetros y proyección del precio del petróleo.....	71
3.1.1 Referencia Brent	72

3.1.2 Proyección del precio del petróleo	80
3.1.3 Distribución de probabilidad de la proyección de los precios.....	82
3.1.2 Referencia WTI	83
3.2 Análisis técnico del campo y de la producción esperada	85
3.2.1 Análisis de la producción para el caso base de inyección de agua.....	88
3.3 Estimación de CAPEX, OPEX y otras variables para el caso base de inyección de agua.....	91
3.4 Construcción del Flujo de caja libre (DCF).....	93
3.5 Valoración del proyecto de inversión para el proceso de inyección de agua - caso base	94
3.6 Análisis de la producción incremental.....	99
3.6.1 Escenarios de producción en el proceso de recobro mediante inyección de químicos CEOR.....	100
3.7 Estimación incremental de CAPEX, OPEX y otras variables en el proceso CEOR.....	103
3.8 Construcción del flujo de caja incremental	105
3.9 Estimación del valor de la opción de recobro mediante simulación	105
3.9.1 Variables financieras de salida de la Inyección de Polímero	106
3.9.2 Valor de la opción de recobro.....	107
3.10 Valor del campo petrolero a partir del proyecto piloto contemplando los procesos de inyección (Referencia de precios Brent).....	110

3.11 Valor del campo petrolero a partir del proyecto piloto contemplando los procesos de inyección (Referencia de precios WTI)	114
4. Conclusiones.....	115
Referencias Bibliográficas.....	120

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Aplicación de técnicas de presupuesto de capital	21
<i>Figura 2.</i> Analogía entre las opciones financieras y reales.....	30
<i>Figura 3.</i> Etapas de los procesos de recobro.....	37
<i>Figura 4.</i> Metodología de Box Jenkins.....	55
<i>Figura 5.</i> Modelo para valorar una opción de recobro mejorado	67
<i>Figura 6.</i> Precio del petróleo referencia Brent.....	73
<i>Figura 7.</i> Función de autocorrelación simple	73
<i>Figura 8.</i> Serie de los retornos compuestos continuos para la referencia Brent.....	74
<i>Figura 9.</i> ACF de los Residuos del modelo ARMA (0,1) para la referencia Brent.....	76
<i>Figura 10.</i> Residuos estandarizados del modelo ARMA (0,1) para la referencia Brent ..	76
<i>Figura 11.</i> Test McLeod-Li para los residuos del modelo ARMA (0,1), $i_0=c(39)$	77
<i>Figura 12.</i> Test compuesto generalizado del modelo GARCH (1,1).....	79
<i>Figura 13.</i> Distribución de probabilidad de la proyección referencia Brent para 15 años	82
<i>Figura 14.</i> Proyección de precios Referencia WTI	84
<i>Figura 15:</i> Campo petrolero Colombiano.....	86
<i>Figura 16.</i> Producción de crudo mediante inyección de agua	90
<i>Figura 17.</i> Valor presente neto para el caso base de inyección de agua.....	95

<i>Figura 18.</i> Gráfica de Tornado y variables de mayor incidencia sobre el VPN para el caso de inyección de agua.....	96
<i>Figura 19.</i> Correlación de variables para el VPN del proceso de Inyección de Agua	97
<i>Figura 20.</i> VPN variando los Opex del proceso de Inyección de Agua.....	98
<i>Figura 21.</i> Producción de crudo mediante inyección de Polímero – Proceso CEOR.....	102
<i>Figura 22.</i> Valor presente neto de la inyección de polímero.....	106
<i>Figura 23.</i> Variables de mayor incidencia sobre el VPN para el caso de inyección de polímero	107
<i>Figura 24.</i> Distribución de la opción en Inyección de Químicos CEOR	108
<i>Figura 25.</i> Tasa Interna de Retorno TIR para el proceso CEOR.....	109
<i>Figura 26.</i> Producción del <i>caso base</i> versus inyección de polímero a 0,3 VP para una concentración de 1500 ppm.	111

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Técnicas de valoración de la opción</i>	24
Tabla 2. <i>Analogía entre opciones financieras y opciones reales</i>	31
Tabla 3. <i>Descripción de actividades para el modelo de valoración de la opción de recobro mejorado</i>	68
Tabla 4. <i>Comparación de modelos</i>	79
Tabla 5. <i>Ecuaciones de los modelos identificados para la referencia Brent</i>	80
Tabla 6. <i>Ecuaciones de los modelos identificados para la referencia WTI</i>	84
Tabla 7. <i>Propiedades de un campo petrolero colombiano</i>	87
Tabla 8. <i>Modelo de flujo de caja libre</i>	94

Lista de Apéndices

	Pág.
Introducción.....	15
1. Marco conceptual y Revisión de Literatura.....	18
2. Problema de Investigación.....	56
3. Modelo de valoración propuesto	58
4. Conclusiones.....	115
Referencias Bibliográficas.....	120
Apéndices	128
Apéndice A. Modelación de la serie de tiempo para las referencias Brent y WTI.	128
Apéndice B. Construcción de las Proyecciones para las referencias Brent y WTI.	129
Apéndice C. Validez de la proyección de precios contra el mercado	130
Apéndice D. Producción diaria de aceite a 0,3 VP inyectados con sensibilidad en la concentración del polímero.	133
Apéndice E. Análisis del corte de agua en la producción.	135
Apéndice F. Flujo de caja libre DCF para el caso base.....	136
Apéndice G. Flujo de caja libre DCF para el proceso de inyección de químicos CEOR.137	
Apéndice H: Analogía entre opciones financieras y reales para el proceso de inyección de polímeros CEOR.....	138
Apéndice I: Lista de abreviaturas	139

RESUMEN

TITULO: VALORACIÓN DE PROYECTOS DE HIDROCARBUROS CON ALTERNATIVA DE RECOBRO MEJORADO, MEDIANTE SIMULACIÓN Y OPCIONES REALES*

AUTOR: SAIDA MIREYA GÓMEZ ARCHILA**

PALABRAS CLAVE: Opciones reales, CEOR, simulación, Montecarlo.

Esta investigación propone un modelo de valoración de proyectos de hidrocarburos mediante simulación de Montecarlo y Opciones reales, ya que tradicionalmente las valoraciones de los proyectos se llevan a cabo por métodos de flujo de caja descontado DCF (por sus siglas en inglés) como el valor presente neto VPN y la tasa interna de retorno TIR. La metodología de las opciones reales requiere identificar la variable que más genera incertidumbre sobre el proyecto en evaluación, que para el presente caso corresponde al precio del petróleo. Se realiza el análisis y modelación del precio mediante la metodología de Box Jenkins para series de tiempo estacionarias, cuyas series se pueden representar por modelos lineales como ARMA + GARCH, a partir de los cuales se generan las proyecciones de los precios. La investigación ilustra el modelo de opciones reales propuesto, para un proceso de recuperación de petróleo mediante inyección de agua y un proceso de recobro químico CEOR (Chemical Enhanced Oil Recovery) llevados a cabo para un campo petróleo colombiano. Se analizan las variables que más afectan cada proceso de recuperación, los cuales son valorados de manera independiente y también en su conjunto. Los análisis llevados a cabo anteriormente se pueden dar en un punto determinado durante la curva básica de producción. El resultado de la metodología es una valoración que permita tomar decisiones respecto de llevar a cabo un proyecto de recuperación en el futuro, también analizar la posibilidad de continuar con la producción que se está llevando a cabo en el momento del análisis o finalmente no llevar a cabo ninguna opción de recuperación de petróleo si las condiciones son desfavorables.

* Tesis de Maestría

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Estudios Industriales y Empresariales.
Director: Carlos Enrique Vecino Arenas.

ABSTRACT

TITLE: VALUATION OF HYDROCARBON PROJECTS WITH ENHANCED RECOVERY ALTERNATIVE, BY SIMULATION AND REAL OPTIONS *

AUTOR: SAIDA MIREYA GÓMEZ ARCHILA**

KEYWORDS: Real Options, CEOR, Simulation, Montecarlo.

This research proposes a valuation model for hydrocarbon projects through Monte Carlo simulation and real options, as valuations of projects are traditionally carried out by DCF discounted cash flow methods as the present value net VPN and internal rate of return IRR. The methodology of real options requires identifying the variable that generates the most uncertainty about the project under evaluation, which for the present case corresponds to the oil price. Price analysis and modeling is done using the Box Jenkins methodology for stationary time series, whose series can be represented by linear models such as ARMA + GARCH, from which price projections are generated.

The research illustrates the proposed real options model for an oil recovery process through water injection and a chemical recovery process (CEOR) for a Colombian oil field. We analyze the variables that most affect each recovery process, which are evaluated independently and also as a whole. The analyzes carried out above can be given at a given point during the basic production curve. The result of the methodology is a valuation that allows to make decisions regarding to carry out a project of recovery in the future, also to analyze the possibility to continue with the production that is being carried out at the moment of the analysis or finally not to take to no oil recovery option if the conditions are unfavorable.

* Tesis de Maestría

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Estudios Industriales y Empresariales.
Director: Carlos Enrique Vecino Arenas

Introducción

Las compañías del sector petrolero enfrentan gran incertidumbre en sus decisiones de inversión, ya que los cambios continuos en las condiciones de los mercados están estrechamente relacionados con situaciones geopolíticas, económicas y sociales que impactan de manera importante tales decisiones.

Continuamente, el sector petrolero se mantiene expectante ante los cambios en las condiciones del mercado. Diversas situaciones llegan a afectar de manera directa la producción; algunas como la demanda de crudo y sus derivados, el ingreso de nuevas tecnologías como el fracking, las decisiones por parte de la organización de países exportadores de petróleo (OPEP), entre otros aspectos, generan o modifican los ambientes de incertidumbre, lo que origina cambios en los niveles de producción esperados, afectando de manera directa los precios del crudo.

Aunque las compañías de petróleo y gas son conscientes del impacto del precio de sus productos básicos sobre el valor de sus inversiones potenciales, pocas están implementando métodos de valoración no determinísticos (Jafarizadeh & Bratvold, 2012); más aún, la magnitud de las inversiones exige la utilización de herramientas de valoración que permitan capturar la flexibilidad operativa que ofrece el mercado en el momento de tomar una decisión de inversión, dada la gran incertidumbre embebida en dichas decisiones.

Para capturar la flexibilidad de decisiones a futuro sobre la alternativa de implementar procesos de recobro mejorado, esta investigación contempla el uso de simulación y opciones

reales como técnicas de valoración, ya que la valoración mediante técnicas tradicionales de flujo de caja descontado DCF (por sus siglas en inglés), como el valor presente neto VPN (análisis estático) o la tasa interna de retorno TIR (análisis determinista), podrían no capturar la flexibilidad gerencial contenida en dichos proyectos de inversión.

Considerando las situaciones mencionadas y con el objetivo de contribuir al desarrollo de herramientas de evaluación apropiadas en situaciones particulares, el presente proyecto plantea un modelo para valorar un yacimiento de hidrocarburos, con alternativa de recobro mejorado mediante simulación y opciones reales. La metodología desarrollada en la presente investigación es de tipo cuantitativa. Los elementos más relevantes para la valoración del proyecto mediante opciones reales, son la producción y el precio del petróleo. La incertidumbre relacionada con la cantidad y calidad de las reservas y de la producción, aun cuando constituye una de las fuentes de riesgo financiero más importantes en proyectos de hidrocarburos, su nivel de incertidumbre se podría reducir con inversión en información. Esta investigación, se focaliza en el precio del petróleo como la variable más relevante que genera incertidumbre sobre los proyectos de inversión en producción de petróleo.

La identificación del modelo estocástico que describe el comportamiento de los precios del petróleo es una de las principales tareas de la presente investigación. El modelo de comportamiento de los precios constituye la base para realizar las proyecciones de los flujos de caja. Esta variable de entrada, junto con otros elementos de proyección, se convierten en los parámetros de entrada para el cálculo del valor de la opción de recobro.

La metodología de valoración que se propone en la presente investigación puede contemplar el análisis de cualquier referencia del precio del petróleo. Para el cálculo del valor de la opción se toman las proyecciones realizadas para la referencia Brent, por ser la

que se maneja para Colombia; sin embargo, también se llevó a cabo análisis para la referencia WTI, tal como se describe en algunos apartes y apéndices de éste documento. La ventana de tiempo de la serie histórica de los precios observados en contratos de futuros del petróleo para la referencia Brent, es de aproximadamente 30 años, hasta el año 2016. Teniendo en cuenta el modelo mixto ARMA + GARCH identificado, se realizan proyecciones de los precios, cuyos valores se comparan contra las proyecciones del mercado de acuerdo a los contratos de futuros vigentes.

Respecto al modelo propuesto, se presenta a manera de ilustración la valoración de opciones reales para un proceso de recobro químico, puesto que el modelo de valoración puede considerar cualquier proceso de recuperación de petróleo. Los datos de la producción de petróleo fueron parcialmente tomados de un proyecto piloto llevado a cabo en un campo petrolero colombiano, el cual fue evaluado mediante simulación de yacimientos para un tiempo de 20 años.

El resto de este documento está estructurado en 4 capítulos. En el primer capítulo se presenta el marco conceptual y la revisión de literatura donde se indaga acerca de las principales técnicas de valoración de presupuesto de capital a nivel mundial y se identifica la escasa implementación de técnicas de valoración de proyectos mediante las opciones reales. En el segundo capítulo se presenta el problema de investigación, el cual se enfoca en la necesidad de implementar nuevas metodologías para valorar proyectos específicos que presentan alto grado de incertidumbre, como son los proyectos del sector hidrocarburos. En el tercer capítulo se presenta el modelo de valoración propuesto mediante simulación y opciones reales; asimismo se realiza la ilustración para valorar un proceso de recobro

mejorado llevado a cabo en un proyecto piloto. Finalmente, en el cuarto capítulo se presentan las conclusiones y observaciones finales.

1. Marco conceptual y Revisión de Literatura

Siguiendo la metodología orientada a resultados de investigación, de acuerdo con Randolph, (2009) se exploró inicialmente literatura del campo financiero y de la industria petrolera, que aportaran luces sobre estudios previos que indicaran cuales has sido las técnicas y los métodos de valoración más usados, la existencia de posibles deficiencias en su aplicación y el avance que ha representado el uso de opciones reales en la valoración de proyectos del sector petrolero.

Tras evidenciar la insipiencia de trabajos de opciones reales aplicados a procesos de recobro mejorado, se identifica la relevancia de ahondar la investigación en dicho campo. En éste capítulo se presentan los principales hallazgos de esta revisión.

1.1 Evolución de las Técnicas de Valoración de Presupuesto de Capital.

Desde la segunda parte del siglo XX, investigadores en diversos países han buscado conocer el grado de aplicación de diferentes herramientas para la valoración de las inversiones. Pike (1966) realizó un estudio longitudinal de las técnicas y procedimientos de valoración de la inversión en el Reino Unido, durante un periodo de tiempo comprendido entre 1975 y 1992, para 100 compañías que respondieron encuestas en los años 1975, 1980,

1986 y 1992. En su análisis se observó un progreso en las técnicas de valoración de la inversión, ya que los métodos de flujo de caja descontado (DCF), con criterios financieros como la tasa interna de retorno (TIR) y el valor presente neto (VPN) se erigieron como herramientas de uso frecuente, con tasas de uso del 81 y 74 % respectivamente. Adicionalmente el VPN alcanzó los mayores niveles de uso y aceptación, el cual para el año de 1975 presentó un nivel de uso del 32% pasando a un 74% para el año 1992. Algunas evidencias del crecimiento apuntan a la toma de conciencia del valor del dinero en el tiempo y al uso de equipos de cómputo. Adicionalmente se observó como las compañías tendieron a utilizar la combinación de técnicas en mayor proporción que el uso de técnicas individuales. El uso de la TIR y el VPN está altamente relacionado con el tamaño de la firma, de hecho se observó gran asociación entre el tamaño de la compañía y los métodos de inversión utilizados durante el periodo de análisis.

Investigaciones llevadas a cabo en compañías Americanas, muestran que el VPN y la TIR son las técnicas más utilizadas; asimismo compañías con gran capital demuestran preferencia por el VPN sobre la TIR (Ryan & Ryan, 2002). Resultados comparativos de estudios previos compilados por Petty, Scott, y Bird (1975) permiten apreciar que desde 1960 hasta 1996 las técnicas más populares han sido la TIR, seguido por el PB (Payback) y el VPN. Información analizada también por Leon, Isa, y Kester, (2008) entregan conclusiones semejantes, donde la sofisticación de las técnicas de uso se ha incrementado con el tiempo, de ésta forma el VPN y la TIR han llegado a ser los métodos dominantes en las últimas décadas (W. Petty et al., 1975).

También en Estados Unidos encuestas realizadas en 1998, muestran respuestas de 500 compañías. El estudio arroja resultados que permiten observar que la tasa interna de retorno

TIR seguida del VPN, son dos de las técnicas de mayor uso con porcentajes cercanos al 80%, donde se observa por primera vez una validación del uso de las opciones reales (OR) con un porcentaje cercano al 30% (Graham & Campbell, 2002).

De manera similar, estudios realizados en la China muestran que tras una clasificación de las técnicas en primarias y secundarias hay mayor aceptación para el VPN, seguido de la TIR y en tercer lugar el PB (Chan, Haddad, & Sterk, 2001).

En la India, los métodos de valoración de la inversión clasificados en tres categorías: técnicas sencillas (PB, Tasa de rendimiento contable-ARR), técnicas avanzadas (VPN, TIR) y técnicas sofisticadas (Análisis de opciones reales ROA, teoría de juegos – “game theory”), muestran que la TIR seguida del PB son las técnicas más importantes, ya sea como un método primario o secundario de valoración de la inversión; así mismo el VPN presentó una baja tasa de uso. Del estudio es clave resaltar que la valoración de la inversión mediante el ROA aparece incipiente (Soni, 2006).

Estudios patrocinados por el banco nacional de Bélgica, muestran que aunque las técnicas de valoración de la inversión tradicionales como el periodo de recuperación PB o el VPN, han sido las más usadas para evaluar la viabilidad de las inversiones, no fueron las más eficientes; asimismo menciona las opciones reales y habla de los pros y contras de cada método (Milis, Snoeck, & Haesen, 2009).

Del listado de compañías del Stockholm Stock Exchange (SSE), se mostró que las más grandes usan VPN (recomendado), TIR y PB (No recomendado) y análisis de sensibilidad en mayor proporción que pequeñas compañías. De manera sorprendente se encontró que en las de mayor educación de sus directivos se usaron métodos como la TIR y PB en mayor proporción que otros métodos. Finalmente el estudio presenta una comparación de las

técnicas usadas en compañías de Suecia comparadas con compañías de Estados Unidos y el continente europeo (Daunfeldt & Fredrik, 2014). La figura 1 permite apreciar los resultados.

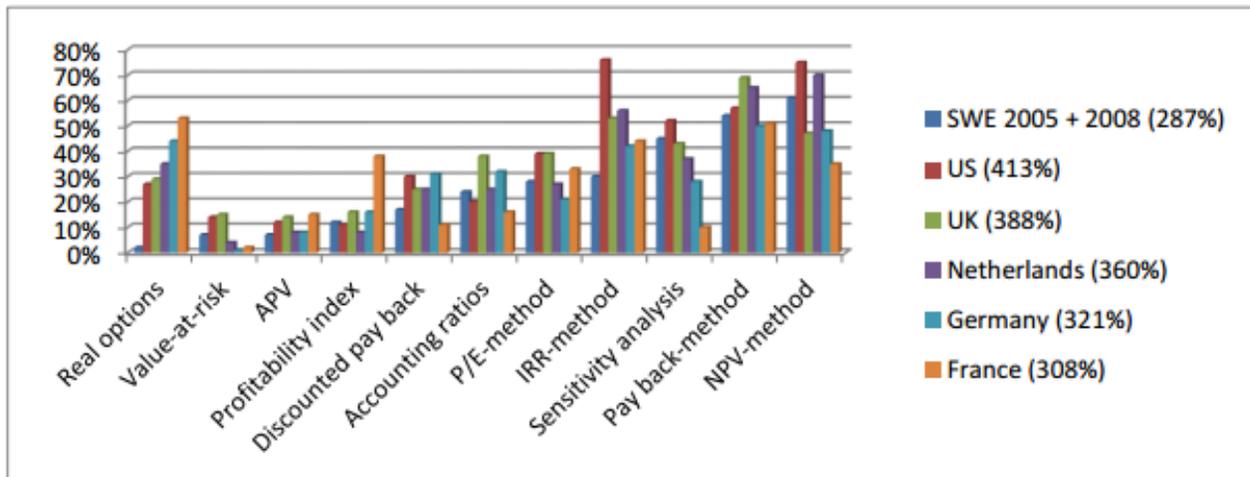


Figura 1. Aplicación de técnicas de presupuesto de capital

What Determines the Use of Capital Budgeting Methods? Evidence from Swedish listed companies

Un compendio de las técnicas de valoración de presupuesto de capital llevado a cabo desde 1970 hasta el 2012 en países en desarrollo y países desarrollados, muestra que algunos factores que afectan la selección de los métodos de valoración tradicionales son: el uso de los computadores (Pike, 1996), el periodo de cálculo del presupuesto de capital, antigüedad de la compañía y educación de los directivos (Ryan & Ryan, 2002), los objetivos del presupuesto de capital y cultura multinacional (Leon et al., 2008), el incremento en las ventas y oportunidades de crecimiento (Andor & Tamas, 2015), elección de la proporción de endeudamiento y pago de dividendos (Daunfeldt & Fredrik, 2014). Respecto de los factores antes mencionados, se sugiere como la metodología de las opciones reales podría contrarrestarlas o podría remover dichas barreras ya sea gestionando la incertidumbre, valorando las decisiones de inversión como un proyecto, realizando consulta con expertos,

gestionando la flexibilidad, entre otras opciones (Ghahremani, Aghaie, & Abedzadeh, 2012).

En nuestro entorno, una investigación realizada sobre técnicas de valoración de presupuesto de capital que se utilizan en Colombia, encuentra análogamente que se da mayor prelación hacia el uso de técnicas tradicionales como el valor presente neto (VPN) seguido por la relación beneficio costo y la tasa interna de retorno TIR. La encuesta aplicada a una muestra de aproximadamente 300 empresas que realizan sus operaciones en Colombia mostró dentro de las razones que influyen en la selección del método para evaluar sus proyectos de inversión factores como el tamaño de la compañía y el nivel de educación de sus directivos. En dicha investigación la frecuencia de uso de las opciones reales se ubicó aproximadamente en un 40%, frente a cada una de las técnicas tradicionales mencionadas, con una de frecuencia cercana al 70% (Vecino, Rojas, & Munoz, 2015).

Del proceso de revisión de la aplicación de las técnicas de valoración de presupuesto de capital llevado a cabo en diversos continentes, se observa la incipiente aplicación hacia el uso de la metodología de las opciones reales. Se da mayor prelación a las técnicas tradicionales de flujo de caja descontado DCF como el VPN o la TIR, lo cual está asociado de forma general a elementos como el tamaño de la compañía o el nivel de educación de los directivos. De lo anterior se resalta la escasa aplicación de las opciones reales, ya que los métodos de solución de las mismas son bastante complejos o requieren un grado importante de fundamentación de elementos matemáticos (Myers, 1984; Smit & Trigeorgis, 2012).

1.2 Opciones Financieras

Aun cuando solo recientemente, las opciones financieras han llegado a ser parte fundamental del mercado de capitales (Smit & Trigeorgis, 2012); éstas han estado en uso desde hace algunos siglos. Los contratos de opciones fueron utilizados varios siglos atrás por los Romanos y Fenicios, también en Holanda hubo un mercado activo de derivados en el siglo XVII. Sin embargo, solo hasta inicios de 1970 el modelo Black-Scholes, se convirtió en el trabajo seminal de la valoración de opciones y derivados, colocando así una base fundamental que permitió su aplicación dentro de contratos de liquidez transados en mercados financieros. El alcance se extendió al considerar el patrimonio de una compañía como una “opción sobre la compañía” (Black & Scholes, 1973). De ésta forma el modelo Black-Scholes o Black-Scholes-Merton fue reconocido como premio Nobel de economía en 1997. En ese mismo año el modelo se extendió en varias formas importantes; esos trabajos pioneros han formado la base de muchos estudios académicos posteriores (Merton, 1973).

Según Black & Scholes, (1973), una opción es un valor que da el derecho mas no la obligación de comprar o vender un activo sujeto a ciertas condiciones, dentro de un periodo de tiempo especificado. Una “Opción Americana” puede ser ejercida en cualquier momento hasta la fecha de expiración o vencimiento. Una “Opción Europea” puede ser ejercida solo en una fecha futura especificada o en el vencimiento. El precio a pagar por el activo cuando la opción es ejercida es llamado “precio del ejercicio” o “strike price”. El último día en el cual la opción puede ser ejercida es llamado “fecha de expiración” o “fecha del vencimiento”.

Hay dos tipos básicos de opciones: “Calls” y “Puts”. Una opción call, da al poseedor el derecho a pagar un monto específico dentro de un periodo determinado para ejercer la opción y adquirir el activo subyacente. Si no hay costos de oportunidad o beneficios asociados como dividendos para retener el activo, el poseedor pospondrá la decisión de ejercerla hasta la fecha de expiración. Una opción put, da al propietario de la opción el derecho a vender un activo en una cierta fecha, a un precio determinado.

La mayoría de opciones que son transadas en mercados financieros “Exchange markets” son del tipo americanas. Aunque las opciones europeas son frecuentemente más fáciles de analizar que las americanas, estas se valoran usando algunas de las propiedades que son deducidas de sus homólogas las opciones europeas (Hull, 2006).

1.3 Métodos de valoración de opciones

Respecto a los métodos que se mencionan en la tabla 1, las soluciones analíticas cerradas y las soluciones vía métodos numéricos desafortunadamente comparten el problema conocido como la “maldición de la dimensionalidad”, es decir la complejidad del modelo se vuelve exponencial de acuerdo al número de dimensiones del mismo.

Tabla 1. *Técnicas de valoración de la opción*

Técnica de valoración de la opción	Método específico
Ecuaciones diferenciales parciales	_ Soluciones de forma cerrada usando Black-Scholes-Merton y otras ecuaciones similares
	_ Aproximaciones analíticas
	_ Métodos numéricos (Ej.: método de diferencias finitas)
Simulación	_ Monte Carlo

Arboles	_ Binomial
	_ Trinomial
	_ Multinomial

Nota: Adaptado de Project Valuation Using Real Options: A Practitioner's Guide. 1 ed. Florida. J. Ross Publishing, 2006.

Para solucionar este problema surgió como alternativa práctica en las últimas décadas la simulación de Montecarlo, la cual permite iterar miles de veces las trayectorias posibles en el futuro y de esta manera obtener tanto la distribución de probabilidad para el momento de expiración de la opción, como sus posibles valores en los múltiples eventos.

A continuación se presenta una breve descripción de los métodos más representativos para la valoración de opciones.

1.3.1 Modelo Black-Scholes-Merton. Propuesto a inicios de 1970; entrega una solución de forma cerrada y se deriva del supuesto que las acciones siguen un movimiento geométrico browniano. El modelo según J. C. Hull (2006), considera que el precio de una opción depende de los siguientes factores:

k : Precio del ejercicio o el precio de ejercer la opción (Strike Price)

r : Tasa libre de riesgo compuesta continuamente

S_0 : Precio de la acción en el tiempo cero

σ : Volatilidad de la acción

La fórmula de Black-Scholes para opciones europeas, call y put, sobre acciones que no pagan dividendos, se representan por c (valor de la opción call) y p (valor de la opción put) respectivamente así:

$$c = S_0 N(d_1) - ke^{-rT} N(d_2)$$

$$p = Ke^{-rt}N(-d_2) - S_0N(-d_1)$$

Dónde:

$$d_1 = (\ln(S_0 / k) + (r + \sigma^2 / 2)T) / \sigma\sqrt{t}$$

$$d_2 = (\ln(S_0 / k) + (r - \sigma^2 / 2)T) / \sigma\sqrt{t} = d_1 - \sigma\sqrt{t}$$

La volatilidad es el único factor que no es directamente observado, pero se puede estimar del precio histórico de las acciones o mediante el manejo de la volatilidad implícita, la cual es usualmente usada por los *traders* en sus operaciones. Las volatilidades históricas toman datos del pasado, la volatilidad implícita se basa en datos del futuro.

En algunos estudios se ha calculado el valor de la opción call y se muestra que el método Black-Scholes puede sobre o subestimar el valor correcto de la opción. Adicionalmente Copeland & Tufano, (2004), mencionan que el intento de aplicación del modelo Black-Scholes para opciones reales en general es inadecuado.

1.3.2 Árboles binomiales. Propuesto por Cox, Ross, & Rubinstein, (1979). Esta metodología se propone para valoración de opciones en tiempo discreto, usando una solución mediante métodos numéricos. Se asume que la volatilidad del activo subyacente es constante en el periodo de tiempo. Al respecto diversos autores mencionan que su uso es muy común debido a su facilidad de comprensión (Mascareñas, 2007; Vasseur, Barrera, Pérez, & Gómez).

1.3.3 Simulación de Montecarlo. La simulación de Montecarlo como un método para calcular el valor de las *opciones reales*, permite hacer estimaciones de la forma como

evoluciona una variable a través del tiempo como un proceso estocástico. En modelación de los precios ofrece ventajas en situaciones donde se involucran procesos con fluctuaciones aleatorias acompañados de factores como reversiones a la media y saltos, los cuales pueden provenir de tendencias y noticias inesperadas del mercado.

1.4 Las opciones reales y su analogía con las opciones financieras

El concepto de las opciones reales (en inglés Real Options) ha existido por más de tres décadas, muchos investigadores las clasifican como un método para la toma de decisiones de inversión, mientras que otros creen que las opciones reales pueden servir no sólo como una herramienta analítica, sino como una forma de pensamiento y un proceso organizacional. Aplicaciones de las opciones reales se encuentran desde la década de 1970 (Ghahremani et al., 2012). La difusión de ésta técnica en las corporaciones toma tiempo y entrenamiento. Un mayor interés en la aplicación de ésta metodología (Análisis de opciones reales), se aprecia desde inicios de la década de 1990 (Dias, 2004).

El análisis de las opciones reales es más complejo comparado con las técnicas tradicionales de valoración de la inversión y requiere mayor grado de entendimiento matemático. El enfoque de opciones reales puede servir como una metodología de valoración de la empresa, ya que a través de la valoración de la inversión captura los componentes de flexibilidad y valor estratégico en un ambiente competitivo de incertidumbre, lo cual no es medido por el flujo de caja descontado DCF (Smit & Trigeorgis, 2012).

De acuerdo con la valoración del flujo de caja descontado, los flujos esperados de un proyecto sobre un tiempo predefinido T , se descuentan a una tasa ajustada al riesgo k , típicamente derivada del modelo CAPM³ (J. W. Petty, 2001).

$$V_0 = \sum_{t=1}^T \frac{E(CF_t)}{(1+k)^t}$$

El cálculo del valor del proyecto se obtiene de la diferencia entre el valor presente de los flujos de caja descontados V_0 y el valor presente de la inversión inicial I_0 . Se representa así:

$$VPN = V_0 - I_0$$

Si $V_0 > I_0$, es conveniente llevar a cabo la inversión, si por el contrario el valor del proyecto llega a ser más bajo que el originalmente esperado ($V_0 < I_0$), la gerencia puede decidir no invertir en un determinado proyecto.

Con un análisis estándar del VPN no es práctico capturar el valor total de la estrategia de inversión que envuelve una opción real. El VPN asume implícitamente planes de presupuesto a futuro y define una decisión como una proposición de “*ahora o nunca*” y no toma en cuenta el valor de la estrategia de “esperar y ver”, para tomar decisiones cuando el valor del proyecto evoluciona y la incertidumbre es revelada. Las opciones reales enfatizan la importancia en la flexibilidad de esperar y ver; sugieren que la gerencia debe esperar hasta que la mayor incertidumbre sea resuelta y el proyecto sea claramente beneficioso. Durante el aplazamiento de una inversión, nueva información puede ser revelada y puede afectar el futuro del mismo. Si las perspectivas de futuro no son atractivas, la firma puede no seguir adelante con el proyecto. De hecho, los términos de flexibilidad en un ambiente de

³ CAPM (Capital Asset Pricing Model): establece que la tasa de retorno esperada de un proyecto es una función de la tasa libre de riesgo, el riesgo sistemático de la inversión y la prima de riesgo esperada para el portafolio del mercado de todos los activos de riesgo.

incertidumbre dan a la gerencia un incentivo para esperar hasta que el proyecto sea claramente satisfactorio. Este valor de la opción es análogo a una prima de aseguramiento, porque la espera puede evitar el error de invertir prematuramente (Smit & Trigeorgis, 2012).

Bajo el criterio de las opciones reales, las decisiones de inversión deben estar basadas en el criterio del VPN expandido, el cual se incorpora junto con el VPN de los flujos de caja esperados de una inversión inmediata y el valor flexible de la combinación de la opción incorporada en el proyecto (Smit & Trigeorgis, 2012).

$$VPN \text{ Expandido} = VPN \text{ Pasivo} + Valor \text{ de flexibilidad (opción)}$$

Las opciones reales, en general son análogas a las opciones financieras; de otra forma la teoría de opciones reales es una extensión de las opciones financieras. Por ejemplo la oportunidad de invertir en un proyecto es análogo en cierto modo a tener una opción call, sin embargo su estimación es más compleja; se necesita mayor grado de entendimiento respecto a su forma de aplicación, además, en algunos casos es aún difícil determinar cuál es el activo subyacente a estimar (Myers, 1977). Muchos activos de las compañías, particularmente “oportunidades de crecimiento”, pueden ser considerados como opciones call. Una característica esencial de una oportunidad de crecimiento (por ejemplo una inversión), viene del hecho de que puede ser relacionada como una opción call sobre un activo real.

Una representación de la analogía entre las opciones financieras y reales se observa en la figura 2.

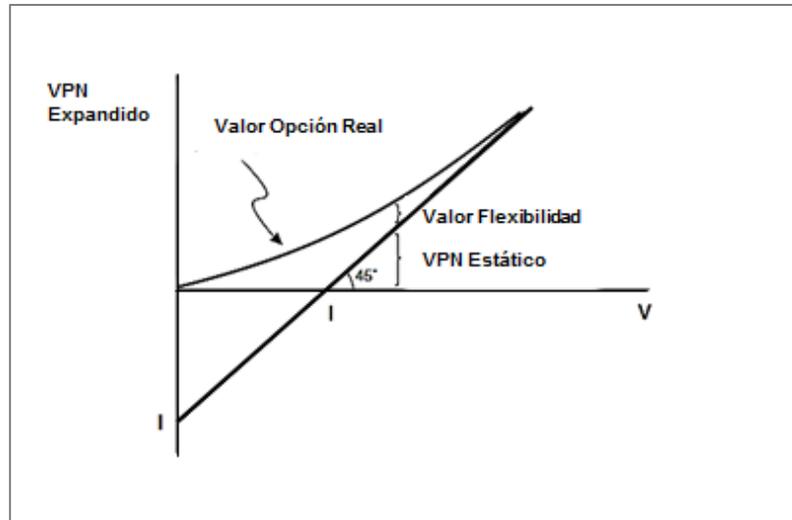


Figura 2. Analogía entre las opciones financieras y reales

Adaptado de Smit, H. T. J., & Trigeorgis, L. (2012). *Strategic investment: Real options and games*. Princeton University Press.

El valor representado por la curva puede ser dividido en dos componentes, el VPN estático del ingreso efectivo y el componente de término flexible. El segundo captura la prima sobre el umbral del VPN en cero, representando el valor de una opción de aplazamiento.

La analogía entre opciones financieras y reales es útil en cualquier proyecto de aplicación de opciones reales. Una analogía entre las opciones financieras y las opciones reales para una reserva de petróleo no desarrollada es adaptada por Dias, (2004) de acuerdo a la tabla 2.

Tabla 2.

Analogía entre opciones financieras y opciones reales.

Opción Financiera	Opción Real
Black – Scholes– Merton’s	Paddock, Siegel and Smith’s
Valor de la opción financiera	Valor de la opción real de una reserva no desarrollada (F)
Actual valor de la acción	Actual valor de desarrollar la reserva (V)
Precio de ejercicio de la opción	Costo de inversión para desarrollar la reserva (D)
Rendimiento de los dividendos de la acción	Flujo de caja neto de agotamiento de la reserva como proporción de $V(\delta)$
Tasa de interés libre de riesgo	Tasa de interés libre de riesgo (r)
Volatilidad de la acción	Volatilidad del valor de desarrollar la reserva (σ)
Tiempo de expiración de la opción.	Tiempo de expiración de los derechos sobre la inversión (τ)

Nota: Adaptado de Valuation of Exploration and Production Assets: An Overview of Real Options Models. En: Journal of Petroleum Science and Engineering, 2004, Vol. 44.

Las opciones reales se refieren a la forma de proceder ante oportunidades de inversión. El análisis de opciones reales ayuda a la gerencia a decidir que inversiones puede posponer, expandir, abandonar o reubicar. Ejemplos de opciones reales bajo incertidumbre pueden darse cuando un inversionista debe decidir si financia la etapa siguiente de un proyecto; en el caso de una cadena de almacenes decidir cómo y dónde expandirse, para una empresa multinacional decidir si abandona una opción o cambia las operaciones de una planta a otro país etc.

Considerado el caso de un campo petrolero, éste se asemeja a una opción call americana; la concesión da a la compañía de petróleo el derecho a desarrollar el campo durante un periodo de tiempo específico, con un precio del ejercicio igual al desembolso de la inversión necesaria para instalar las facilidades. La valoración de opciones puede ayudar a

determinar el valor de adquisición de la concesión del campo y proveer lineamientos para ejercer la opción y cuando llevarla a cabo. El valor de los beneficios esperados de la inversión dependerá entonces del precio proyectado del petróleo o del valor observado en los contratos de futuros.

1.5 El uso de las opciones reales en el sector petrolero

La valoración de proyectos de recursos naturales, se hace particularmente difícil por el alto grado de incertidumbre en los precios de los “commodities”, los cuales se relacionan de manera directa con su demanda y oferta fluctuantes (Brennan & Schwartz, 1985).

Aunque la mayoría de las compañías de petróleo y gas reconocen el impacto de los precios de los productos básicos sobre el valor de sus inversiones potenciales, pocos están implementando modelos de precios a nivel de sofisticación probabilística (Jafarizadeh & Bratvold, 2012). Asimismo, dos preocupaciones relacionadas con las compañías petroleras tienen que ver con el hecho de que en sus análisis no capturan las flexibilidades asociadas con los proyectos de inversión y en segundo lugar con la forma como descuentan los flujos de caja; ésta última viene del hecho de usar una tasa de descuento ajustada al riesgo, lo cual causa sobrevaloración del proyecto en largos horizontes de tiempo (Smith & McCardle, 1999).

En contraste con las opciones reales, muchos académicos e investigadores reconocen que el enfoque de flujo de caja descontado DCF para valorar inversiones de presupuesto de capital es inadecuado, ya que no captura de manera óptima la flexibilidad de la gestión para adaptar y revisar posteriores decisiones, en respuesta a los cambios inesperados del mercado

(Majd & Pindyck, 1987; Trigeorgis, 1993a, 1993b). Asimismo no es una técnica recomendable para la valoración de proyectos de desarrollo de campos de petróleo (Zhong, Wei, & Wei, 2013).

Tradicionalmente el VPN se utiliza para valorar el proyecto con los precios del petróleo determinísticos. Sin embargo, este método no puede capturar la incertidumbre de los precios y el valor de la flexibilidad en la toma de decisiones, tales como la flexibilidad para decidir cuándo cambiar de una opción de producción a otra. Dichas decisiones dependen de factores inciertos como el precio del petróleo (Xu, Sepehrnoori, Dyer, & Van Rensburg, 2012). Sin embargo, al menos por un tiempo, el análisis de opciones reales complementa, mas no sustituye las herramientas tradicionales para valoración de la inversión como el VPN (Dias, 2004), puesto que el VPN expandido contempla dentro de su ecuación al VPN estático (Schwartz & Trigeorgis, 2004).

Recientemente, se ha sugerido el uso de las técnicas basadas en opciones para valorar la flexibilidad de gestión implícitas en oportunidades de inversión (Kester, 1984; Mason & Merton, 1985; Myers, 1984; Trigeorgis & Mason, 1987). Miller, (1999), la recomienda como la principal línea de investigación en el campo de las finanzas.

La valoración de opciones reales es una importante forma de pensamiento, frecuentemente usada en la valoración de exploración de petróleo, sin embargo para las etapas de producción, los estudios de valoración de procesos dinámicos son raramente involucrados (Zhong et al., 2013).

Aplicaciones de las opciones reales, se pueden percibir en industrias de extracción de recursos naturales, agricultura, productos de papel, investigación y desarrollo, industrias

farmacéuticas, construcción de plantas de generación de energía, aerolíneas, bienes de consumo, servicios financieros, entre otras (Trigeorgis, 1993a).

Algunos tipos de opciones reales relacionadas con los recursos naturales se mencionan a continuación:

- **Opción de aplazar:** Se puede presentar cuando la gerencia de una compañía mantiene un arrendamiento (o una opción de compra), sobre un terreno o recurso valioso. Puede esperar una determinada cantidad de años para ver si los precios justifican construir una planta o edificación, o decidir si desarrolla un campo. La opción de esperar podrá ser análoga a una opción financiera call (Brealey, Myers, Allen, & Mohanty, 2012; Smit & Trigeorgis, 2012). A manera de ejemplo sobre esta analogía, algunas investigaciones consideran la construcción de una planta con combustible sintético (McDonald & Siegel, 1982), otros abordan los derechos sobre activos productivos o el arrendamiento de activos para la extracción de petróleo costa afuera, como opciones reales de espera, basados en los precios a futuro (Paddock, Siegel, & Smith, 1988).

- **Opción de alterar la escala de operación (ejemplo; expandir, contraer o cerrar y reanudar):** Si las condiciones del mercado son más favorables que lo esperado, la compañía puede expandir la producción o acelerar la utilización de recursos. Al contrario, si las condiciones son menos favorables que las esperadas, puede reducir la escala de operaciones. En caso extremo la producción puede temporalmente interrumpirse y arrancar nuevamente ((Smit & Trigeorgis, 2012)

- **Opción de abandono:** Si las condiciones del mercado se deterioran drásticamente, la Gerencia puede abandonar las operaciones actuales definitivamente y lograr el valor de la reventa de equipos y otros activos. La opción de abandono es análoga a una opción put

(Trigeorgis, 1993a). **Opción de intercambiar (Ej.: salidas o entradas):** Si los precios o la demanda cambian, la gerencia puede cambiar el mix de las salidas de las instalaciones (“Producto” flexibilidad). De manera alternativa las mismas salidas pueden ser producidas usando diferentes tipos de entrada (“Procesos” flexibilidad) (Kulatilaka & Trigeorgis, 2004).

- **Opción de crecer:** Una inversión en investigación y desarrollo (R&D), o arrendamiento sobre terrenos o reservas de petróleo no desarrollados, puede ser vista como una opción de crecimiento. Un requisito en una cadena de proyectos interrelacionados, puede trasladarse luego a futuras oportunidades de crecimiento; también puede verse como una opción compuesta de anteproyectos. La oportunidad de inversión original se parece a un proyecto en la escala inicial más una opción call sobre una oportunidad a futuro (Trigeorgis, 1993a). **Múltiple interacción de opciones:** La vida real de los proyectos frecuentemente envuelve una “colección” de varias opciones que podrían presentarse en combinación. Se puede tener opciones call ante el incremento de los precios y opciones put de protección ante la baja de los mismos (Brennan & Schwartz, 1985)

1.6 La Opción De Recobro Mejorado

En los procesos de producción del sector petrolero, luego de que un yacimiento es descubierto, las operaciones de recuperación del petróleo se subdividen en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria (De Ferrer, 2001).

La etapa primaria o de producción inicial, resulta de la energía (presión) natural existente en el yacimiento, en la cual se realiza el desplazamiento del fluido desde la formación productora hasta el pozo productor.

La recuperación secundaria, usualmente se implementa avanzada la declinación de la producción primaria; entre dichos procesos los más tradicionales son la inyección de agua (waterflooding) y la inyección de gas del mismo campo. La recuperación secundaria busca el aumento de la energía (presión) del yacimiento, al inyectar agua o gas para desplazar el petróleo hacia los pozos productores.

La recuperación terciaria o mejorada en algunos casos se implementa después de la inyección de agua u otro proceso secundario. Los procesos terciarios, utilizan gases miscibles (inchamiento), química y/o energía térmica con el fin de cambiar las propiedades de la roca y/o fluido para poder desplazar mayor cantidad de hidrocarburos.

No es adecuado considerar las tres etapas de la recuperación como una secuencia cronológica; por ejemplo en el caso de la producción de petróleo pesado, el crudo viscoso no puede fluir a tasas económicamente viables mediante empuje de energía natural, así que la producción primaria no es adecuada, tampoco la inyección de agua sería factible por las propiedades del fluido, por lo que la energía térmica podría ser la única forma de recuperar una cantidad significativa de petróleo. En éste caso, un método terciario, podría ser el primero y quizás único proceso por aplicar. De manera similar un proceso terciario puede ser aplicado como una operación secundaria en lugar de inyección de agua. Factores como la naturaleza del proceso terciario, la disponibilidad de los fluidos para inyectar y la economía, determinan el tipo de acción a ejecutar.

Los procesos de recobro de petróleo se clasifican en convencionales y procesos EOR. La recuperación primaria y secundaria (recuperación convencional), apunta al petróleo móvil en el yacimiento y la recuperación terciaria o “Enhanced Oil Recovery” - EOR al petróleo

inmóvil; aquel petróleo que no puede ser producido, debido a las fuerzas capilares y las fuerzas viscosas, (Kokal & Al-Kaabi, 2010).

Las definiciones de “Improved Oil Recovera” - IOR y “Enhanced Oil Recovera” - EOR, se pueden representar de acuerdo a la figura 3. Allí se observan los procesos que están interrelacionados y el factor de recobro aproximado que se puede obtener al aplicar cualquier método de recuperación de petróleo. La representación de dichos procesos ha sido publicada por la sociedad de Ingenieros de petróleos (Society of Petroleum Engineers – SPE); De Ferrer, (2001) y Kokal & Al-Kaabi, (2010).

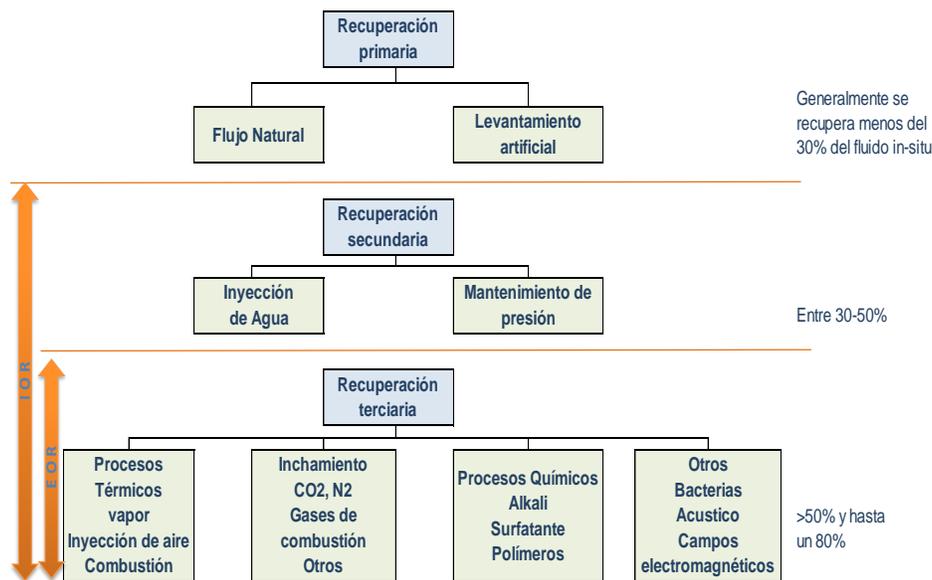


Figura 3. Etapas de los procesos de recobro

Adaptado de Enhanced Oil Recovery: Challenges & Opportunities

Análisis de la producción muestran que la explotación de los últimos años viene de campos maduros (Kokal & Al-Kaabi, 2010), lo cual unido a la baja tasa de nuevos descubrimientos se convierte en un incentivo para incrementar los esfuerzos en exploración y producción E&P (R. Hull, Boothe, Mogollon, Sayavedra, & Lokhandwala, 2013). De esta

manera nuevos retos para la industria se aprecian ante la necesidad de introducir nuevas tecnologías que permitan incrementar los factores de recobro (Donnelly, J. 2012).

Los cambios en las condiciones económicas del mercado afectan de manera directa la producción y el precio, destacándose en la última década el colapso financiero mundial del 2008, el cual generó una fuerte caída; sin embargo otras situaciones geopolíticas como las decisiones de la OPEP lograron incrementarlos después de su descenso más pronunciado de los últimos años ("*What drives crude oil prices?*", 2017). El cambio de los precios está relacionado de manera directa con el consumo de energía a nivel mundial, el cual se proyecta como un indicador importante que continuará en crecimiento para los próximos años (LaRose et al., 2017).

Mientras que las tecnologías EOR han crecido en los últimos años, el promedio del factor de recobro a nivel mundial se encuentra alrededor del 30%, sin embargo siguen habiendo retos importantes, ya que la cumbre de producción mundial de EOR es probable se alcance después de la aparición de la declinación de la producción mundial de petróleo o a mediados del año 2060 (Stosur, 2003). El incremento de las inversiones enfocadas hacia procesos de recobro han llevado a duplicar la cantidad de producción durante los últimos años, siendo Estados Unidos, China, y Canadá los principales países en aplicar estas técnicas (Stosur, 2003).

Para el caso de Colombia el promedio del factor de recobro es del 18%, sin embargo al menos el 90% de 280 campos están bajo recuperación primaria, lo que representa un enorme potencial para incrementar el factor de recobro en el país (G. Maya et al., 2015). La producción de petróleo del país se encuentra dividida de la siguiente manera; el 88% viene de

producción primaria, un 11% proviene de recuperación secundaria, por lo que la producción terciaria representa menos del 1% (Maya et al., 2015; Maya et al., 2010).

Bajo un enfoque descriptivo, las etapas de exploración y producción E&P, se podrían concebir como un proceso de opciones secuenciales. Durante la fase de exploración, la gerencia enfrenta decisiones de perforación exploratoria, la cual en la mayoría de los casos es positiva. En el caso de descubrimiento de petróleo o gas, la compañía tiene la *opción* de invertir en evaluación a través de pozos delineados y sísmica adicional, con el fin de obtener información acerca del volumen y la calidad de las reservas, reduciendo de ésta manera la incertidumbre técnica. Cuando la restante incertidumbre técnica no justifica inversiones adicionales en información, la compañía tiene la opción de desarrollar el campo, comprometiendo una gran inversión en la fase de desarrollo. La firma puede también renunciar al proyecto o esperar mejores condiciones hasta una fecha determinada. Finalmente tiene la flexibilidad de operar durante la vida de producción de la reserva, donde puede tener la opción de expandir la producción, (por ejemplo adicionando pozos óptimos), la opción de suspender temporalmente la producción y aun la opción de abandonar la concesión. Las decisiones de inversión en los procesos de producción, durante las etapas de recobro requieren altas inyecciones de capital, lo cual, unido al nivel de complejidad, hacen que dicha industria sea muy vulnerable ante las fluctuaciones en los precios del petróleo y gas. El valor de una compañía depende de sus reservas y la valoración de la producción de una reserva depende de muchos factores de incertidumbre (Dias, 2004).

Es una creencia general en la industria que la rentabilidad de los proyectos de EOR están influenciados sustancialmente por el momento de la transición de la recuperación primaria a la recuperación secundaria y posteriormente a la recuperación terciaria; sin embargo los

niveles y expectativas de los precios, tanto en el corto como en el largo plazo, tienen la mayor influencia sobre las inversiones de EOR, (Xu et al., 2012), asimismo la implementación de procesos EOR, está íntimamente ligada a los precios del petróleo y a factores económicos en general (R. Hull et al., 2013; Kokal & Al-Kaabi, 2010).

Considerando el precio del petróleo como el principal elemento generador de incertidumbre en los procesos de recobro y retomando la analogía entre las opciones financieras y las opciones reales, la determinación del valor de una opción real, debe contemplar el análisis del comportamiento de dicho activo subyacente.

1.7 Modelos del Precio Del Petróleo

En cuanto a los modelos que describen el comportamiento de los precios, gran parte de la literatura sobre opciones reales parten del supuesto conveniente que el precio como una variable estocástica sigue un movimiento geométrico Browniano GMB (Paddock et al., 1988). Considerado el anterior proceso y teniendo en cuenta que aunque la reversión a la media puede ser lenta (Dixit & Pindyck, 1994), el supuesto de GMB puede ser apropiado sí y solo sí la volatilidad implícita es relativamente constante, pero si está fluctuando estocásticamente, los modelos que asumen una volatilidad constante pueden conducir a significantes errores en la regla de inversión óptima (Pindyck, 1999).

Análisis de los precios del petróleo para 120 años comprendidos desde 1870 hasta 1990, permitieron apreciar que un modelo de reversión a la media describe de manera adecuada el comportamiento; lo mismo es confirmado al correr un test de raíz unitaria a los datos, donde se rechaza la caminata aleatoria (Random Walk) y se confirma que los datos están

revertiendo a la media. Sin embargo, análisis de precios para los últimos 30 o 40 años de la serie, mostraron que se comportan como una caminata aleatoria, por lo que es difícil estadísticamente distinguir entre un proceso de caminata aleatoria y un proceso de reversión a la media. Por lo anterior se deben tener en cuenta las consideraciones teóricas, más que los test estadísticos, cuando se decide modelar un precio u otra variable como un proceso de reversión a la media (Dixit & Pindyck, 1994).

Los modelos no lineales de series de tiempo, como los modelos de heterocedasticidad condicional ARCH y GARCH, tienen una característica distintiva y es que permiten determinar modelos de volatilidad y correlación no constantes, ya que durante algunos periodos la volatilidad puede ser relativamente baja mientras que en otros puede ser alta. Los modelos intentan hacer un seguimiento de las variaciones en la volatilidad o correlación a través del tiempo (J. C. Hull, 2006).

Algunos modelos relacionados con el comportamiento de los precios, se describen a continuación.

1.7.1 Caminata aleatoria. En la literatura, algunos modelos que intentan capturar el comportamiento de los precios volátiles, asumen que éstos siguen un “random walk” o caminata aleatoria, (considerados procesos estocásticos que evolucionan con el tiempo). Estudios de éste tipo son presentados por Merton, (1975); Schwartz, (1997) y Tourinho, (1979).

1.7.2 Movimiento geométrico browniano. El comportamiento estocástico de los precios del petróleo; desde la desagregación del movimiento Browniano⁴, pasando luego al movimiento geométrico Browniano, luego por modelos de reversión a la media y adicionando saltos de Poisson es descrita por Dixit & Pindyck, (1994).

El movimiento Browniano o proceso de Wiener, es un proceso estocástico de tiempo continuo. Una generalización para una variable aleatoria x , puede ser definida en términos de dz con a y b constantes, de la siguiente forma según Dixit y Pindyck (1994).

$$dx = adt + bdz$$

En éste caso adt implica que x tiene una tasa de tendencia a por unidad de tiempo. El término bdz adiciona ruido o variabilidad al camino seguido por x , la cantidad de ruido es b veces un proceso de Wiener.

Otra generalización del movimiento geométrico Browniano ha sido considerado para las acciones, ya que el modelo del comportamiento del precio de una acción (activo subyacente) se puede derivar en varios pasos, partiendo del supuesto que el precio de una acción sigue un proceso generalizado de Wiener; es decir que tiene una tasa de tendencia y una tasa de varianza constante (J. C. Hull, 2006). El modelo según J. C. Hull, (2006), considera las siguientes variables:

S : precio de la acción en el tiempo t

μ : tasa de retorno esperada sobre la acción

μS : tasa de tendencia esperada

⁴ El movimiento Browniano se origina en 1827 cuando el Botánico Robert Brown observó y describió el movimiento de pequeñas partículas suspendidas en un líquido. En 1905 Albert Einstein propuso una teoría matemática de movimiento Browniano, la cual fue desarrollada más a fondo y hecha más rigurosa por Nobert Wiener en 1923.

Parte del supuesto de que el retorno esperado es constante. En un intervalo corto de tiempo, el incremento esperado en S es:

$$\Delta S = \mu S \Delta t \quad \text{Cuando } \Delta t \rightarrow 0 \quad dS = \mu S dt ;$$

Integrando entre 0 y T se obtiene:

$$S_T = S_0 e^{uT}$$

Donde S_0 y S_T corresponden al precio de la acción en el tiempo 0 y el tiempo t . La ecuación muestra que cuando la tasa de varianza es cero, el precio de la acción crece a una tasa compuesta continua de u por unidad de tiempo. Como el precio de la acción exhibe volatilidad, un supuesto es que la variabilidad del porcentaje de los retornos en un corto periodo de tiempo Δt es el mismo en relación con el precio de la acción. La desviación estándar del cambio en un corto periodo de tiempo Δt debe ser proporcional al precio de la acción y conducir al modelo según J. C. Hull, (2006):

$$dS = uSdt + \sigma Sdz \quad \text{o} \quad \frac{dS}{S} = udt + \sigma dz$$

Donde σ es la volatilidad del precio de la acción, u es la tasa de retorno esperada. La ecuación anterior es un modelo ampliamente usado para representar el comportamiento del precio de las acciones y representa un movimiento geométrico Browniano.

La anterior ecuación, se puede representar para una versión de tiempo discreto, asimismo se pueden desagregar de una manera específica para aplicaciones a los contratos de futuros sobre una acción que no paga dividendos. Haciendo un análisis comparativo; en el caso del movimiento Browniano, las oscilaciones tienden a alejarse de su punto de inicio, esto es viable para algunas variables económicas como por ejemplo, el precio especulativo de las

acciones, pero no para otras, como en el caso de algunos commodities como el cobre o el petróleo.

1.7.3 Modelos de reversión a la media. El proceso de reversión a la media, también conocido como un proceso de “Ornstein-Uhlenbeck process” se expresa de la siguiente manera según Dixit y Pindyck, (1994).

$$dx = \eta(\bar{x} - x)dt + \sigma dz$$

Donde η es la velocidad de reversión y \bar{x} es el nivel al cual x tiende a revertir.

Para un proyecto de valor V , asumiendo que V sigue un proceso de reversión a la media, se puede plantear:

$$dV = \eta V(M - V)dt + \sigma Vdz$$

Donde M es el nivel de equilibrio en el largo plazo o el precio promedio en el largo plazo, al cual los precios tienden a revertir; η es la velocidad de reversión. Los demás términos tienen el mismo significado del movimiento geométrico Browniano (Dias, 2004; Dixit & Pindyck, 1994).

Los procesos estocásticos mencionados anteriormente son procesos de dispersión considerados continuos, sin embargo, podría ser más realista modelar una variable económica como un proceso que presenta “saltos” no frecuentes pero discretos. Siendo así, se podría ver el precio del petróleo como un proceso que combina el movimiento geométrico Browniano con saltos. Durante un tiempo el precio fluctúa continuamente, pero puede tomar grandes saltos o caídas; por ejemplo ante situaciones como el inicio o fin de una guerra o una revolución. Lo mencionado anteriormente se puede definir como un proceso de saltos de Poisson de tamaño fijo o aleatorio, para el cual los tiempos de llegada

siguen una distribución de Poisson. Al llamar esos saltos “eventos” y denotando λ como la tasa de arribo promedio de un evento, durante un intervalo de tiempo de longitud infinitesimal dt , la probabilidad que un evento ocurra está dado por λdt y la probabilidad que un evento no ocurra está dada por $1 - \lambda dt$. El evento es un salto de tamaño u , el cual puede ser una variable aleatoria. Denotando un proceso de Poisson para una variable q se puede plantear:

$$dq = \begin{cases} 0 & \text{Con probabilidad } 1-\lambda \\ u & \text{Con probabilidad } \lambda dt \end{cases}$$

La siguiente ecuación denota el proceso estocástico para la variable x como una ecuación diferencial de Poisson:

$$dx = f(x,t)dt + g(x,t)dq$$

Donde $f(x,t)$ y $g(x,t)$ son funciones no aleatorias.

Otros casos pueden suponer que el precio del petróleo V , sigue un proceso de reversión a la media con saltos, el cual se puede expresar de acuerdo a la ecuación siguiente según Dixit & Pindyck, (1994).

$$dV = \eta V(M - V)dt + \sigma Vdz + Vdq$$

Donde M es el nivel de equilibrio en el largo plazo, η es la velocidad de reversión, dq es el término del salto de Poisson. El término dq es cero la mayoría de las veces, pero con frecuencia λ asume un valor, causando un salto sobre la variable subyacente.

$$dq = \begin{cases} 0 & \text{Con probabilidad } 1-\lambda dt \\ \Phi-1 & \text{Con probabilidad } \lambda dt \end{cases}$$

Φ , representa la distribución de probabilidad del tamaño del salto.

Otra aplicación particular como una versión de Poisson compensada para un proceso geométrico de reversión a la media con saltos es definida por Dias & Rocha, (1999).

Desde el punto de vista de las opciones financieras, el cambio en el comportamiento del precio de las acciones debido a variaciones normales, se podría modelar como un movimiento geométrico Browniano y las variaciones anormales en el precio, debido al arribo de importante información, como un proceso de saltos (Merton, 1976). Diferentes aplicaciones son presentadas por Jafarizadeh & Bratvold (2012). Otras discusiones sobre la conveniencia de aplicar movimiento geométrico Browniano o reversión a la media es presentado por Dias (2004) y Dixit & Pindyck (1994).

1.7.4 Modelos lineales de series de tiempo. Los modelos lineales de series de tiempo se caracterizan porque tratan de explicar la evolución de las series en función de sus propios valores pasados y de sumas ponderadas de perturbaciones aleatorias actuales y retrasadas. Los principales modelos lineales son el autorregresivo AR(p), el de promedios móviles MA(q) y el modelo mixto ARMA(p,q); donde p y q representan el orden numérico de la serie (Cryer & Chan, 2008).

Denotando Y_t como una serie de tiempo observada, ε_t representa una serie de ruido blanco no observada, es decir, una secuencia de variables aleatorias independientes e idénticamente distribuidas con media cero (Cryer & Chan, 2008).

1.7.4.1 Modelos de promedio móvil MA. En un proceso de promedio móvil, la variable Y_t se define como el promedio ponderado de perturbaciones aleatorias pasadas y presentes (ε_t), donde dichas ε_t vienen generadas por un proceso de ruido blanco, la cual se comporta como una variable aleatoria normal con media cero y varianza no condicional constante (Cryer & Chan, 2008).

$$Y_t = \mu + \varepsilon_t - \theta_1 \varepsilon_{t-1} - \theta_2 \varepsilon_{t-2} - \dots - \theta_q \varepsilon_{t-q}$$

Una serie de promedio móvil de orden q se abrevia por el nombre $MA(q)$. Un proceso $MA(1)$, donde se asume que la media de la serie es cero, se representa como:

$$Y_t = \varepsilon_t - \theta \varepsilon_{t-1}$$

1.7.4.2 Modelos autorregresivos AR. Un modelo autorregresivo $AR(p)$ expresa la observación actual Y_t en función de un promedio ponderado de observaciones pasadas y de una perturbación aleatoria o innovación ε_t , que incorpora las novedades de la serie en el tiempo t , lo cual no es explicado por los valores pasados. El término δ representa la media del proceso (Cryer & Chan, 2008).

$$Y_t = \delta + \Phi_1 y_{t-1} + \Phi_2 y_{t-2} + \dots + \Phi_p y_{t-p} + \varepsilon_t$$

Una serie autorregresiva de orden p se abrevia por el nombre $AR(p)$. Un proceso $AR(1)$, donde se asume que la media de la serie es cero, se representa como:

$$Y_t = \Phi y_{t-1} + \varepsilon_t$$

1.7.4.3 Modelos mixtos ARMA (p,q) . Algunas series de tiempo no pueden modelarse como promedios móviles o autorregresivos puros, pues presentan características de ambos

tipos de procesos, en tal caso la ecuación general para dichos modelos puede escribirse como:

$$Y_t = \delta + \Phi_1 y_{t-1} + \Phi_2 y_{t-2} + \dots + \Phi_p y_{t-p} + \varepsilon_t + \theta_1 \varepsilon_{t-1} + \theta_2 \varepsilon_{t-2} + \dots + \theta_q \varepsilon_{t-q}$$

1.8 Retornos de las series financieras.

Siendo $r(t)$ los retornos compuestos continuos de un activo en el tiempo t , la idea básica detrás del estudio de la volatilidad, es que la serie $r(t)$ es serialmente no correlacionada o con bajo orden de correlación serial, pero es una serie dependiente (Tsay, 2005).

En general, asumiendo que $r(t)$ sigue un modelo ARMA(p,q):

$$r(t) = \mu(t) + a(t)$$

Donde $\mu(t)$ hace referencia a la media condicional que evoluciona como un proceso ARMA, en cuyo caso es la media para $r(t)$. Asimismo $a(t)$ se refiere al shock o innovación de los retornos de un activo en el tiempo t . De acuerdo a lo mencionado por Tsay (2005), se tiene que:

$$a(t) = \sigma(t)\varepsilon(t)$$

Donde $\sigma(t)$ es la varianza y ε_t es un proceso de ruido blanco.

1.9 La Volatilidad En La Valoración De Opciones Reales

Otra de las implicaciones en el análisis de las opciones reales, es que la volatilidad del activo subyacente debe ser analizada de manera detallada como se ha mencionado

previamente. La volatilidad, a diferencia del precio, no es directamente observable; de acuerdo al modelo Black-Scholes, la volatilidad del activo subyacente debe ser estimada, puesto que es una variable dependiente. Dicho modelo de valoración de opciones asume que la volatilidad del activo subyacente permanece constante; sin embargo este supuesto está lejos de ser del todo cierto en el mundo real, ya que en la práctica la volatilidad de un activo como el precio de una acción (por ejemplo), varía a través del tiempo, por lo anterior es consecuente desarrollar modelos de volatilidad dinámica (J. C. Hull, 2006).

Cabe resaltar que la estimación de la volatilidad es uno de los principales problemas en la implementación de la valoración de opciones reales, ya que no se tiene mucha información sobre las formas de llevar a cabo su estimación (Antikarov & Copeland, 2001).

1.9.1 Modelos de volatilidad. Se puede clasificar en cuatro categorías la modelación de la volatilidad: Volatilidad constante, Volatilidad dependiente del tiempo, Volatilidad local y modelos de Volatilidad estocástica (Mitra, 2011).

1.9.1.1 Volatilidad constante. Un modelo de volatilidad constante como es el modelo estándar GMB, aplicado a la valoración de acciones, asume que la volatilidad del activo subyacente es constante (Samuelson, 1965):

$$\frac{dS}{S} = udt + \sigma dz$$

1.9.1.2 Volatilidad dependiente del tiempo. La volatilidad implícita, la cual se calcula del modelo Black-Scholes, varía con la fecha de expiración de la opción T , de tal manera que se conoce como volatilidad smile de acuerdo a su forma.

$$\frac{dS}{S} = udt + \sigma(t)dz$$

Robert Merton fue el primero en proponer un modelo de valoración de opciones, donde la volatilidad depende del tiempo, sin embargo esta no explica de manera completa la volatilidad smile.

1.9.1.3 Volatilidad local. Es la volatilidad que depende del precio de la acción $\sigma(S,t)$, se representa:

$$\sigma = f(S,t) \quad \text{Dónde:} \quad \frac{dS}{S} = udt + \sigma(S,t)dz$$

Modelos específicos de volatilidad local son propuestos por Cox y Ross, los cuales son analíticamente manejables, otros modelos de distribución mixta han sido usados para modelar volatilidades más complejas, debido a la habilidad para capturar una variedad de distribuciones; sin embargo la solución numérica para los derivados puede llegar a ser analíticamente inmanejable (Mitra, 2011)..

1.9.1.4 Modelos de Volatilidad estocástica. La volatilidad es estocástica si $\sigma(z)$ es gobernada por un proceso estocástico conducido por un proceso aleatorio, como por ejemplo un proceso de Wiener dW_2 . Asumiendo que S sigue una ecuación diferencial estocástica se tiene:

$$\frac{dS}{S} = udt + \sigma(z)dz_1$$

Las ventajas de los modelos de volatilidad estocástica, es que capturan un gran conjunto de características, a diferencia de otros modelos. Sin embargo los modelos de volatilidad

estocástica son poco adaptables analíticamente, ya que introducen fuentes de carácter aleatorio difíciles de manejar y por lo tanto se encuentran pocas aplicaciones prácticas. De otra parte, los modelos de volatilidad estocástica no entregan una solución de forma cerrada para el precio de la opción, la cual en consecuencia debe ser calculada mediante simulación.

No hay un modelo canónico de volatilidad estocástica generalmente aceptado. Entre los modelos de volatilidad estocástica se tienen algunos que consideran que la volatilidad revierte a la media de acuerdo a un proceso de Ornstein-Uhlenbeck, (Mitra, 2011). Otros modelos de volatilidad aplicado a la valoración de opciones es presentado por (Heston, 1993) y por (Johnson & Shanno, 1987).

El modelo de “jump diffusion” propuesto por Merton, adiciona un componente de saltos aleatorio al proceso GMB, de la siguiente forma:

$$\frac{dS}{S} = (u - \theta k)dt + \sigma dz + dP$$

Dónde:

- _ θ es el número promedio de saltos por año
- _ k es el promedio del tamaño de los saltos
- _ P es un proceso de Poisson independiente de dW

1.9.2 Metodologías para la estimación de la volatilidad

En cuanto a las metodologías para la estimación de la volatilidad en la valoración de opciones reales se tienen, la volatilidad histórica o volatilidad del portafolio réplica, la volatilidad del factor predominante y la volatilidad implícita (Vasseur et al., n.d.). Otras

metodologías son los modelos de heterocedasticidad condicional ARCH y GARCH y el de supuestos gerenciales (Mun, 2002).

1.9.2.1 La volatilidad del portafolio réplica. Consiste en estimar la volatilidad de los precios históricos de un proyecto similar o de firmas comparables en el mercado, básicamente tiene que ver con calcular la desviación estándar de los rendimientos de los precios. Respecto a la efectividad de esta metodología, Black-Scholes mencionan que tiende a sobreestimar o subvalorar las opciones. Aplicaciones de ésta metodología son presentados por (Maya Ochoa, Hernández Betancur, & Gallego Múnera, 2012).

1.9.2.2 Volatilidad del factor predominante. Consiste en estimar la volatilidad del factor que genera el flujo de caja del proyecto. En el caso de los proyectos del sector petrolero, este corresponde a la volatilidad del precio del petróleo o activo subyacente, donde se asume una correlación perfecta entre el precio y el proyecto.

1.9.2.3 Volatilidad implícita. Tiene en cuenta todos los flujos de caja futuros del proyecto y se considera una de las metodologías más utilizadas por tener un carácter más inclusivo y más realista. Algunos investigadores la consideran adecuada (Maya Ochoa et al., 2012).

1.9.2.4 Volatilidad de los modelos de heterocedasticidad condicional. Los modelos de heterocedasticidad condicional pueden ser clasificados en dos categorías. La primera

categoría usa una ecuación estocástica para describir σ^2_t , la segunda es gobernada por la evolución de σ^2_t ; en ésta categoría se encuentran los modelos ARCH y GARCH.

El Modelo ARCH: Los modelos autoregresivos de heterocedasticidad condicional, son propuestos por Engle, (1982) para la modelación del cambio de la varianza de una serie de tiempo. Dicho modelo permite el modelaje condicional de la varianza, en lugar del tradicional supuesto de homocedasticidad, el cual asume que la varianza del error es una constante σ^2 a lo largo de las observaciones. El modelo ARCH asume que la innovación o el shock de los retornos de un activo en el tiempo t , representado por $a(t)$, es serialmente no correlacionado y que la dependencia de $a(t)$ puede ser descrita por una función cuadrática de sus valores retrasados (Tsay, 2005). El modelo ARCH(q) se describe como:

$$a(t) = \sigma(t)\varepsilon(t)$$

$$\sigma^2(t) = \omega + \alpha_1 a^2_{(t-1)} + \dots + \alpha_q a^2_{(t-q)}$$

Donde α and ω son parámetros desconocidos, $\varepsilon(t)$ es una secuencia de variables aleatorias independientes e idénticamente distribuidas, cada una con media cero y varianza 1, también conocidas como innovaciones.

El Modelo GARCH: El modelo ARCH generalizado incluye un componente de media móvil MA en el modelo de la volatilidad o de la varianza condicional, fue propuesto por Bollerslev, (1986).

La ecuación generalizada define q como el orden ARCH y p como el orden GARCH, el modelo combinado es llamado modelo generalizado de heterocedasticidad condicional autoregresiva GARCH(p,q) según Cryer y Chan (2008).

$$\sigma^2(t) = \omega + \beta_1 \sigma^2_{t-1} + \dots + \beta_p \sigma^2_{t-1} + \alpha_1 a^2_{(t-1)} + \dots + \alpha_q a^2_{(t-q)}$$

$$a(t) = \sigma(t)\varepsilon(t)$$

Para el caso del modelo GARCH(1,1), dados los parámetros ω , α , y β , la varianza condicional puede ser calculada por la ecuación:

$$\sigma^2(t) = \omega + \alpha a^2_{(t-1)} + \beta \sigma^2_{t-1}$$

1.10 Metodología de Box Jenkins

La metodología Box Jenkins permite identificar y estimar un modelo ARMA estacionario, para una serie de tiempo. Aplicaciones de esta metodología se pueden llevar a cabo para series de tiempo del precio de las acciones, el precio de los commodities entre otras variables financieras de acuerdo con Bowerman y O'Connell, (1986). El procedimiento consta de 3 pasos iterativos (Cryer & Chan, 2008). La metodología se representa en la figura 4.

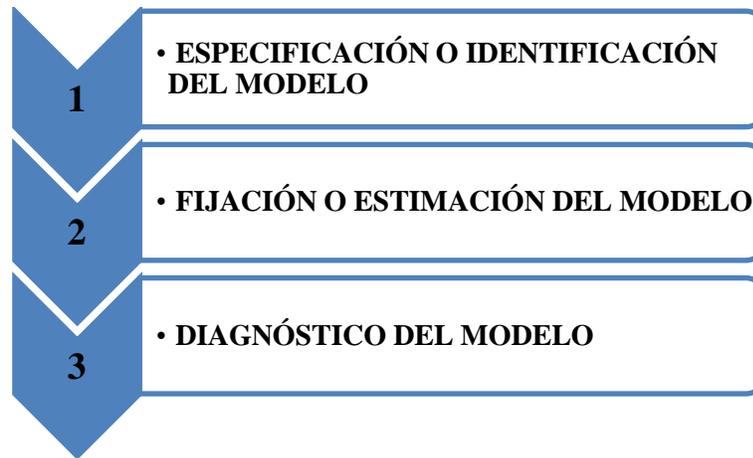


Figura 4. Metodología de Box Jenkins

- **Especificación o identificación del modelo:** En la etapa de identificación se busca encontrar el modelo que describe los datos de la serie de tiempo. Para la identificación, se revisa el gráfico de la serie de tiempo, se calculan diferentes estadísticos a los datos y se escoge un modelo. El modelo escogido es tentativo y está sujeto a posteriores revisiones y análisis.
- **Fijación o estimación del modelo:** El modelo implica uno o más parámetros, cuyos valores deben ser estimados de la serie observada. La fijación del modelo consiste en encontrar las mejores posibles estimaciones de un modelo dado.
- **Diagnóstico del modelo:** el diagnóstico pretende mediante la aplicación de diferentes test, evaluar la conveniencia y grado de adecuación del modelo definido. Está relacionado con valorar la calidad del modelo que ha sido especificado y estimado. Si no hay deficiencias se asume que la modelación es completa y el modelo puede ser usado para pronosticar valores futuros. Sin embargo si el modelo es inadecuado, se escoge otro modelo y se retorna al paso de la identificación del modelo. De esta manera los pasos son cíclicos, hasta que se encuentra un modelo aceptable.

Como se había mencionado, los tres primeros pasos son secuenciales e iterativos. Ante el hallazgo de un modelo no adecuado en el diagnóstico, se estiman nuevamente los parámetros y se vuelve a diagnosticar un nuevo modelo, de manera que aquel finalmente definido, sea adecuado para proyectar la serie de tiempo. Luego de tener un modelo definido para la serie de tiempo, éste se utiliza para realizar una predicción o proyección de datos a futuro. Esta actividad relacionada con la proyección, se podría adicionar como la número 4.

- **Predicción:** El proceso de predicción toma el modelo previamente definido, para hallar las proyecciones para la cantidad de periodos requeridos.

2. Problema de Investigación

La valoración de proyectos de inversión del sector hidrocarburos, en la fase de explotación, depende en gran medida de la cantidad y calidad de las reservas, los precios del crudo y los respectivos costos operacionales (Operating Expenditures – OPEX). La mayor incertidumbre se presenta en los dos primeros factores, las reservas y los precios; sin embargo, la incertidumbre técnica relacionada con la cantidad y calidad de las reservas se reduce con información la cual requiere llevar a cabo importantes inversiones. De ésta manera, el elemento que genera mayor incertidumbre es el precio del petróleo debido a la

alta volatilidad observada por los continuos cambios en las condiciones de los mercados (Dias, 2004).

Modelar el precio del petróleo para hacer predicciones de las expectativas a futuro, es una tarea esencial, sin embargo aunque la mayoría de las compañías de petróleo y gas son conscientes del impacto de los precios de los productos básicos sobre el valor de sus inversiones potenciales, pocas están implementando modelos de precios a nivel de sofisticación probabilística (Jafarizadeh & Bratvold, 2012). Los participantes del mercado generalmente utilizan extrapolaciones básicas de las curvas de precios y volatilidad y esto podría generar una valoración inadecuada de los proyectos de inversión.

De acuerdo a lo anterior, la proyección de los precios es altamente relevante y podría realizarse mediante un modelo que permita capturar su comportamiento estocástico. La volatilidad implícita puede ser considerada el principal elemento generador de incertidumbre en la valoración de proyectos de inversión para los procesos de recobro. La proyección de los precios mediante simulación de Montecarlo permite considerar un modelo que involucre diversos factores estocásticos que describan el comportamiento histórico de los datos.

Basados en el pronóstico de los precios obtenido mediante simulación, se podría llevar a cabo una valoración expandida del proyecto de inversión. Aunque la técnica de flujo de caja descontado DCF, conocida como valor presente neto VPN, ha sido la de mayor uso durante las últimas décadas, esta técnica generalmente excluye de su cálculo la flexibilidad e incertidumbre presentes en procesos de decisiones complejos. Involucrar éstos elementos a la técnica de flujo de caja, podría enriquecer la información y los criterios de evaluación.

Particularmente, la valoración de proyectos mediante procesos dinámicos como las opciones reales en las etapas de producción de petróleo y gas son raramente involucrados (Zhong et al., 2013), por lo cual desarrollar una valoración de proyectos de hidrocarburos con alternativa de recobro mejorado, mediante simulación y opciones reales podría permitir un avance en la aplicación de técnicas sofisticadas. Con éstas técnicas se captura la flexibilidad asociada a la toma de decisiones posteriores, tales como la opción de decidir dentro de las etapas de producción en que momento iniciar un proceso específico de recobro. Para éste tipo de decisiones la proyección a futuro de los precios del petróleo es de gran relevancia, más aun considerando la magnitud de las inversiones de los proyectos en las etapas de producción. El propósito de éste trabajo es por lo tanto desarrollar un modelo que involucre proyecciones de precios estocásticos, simulación y opciones reales como técnicas que agreguen información pertinente para la valoración expandida de proyectos de recobro mejorado.

3. Modelo de valoración propuesto

Los proyectos de inversión contienen opciones embebidas, que son difíciles de valorar por los métodos tradicionales de flujo de caja descontado, como la tasa interna de retorno TIR o el valor presente neto VPN (J. C. Hull, 2006). Las valoraciones por los métodos tradicionales no contemplan distintas opciones que pueden incrementar el valor de la compañía y son frecuentemente ignoradas o valoradas de forma incorrecta. Sin embargo,

siendo las opciones reales una metodología moderna de valoración económica de proyectos bajo incertidumbre, no sustituye las tradicionales herramientas corporativas de valoración como el flujo de caja descontado (DCF) y valor presente neto VPN (Dias, 2004).

La toma de decisiones mediante opciones reales exige identificar las principales variables generadoras de incertidumbre sobre el proyecto de inversión, siendo esta una de las tareas más relevantes, lo cual depende del tipo de proyecto que se va a analizar. De manera comparativa, la metodología de las opciones reales ofrece mejores oportunidades de gestión al incluir el comportamiento de las variables que generan incertidumbre sobre el proyecto, elementos que no son considerados por los métodos tradicionales de valoración de las inversiones. Las opciones reales permiten mayor flexibilidad de gestión ante la valoración de proyectos de gran incertidumbre como los proyectos del sector hidrocarburos, ya que dicha flexibilidad se puede concebir a través de distintas opciones como expandir, contraer, aplazar o abandonar un proyecto de inversión, ya sea de exploración o de producción petrolera. Las opciones reales se pueden analizar en cualquier momento del tiempo; incluso se pueden contemplar opciones cuando se está llevando a cabo un determinado proyecto, puesto que permiten contemplar otras posibilidades de inversión que ayudan a incrementar el valor de la compañía.

En la presente investigación se plantea un modelo para valorar proyectos de hidrocarburos que contemplan la alternativa de recobro mejorado (EOR) mediante el uso de las técnicas de opciones reales y simulación. El planteamiento de las opciones reales comprende el análisis de distintas variables; en el presente caso, las de mayor incertidumbre son el precio del petróleo y la producción de crudo. De acuerdo a la revisión de la literatura, la incertidumbre de la producción se reduce con nueva información; sin embargo el precio

del petróleo es la variable más relevante y sus datos históricos se deben modelar de manera que los comportamientos volátiles sean analizados y se consideren en la proyección de los precios. En los proyectos petroleros, las proyecciones y su análisis de volatilidad son algunos de los elementos más relevantes que debe contemplar la metodología de las opciones reales. La volatilidad del activo subyacente, que para el presente caso corresponde al precio del petróleo, involucra una variable estocástica que evoluciona a través del tiempo, la cual se modela mediante simulación de Montecarlo para el cálculo del valor de la opción.

Tal como se mencionó, la producción de petróleo presenta incertidumbre, sin embargo dicha incertidumbre se puede reducir con el arribo de nueva información ya que la compañía durante la fase de evaluación de los proyectos pilotos tiene la opción de invertir en pozos adicionales y estudios sísmicos complementarios para obtener nueva información acerca del volumen y calidad de las reservas y de ésta manera logra reducir la incertidumbre técnica (Dias, 2004). En algunos procesos de simulación de la producción, se pueden asignar distribuciones de probabilidad que mueven la producción entre diferentes rangos y capturan elementos volátiles que hacen sensibles los niveles de producción.

Diferentes herramientas de cómputo están disponibles en el mercado para llevar a cabo simulaciones de los yacimientos, los cuales están orientados a modelar el comportamiento del yacimiento y predecir la respuesta de implementar un proyecto.

Los procesos de recobro. Sin embargo la selección de un determinado software se puede realizar teniendo en cuenta información sobre sus aplicaciones y el estado del arte sobre el proceso específico que se quiere simular, ya que puede tratarse de un proceso de recobro primario, secundario o terciario, dependiendo del nivel de maduración del campo y de las condiciones geológicas y técnicas del mismo. En el mercado se encuentran disponibles

algunos simuladores de yacimientos como ECLIPSE 100 de Schlumberger, REVEAL de Petroleum Experts, UTCHEM de la Universidad de Texas y STARS de CMG (Guerrero, 2015).

Existen otras variables críticas y representativas que influyen de manera importante sobre la valoración de los proyectos de hidrocarburos. Dentro de esas variables se encuentran las inversiones de capital conocidas como CAPEX (Capital Expenditure), que corresponden a costos de perforación de pozos y facilidades de producción, así como los equipos mediante los cuales se realiza la separación del crudo en sus componentes para ser comercializados o para su disposición final (Nieto & Ortega, 2016).

Otras variables que influyen sobre los proyectos de hidrocarburos son los OPEX o costos de operación (Operating Expenditure). Están asociados con llevar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el cabezal, dicho valor también se conoce como *Lifting Cost* y está directamente relacionado con la producción de fluidos en el bloque. Algunos OPEX comprenden los salarios y prestaciones sociales, servicios industriales, de mantenimiento de equipos, de tratamiento de inyección, gastos de combustibles y otros gastos de operación necesarios para llevar a cabo la producción y mantener el sistema en funcionamiento. También se pueden considerar aquellos relacionados con el mantenimiento de los pozos inyectoros o productores y demás equipos e instalaciones para la producción de un barril de petróleo (Nieto & Orteg, 2016).

Los costos de capital y de operación antes mencionados se pueden asignar como costos estimados. La asignación de los costos varía dependiendo de las condiciones del campo, la técnica y de los países donde se lleven a cabo los procesos de recuperación. Por ejemplo para los países productores de petróleo que hacen parte de la OPEP estos costos son bastante

reducidos en comparación con los costos para otros países. Asimismo, factores como la tecnología tienen gran influencia sobre los costos a asignar para cada proyecto de inversión. Herramientas computacionales como QUESTOR® permiten la asignación de dichas erogaciones, las cuales se pueden calcular a partir de información recopilada y actualizada en sus bases de datos. Otra forma de obtener información es a través de revisión de literatura sobre proyectos similares. Respecto de la incertidumbre relacionada con los costos mencionados, esta se puede involucrar a través de distribuciones de probabilidad asignadas a las variables durante el proceso de simulación.

El costo de capital es otra variable relevante que se debe considerar. Representa la tasa a la cual son descontados los flujos de caja del proyecto. El costo de capital o tasa de descuento también se puede asignar mediante el cálculo del WAAC (Weighted Average Cost of Capital - por sus siglas en inglés) y representa el promedio ponderado de todos los costos de capital incurridos por una compañía. Esta tasa asignada es comparable con la tasa interna de retorno TIR. Cuando la TIR es mayor que el costo de capital, el proyecto renta a una tasa superior a la mínima tasa requerida por los accionistas; al contrario si la TIR es menor el proyecto no alcanza a generar la tasa de retorno requerida por la firma, por lo cual no se considera un proyecto atractivo para los inversionistas.

Dentro del análisis de las variables que hacen parte del flujo de caja se encuentran las regalías, las cuales representan una contraprestación económica a favor del estado o del gobierno por la explotación del petróleo. Las regalías se asignan dependiendo del campo donde se lleve a cabo el proyecto y también del tipo de crudo que se extrae de las reservas. Asimismo los impuestos son otro cargo asignable y su valor porcentual debe actualizarse de acuerdo a la normatividad tributaria.

Las depreciaciones son un elemento a considerar en el cálculo del flujo de caja del proyecto. Es un costo asociado que tiene que ver con las inversiones en bienes de capital y representa la pérdida de valor de los equipos y facilidades de los campos petroleros, lo cual se da como consecuencia del desgaste por el uso, por el paso del tiempo u obsolescencia de dichos bienes.

Las variables antes mencionadas como producción, precio, capex, opex y demás, hacen parte del flujo de caja libre el cual constituye la base de cálculo de las variables económicas que permiten valorar el proyecto de inversión. Algunas variables económicas son la tasa interna de retorno TIR y el valor presente neto VPN. El cálculo de las variables financieras se puede llevar a cabo de forma determinística o probabilística; el modelo que se propone en la simulación de Montecarlo genera variables probabilísticas.

Las variables financieras calculadas a partir del modelo de flujo de caja libre, permiten valorar un proyecto de inversión y son herramientas de decisión que ayudan a determinar la viabilidad invertir en los proyectos. En el modelo que se propone, se pueden contemplar procesos adicionales de recuperación para un campo petrolero. Tal situación es posible de analizar puesto que los procesos de recuperación primarios, secundarios o terciarios se perciben como fases que no son secuenciales ni tampoco dependientes, de ésta manera se podría pasar de un proceso de recuperación primaria a un proceso de recuperación terciaria. Incluso, los procesos secundarios y terciarios se pueden considerar cuando la producción de un campo se está llevando a cabo, ya que mediante la metodología de las opciones reales se pueden analizar nuevas opciones que pueden adiconan valor al campo de producción.

En el modelo que se propone, se evalúa la opción de llevar a cabo un proceso de recobro adicional conocido como recobro mejorado CEOR (Chemical Enhanced Oil Recovery),

sobre un campo petrolero que viene con un proceso de recuperación secundario. Se puede contemplar dicha posibilidad si se evidencia que existen condiciones técnicas adecuadas para llevar a cabo un proyecto piloto de recuperación de petróleo. Cuando se contempla la posibilidad de llevar a cabo un proceso de recobro adicional, el siguiente paso es analizar la producción incremental que se podría obtener mediante el estudio del piloto por procesos de simulación de yacimientos. Dicha producción incremental hace referencia a los barriles de petróleo adicionales que se podrían extraer, considerando un campo maduro que viene con procesos de producción previos.

El flujo de caja incremental permite calcular variables financieras y el valor de la opción, el cual incluye la producción incremental y la proyección de precios como dos de las variables más relevantes. La producción incremental se puede obtener como se había mencionado, por procesos de simulación de yacimientos de proyectos pilotos. Respecto de los precios, se debe tener su proyección actualizada en el tiempo, la cual se puede hallar por modelos adecuados de estimación de precios. En este punto se resalta la importancia de la simulación de Montecarlo como método para valorar opciones reales, ya que permite incluir cualquier modelo de precios debidamente ajustado, como el movimiento geométrico browniano, modelos de reversión a la media, reversión a la media con saltos, modelos lineales de series de tiempo como los modelos ARIMA, e incluso modelos no lineales de series de tiempo para el análisis de la varianza, como los modelos de heterocedasticidad condicional ARCH y GARCH.

Otros elementos del flujo de caja para el cálculo del valor de la opción incluyen los costos de operación incrementales (OPEX), los cuales de acuerdo a lo mencionado se podrían estimar mediante software o asignarlos por revisión de literatura, cuya investigación

se debe enfocar hacia proyectos de recuperación similares que se lleven a cabo en campos con características semejantes. En este punto es importante considerar operaciones de reacondicionamiento de pozos, las cuales dependen de sus características específicas y de los fluidos. Asimismo se debe estimar el valor de las inversiones de capital o CAPEX, en cuyo caso se consideran las inversiones adicionales necesarias para llevar a cabo el proceso de recobro mejorado.

Las demás variables que hacen parte del flujo de caja son las regalías, cuyo valor es asignado de forma porcentual y sus valores se deben actualizar ante modificaciones normativas, (en el caso de Colombia son reguladas por el ministerio de Minas y Energía). Respecto de los impuestos se asignan de acuerdo a la normatividad tributaria actualizada.

La asignación del costo de capital para proyectos de recuperación mediante recobro mejorado (EOR), llevados a cabo sobre campos que vienen en producción, deben considerar que dicho costo puede ser superior respecto de la tasa asignada en procesos de recuperación precedentes; lo anterior teniendo en cuenta que nuevos procesos de recobro representan mayor riesgo, puesto que los estudios técnicos son más complejos y se deben considerar inversiones y costos adicionales, de lo cual que se espera obtener mayor rentabilidad por el grado de riesgo que se adquiere.

El flujo de caja incremental y sus variables económicas de salida, permiten llevar a cabo la valoración de la opción para cualquier proceso de recobro. En este punto, si se considera que se vienen realizando procesos de recuperación precedentes en el campo petrolero, el valor de la opción aporta un valor adicional sobre los procesos de recuperación anteriores. El valor de la opción de recobro, se suma como un valor aditivo que permite determinar el

valor total del campo. La siguiente ecuación muestra el criterio usado para la valoración del campo petrolero.

$$VPN \text{ Expandido} = VPN \text{ Pasivo} + \text{Valor de la flexibilidad (opción)}$$

Un diagrama que describe los pasos llevados a cabo en el desarrollo del modelo de valoración propuesto, mediante la metodología de las opciones reales y simulación, se observa en la figura 5. El modelo detalla las principales actividades a tener en cuenta para valorar un campo petrolero cuando se contempla la opción flexible de realizar inversiones en otros procesos de recobro mejorado EOR. Se resalta el hecho de que el modelo propuesto está en condiciones de entregar información sobre la valoración para cualquier proceso de recobro, ya que las herramientas del análisis financiero son las mismas; sin embargo es importante mencionar que puede ser necesario realizar algunas adaptaciones respecto de las características específicas de cada proceso de recobro. En el modelo se pueden contemplar procesos de recobro adicionales sobre el mismo campo petrolero, incluso en diferentes periodos de tiempo. De otra parte, el cálculo del valor de la opción se estima mediante simulación de Montecarlo y permite considerar cualquier modelo estocástico de precios como una de las entradas más importantes en el flujo de caja, el cual es la base para determinar el valor de la opción real.

Una descripción condensada de las actividades del modelo planteado en la figura 5, se presenta en la tabla 3, donde se mencionan las entradas y las salidas generadas en cada etapa para el modelo propuesto.

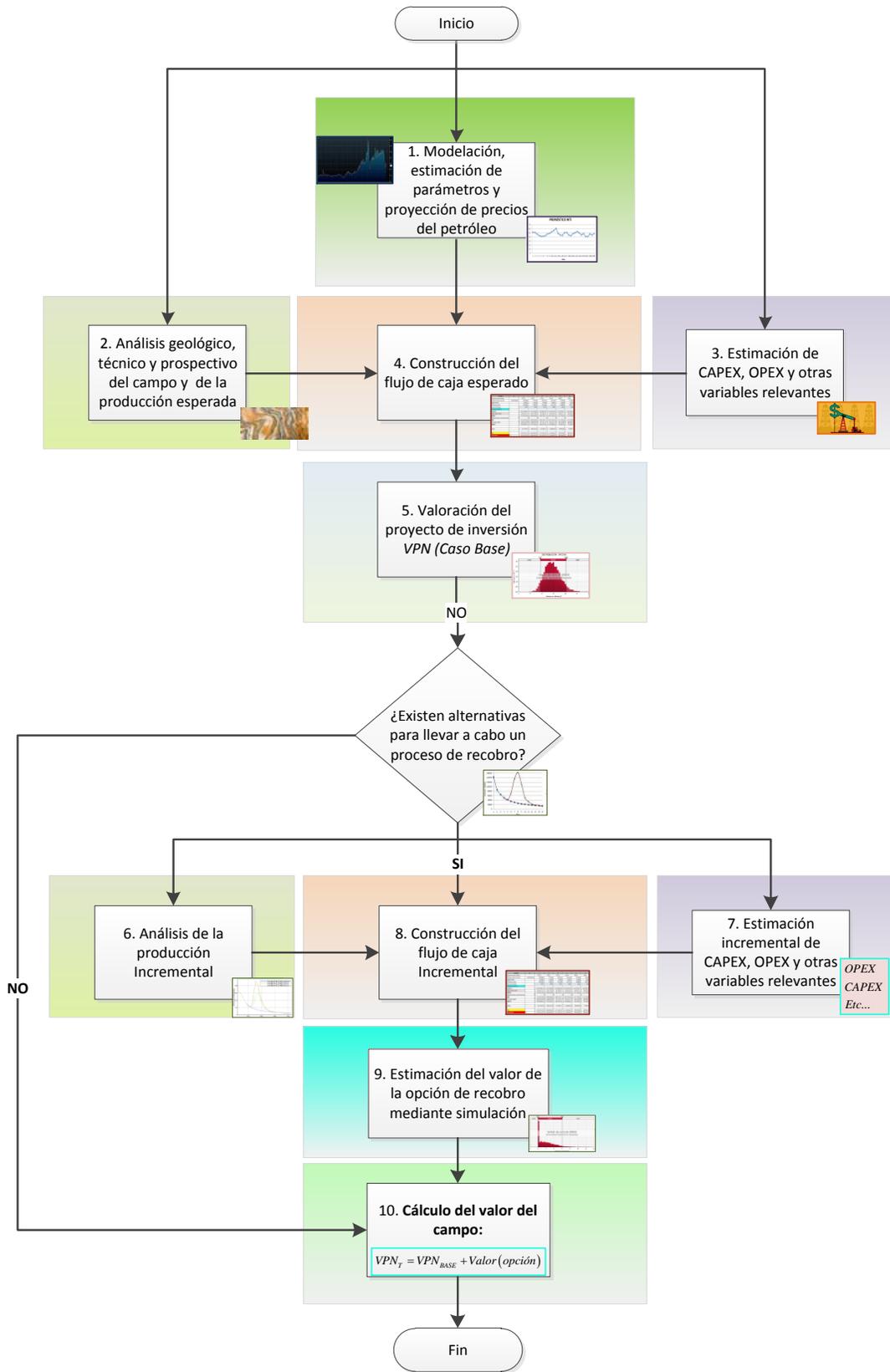


Figura 5. Modelo para valorar una opción de recobro mejorado

Tabla 3.

Descripción de actividades para el modelo de valoración de la opción de recobro mejorado

Entradas	Descripción de la actividad	Salidas
Serie de precios del petróleo (WTI o Brent).	<p>1. Modelación, estimación de parámetros y proyección de precios del petróleo:</p> <p>En esta actividad se identifica el modelo que representa la serie de los precios y se estiman los parámetros de manera que se logre obtener un modelo adecuado. Con el modelo definido se realiza la proyección de los precios.</p>	Proyección de precios del petróleo.
Características del campo petrolero	<p>2. Análisis geológico, técnico y prospectivo del campo y de la producción esperada: en esta actividad se lleva a cabo el análisis de la geología y de las condiciones del campo petrolero, así como las pruebas de laboratorio para seleccionar las condiciones del proceso de recobro, además del levantamiento de información sobre el yacimiento y el fluido. Asimismo se realizan las estimaciones de la producción mediante simulación de yacimientos.</p>	Serie de Producción de crudo
Información sobre los costos e inversiones a considerar en el proceso de recobro	<p>3. Estimación de CAPEX, OPEX y otras variables relevantes: En esta actividad se definen los valores de los costos de capital y operaciones, junto con las demás variables a incluir en el flujo de caja del proyecto a valorar.</p>	Variables sobre los costos y demás variables complementarias
• Proyección del precio del	<p>4. Construcción del flujo de caja esperado: En esta actividad se construye</p>	Flujo de caja libre para un

Entradas	Descripción de la actividad	Salidas
<p>petróleo.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Costos (OPEX) e inversiones (CAPEX) • Demás variables complementarias 	<p>el flujo de caja del proyecto de recuperación de petróleo en evaluación.</p>	<p>proyecto de inversión</p>
<p>Flujo de caja libre para un proyecto de inversión</p>	<p>5. Valoración del proyecto de inversión:</p> <p>En esta actividad se analizan las variables financieras que permiten determinar la viabilidad de los proyectos de inversión.</p> <p>¿Existen alternativas para llevar a cabo un proceso de recobro?</p> <p>SI:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Desarrollar actividad 6 (Análisis de la producción incremental) • Desarrollar actividad 7 (Estimación incremental de los costos y demás elementos del flujo de caja) • Desarrollar actividad 8 (Construir el flujo de caja) <p>NO:</p> <p>Desarrollar actividad 10 (Calcular el valor del campo).</p>	<p>Variables financieras como el VPN, la TIR etc.</p>
<p>Características del campo petrolero</p>	<p>6. Análisis de la producción incremental:</p> <p>En esta actividad se analiza la producción obtenida en la simulación de yacimientos. Se analizan las pruebas de laboratorio que permiten tomar cualquier</p>	<p>Producción incremental de petróleo</p>

Entradas	Descripción de la actividad	Salidas
	decisión de continuar o no con el proyecto.	
<p>Información sobre los costos, inversiones y demás variables a considerar en el proceso de recobro</p>	<p>7. Estimación incremental de CAPEX, OPEX y otras variables relevantes: En esta actividad se definen los costos incrementales de las inversiones en bienes de capital y operaciones, junto con las demás variables a considerar en el flujo de caja libre.</p>	<p>Valor de las inversiones, costos incrementales y demás variables del proyecto</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Proyección del precio del petróleo. • Variables sobre inversiones y costos incrementales • Demás variables complementarias 	<p>8. Construcción del flujo de caja incremental: En esta actividad se construye el flujo de caja que permitirá estimar el valor de la opción real del proyecto de inversión.</p>	<p>Flujo de caja libre para un proyecto de recobro</p>
<p>Flujo de caja libre</p>	<p>9. Estimación de la opción de recobro mediante simulación: En esta actividad se estima el valor de la <i>opción real</i> mediante simulación de Montecarlo para un proceso de recobro</p>	<p>Valor de la opción de recobro</p>
<ul style="list-style-type: none"> • VPN de un proceso de recuperación de petróleo • Valor de la <i>opción real</i> para un 	<p>10. Calcular el valor del campo: En esta actividad se estima el valor del campo de petróleo. El proceso se lleva a cabo mediante simulación de Montecarlo.</p>	<p>Valor del campo de petróleo</p>

Entradas	Descripción de la actividad	Salidas
proceso de recobro		

A continuación se ilustra el modelo propuesto mediante el análisis de datos históricos del petróleo, los cuales fueron modelados para estimar el proceso estocástico y los respectivos parámetros que describen su comportamiento. A partir del modelo obtenido, se proyectan los precios esperados que servirán de entrada junto con otros parámetros financieros relevantes para la construcción de los flujos de caja en un proyecto petrolero, el cual contempla una alternativa de recobro mediante inyección de polímeros CEOR.

En esta ilustración se describe el procedimiento y se mencionan los análisis de cada una de las variables que se requieren para el modelo de valoración de opciones reales propuesto. El modelo se ilustra para un caso de producción de un proyecto piloto llevado a cabo para un campo petrolero colombiano.

3.1 Modelación, estimación de parámetros y proyección del precio del petróleo.

La estimación y proyección de los precios se lleva a cabo mediante análisis de series de tiempo a partir de datos históricos de los contratos de futuros para el precio del petróleo Brent y para la referencia WTI. Se aplica la metodología de Box Jenkins para el análisis de las series, donde se busca identificar el modelo que mejor se ajusta a los datos, con el fin de proyectar los precios a partir de los modelos previamente definidos. Análisis rigurosos de la volatilidad mediante modelos ARCH y GARCH son llevados a cabo para las series de tiempo.

La serie de datos histórica para las referencias WTI y Brent, fueron tomados de la plataforma Bloomberg en complemento con el U.S Energy Information Administration (EIA). Los análisis de las series de tiempo mediante la aplicación de la metodología de Box Jenkins se llevaron a cabo en el software R.

Los análisis para la referencia Brent y WTI son similares, ya que presentan los mismos comportamientos en cuanto a la estacionariedad, heterocedasticidad y demás análisis complementarios de la varianza. La modelación de las series de tiempo para las dos referencias, se muestran en archivos de texto (*scripts R*), los cuales se referencian en los apéndices del presente documento.

En la presente investigación se ilustra un modelo de valoración de opciones reales para la referencia Brent; adicionalmente se modeló la serie de tiempo para la referencia WTI nominal, respecto de la cual se presentan análisis comparativos en el desarrollo del documento. Los modelos de valoración y proyecciones para las series de tiempo se llevaron a cabo en el software @Risk, mediante simulación de Montecarlo.

3.1.1 Referencia Brent. El análisis de los precios mensuales para la referencia Brent comprende desde mayo de 1987 hasta diciembre del 2016. En la serie se pueden evidenciar periodos de alta volatilidad. Situaciones geopolíticas como la guerra del golfo en 1991 o la crisis económica del 2008 muestran incrementos en los precios de acuerdo a la figura 6.

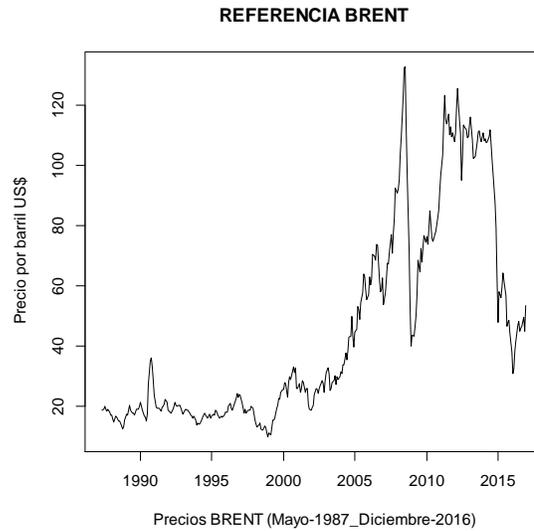


Figura 6. Precio del petróleo referencia Brent

El análisis de estacionariedad de la serie de tiempo se puede apreciar en el correlograma simple, el cual muestra que la serie es *no estacionaria*, ya que los rezagos caen lentamente como se observa en la figura 7. Análisis complementarios aplicados a los datos mediante el test de estacionariedad de Dickey-Fuller, llevan a aceptar la hipótesis nula que señala la presencia de raíz unitaria.

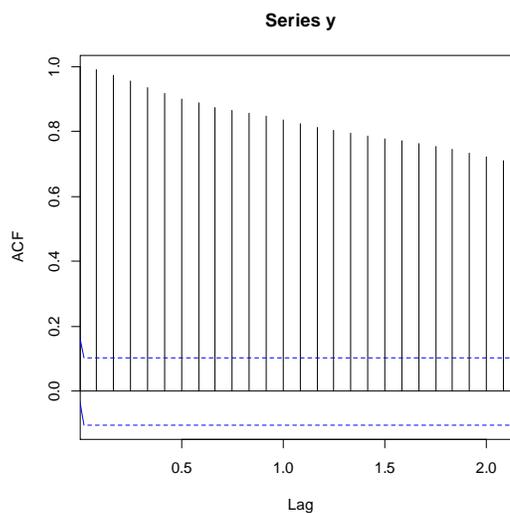


Figura 7. Función de autocorrelación simple

Análisis para la referencia WTI muestran un comportamiento similar, las condiciones y factores geopolíticos, generan incrementos y caídas en los precios lo que ocasiona fluctuaciones a lo largo del tiempo; asimismo se demuestra que la serie WTI no es estacionaria.

Con el fin de aplicar la metodología de Box Jenkins para series de tiempo estacionarias y tras evidenciar que los precios no lo son, la serie se transforma en los retornos compuestos continuos (Tsay, 2005).

$$r_t = \ln \frac{P_t}{P_0}$$

La serie de los retornos compuestos continuos observa en la figura 8.

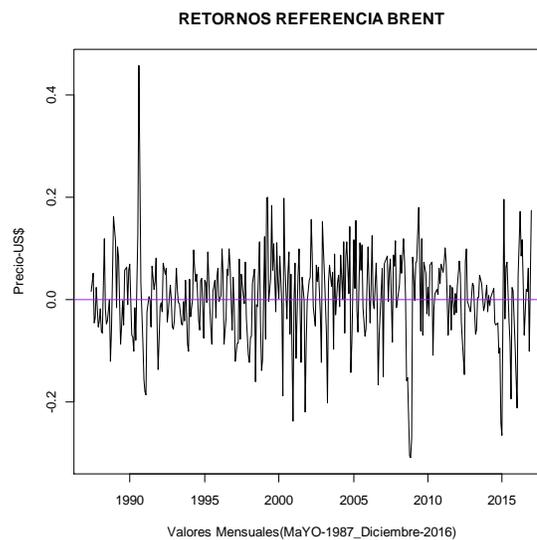


Figura 8. Serie de los retornos compuestos continuos para la referencia Brent

Los retornos compuestos alcanzan estacionariedad; esto se verifica mediante el test de Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin (KPSS), el cual al ser aplicado a los retornos lleva a aceptar la hipótesis nula que menciona que la serie es estacionaria en nivel o tendencia. Lo anterior se verifica al correr el test de estacionariedad de Dickey-Fuller, mediante el cual se rechaza la hipótesis nula que señala la presencia de raíz unitaria en la serie.

La identificación de los modelos que describen la serie se lleva a cabo mediante las funciones de autocorrelación simple y parcial, asimismo se analiza el ACF extendido y el enfoque subconjunto ARMA de acuerdo al criterio de información Bayesiano. En el proceso de análisis se detecta un modelo de promedio móvil MA(1) con media cero; lo mismo es identificado por la matriz de correlación de muestra ampliada *eacf*. Otros análisis mediante la herramienta *armasubsets*, permiten identificar un modelo autorregresivo AR(1) para la serie de tiempo de los retornos.

En el proceso de análisis de modelos identificados para la serie, se evidencia que el mejor modelo es el MA(1), de acuerdo al criterio de información de Akaike⁵, con un valor de -723.35, versus -722.95 arrojado para el modelo AR(1).

Habiendo definido el modelo MA(1) para los retornos, se realiza la estimación de los parámetros para el modelo. El proceso de estimación arrojó un valor de cero para la media μ y un valor significativo para el valor de θ_1 , lo que permite expresar la ecuación del modelo como:

$$Y_t = \varepsilon_t - 0,2743\varepsilon_{t-1}$$

⁵ Bajo el criterio de información de Akaike, se selecciona el modelo con el menor valor.

Análisis de los residuos aplicados al modelo MA(1), permiten apreciar la ausencia de sólo ruido blanco de acuerdo a la figura 9.

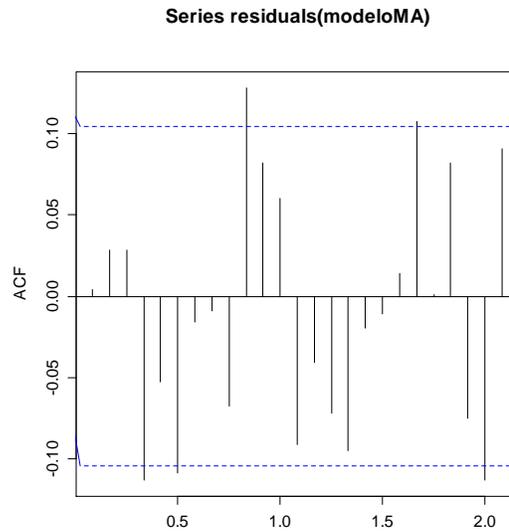


Figura 9. ACF de los Residuos del modelo ARMA (0,1) para la referencia Brent

Asimismo se podrían apreciar datos atípicos (outliers) en la serie tal como se observa en la figura 10, ya que es inusual hallar residuos con valores superiores a $\pm 3,71$, por el criterio de Bonferroni (Cryer & Chan, 2008).

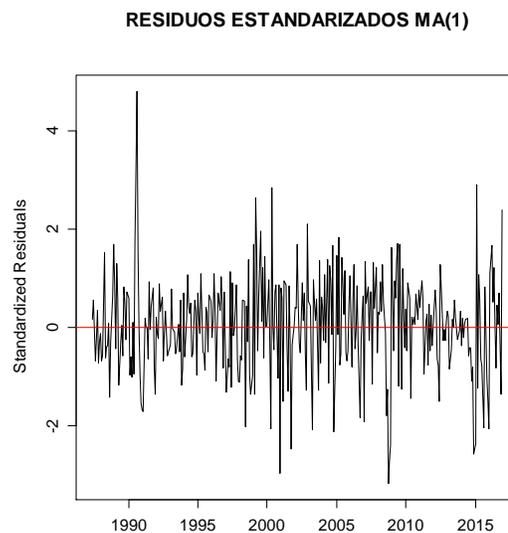


Figura 10. Residuos estandarizados del modelo ARMA (0,1) para la referencia Brent

Se realizan análisis de datos atípicos y se hallan outliers para el dato 39 el cual es incorporado en la serie, en éste punto el modelo mejora el criterio de información de Akaike con un nuevo valor de -740,12.

Análisis de heterocedasticidad de los residuos del Modelo MA(1): El test de McLeod.Li, el cual permite detectar el efecto de Heterocedasticidad Condicional Autoregresiva (ARCH), es aplicado a los residuos del modelo. El test lleva a rechazar la hipótesis nula que menciona *no efecto ARCH* en los datos, puesto que los p-valores son menores al 5%, como se observa en la figura 11.

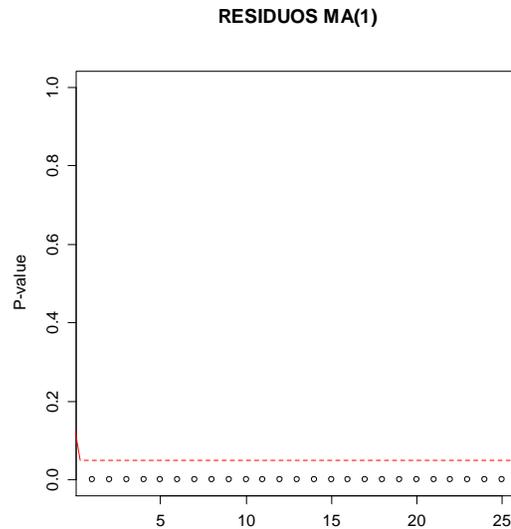


Figura 11. Test McLeod-Li para los residuos del modelo ARMA (0,1), $io=c(39)$

El proceso de análisis de la serie continúa con la identificación de los modelos más adecuados para los residuos del modelo ARMA (0,1), ya que se observa que la serie aun contiene información que debe ser extraída.

El ACF extendido aplicado tanto a los residuos como a los residuos elevados al cuadrado, permiten identificar los modelos GARCH (1,1) y GARCH (0,2) respectivamente; sin embargo, por el criterio de información de Akaike se elige el modelo GARCH (1,1) con un valor de (-776.8877) , versus -764.0855 para el modelo GARCH (0,2).

Los coeficientes del modelo GARCH (1,1) son significativos; la ecuación que representa dicho modelo está representada por los siguientes parámetros de acuerdo con Cryer y Chan (2008).

$$\sigma^2(t) = \omega + \alpha a_{(t-1)}^2 + \beta \sigma_{t-1}^2$$

$$\sigma^2(t) = 0.0003875 + 0.2301295 a_{(t-1)}^2 + 0.7149092 \sigma_{t-1}^2$$

En el proceso de diagnóstico para el modelo GARCH (1,1), el correlograma simple de los residuos del modelo se puede considerar ruido blanco, los residuos estandarizados se encuentran dentro de los límites adecuados y el test de normalidad de Shapiro-Wilk muestra que los datos provienen de una población normal, aceptando la hipótesis nula con un p-valor de 7,804%.

La verificación del test compuesto generalizado para los residuos estandarizados elevados al cuadrado del modelo GARCH (1,1) según la figura 12, muestra que todos los p-valores son superiores al 5%, lo que sugiere que los residuos cuadrados son no correlacionados sobre el tiempo, por lo tanto los residuos estandarizados se pueden considerar independientes.

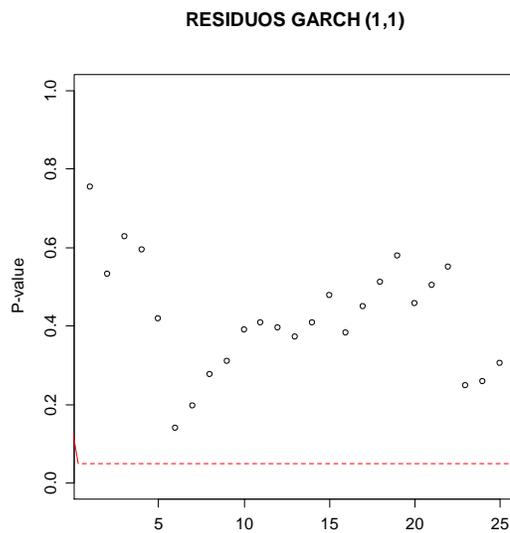


Figura 12. Test compuesto generalizado del modelo GARCH (1,1)

En el proceso de identificación y diagnóstico se puede evidenciar mejora progresiva en cada uno de los modelos, desde que se identifica el modelo ARMA (0,1) estacionario, pasando por el modelo ARMA (0,1) estacionario con un outlier en la posición 39, hasta llegar al modelo GARCH (1,1) identificado para los residuos del modelo ARMA (0,1). En la tabla 4 se observa el criterio de información de Akaike para cada uno de los modelos antes mencionados. El apéndice A contiene el script del análisis de la serie de tiempo para la referencia Brent.

Tabla 4.

Comparación de modelos

Modelos	Criterio de Información de Akaike AIC
ARMA Estacionario (0,1)	-723,35
ARMA Estacionario con outliers ajustados	-740,12

Modelos	Criterio de Información de Akaike AIC
ARMA(0,1),io=c(39)	
GARCH(1,1)	-776.8877

El modelo final hallado para los retornos de los precios es un modelo ARMA (0,1) estacionario, el cual representa la media condicional de los datos de la serie de tiempo. Se identificó un modelo GARCH (1,1) para la varianza condicional, aplicado a los retornos de la serie ARMA (0,1). Las ecuaciones que representan el modelo mixto ARMA + GARCH para la serie de tiempo de la referencia Brent se describen en la tabla 5.

Tabla 5.

Ecuaciones de los modelos identificados para la referencia Brent.

Modelos	Ecuación	Datos
Estructura de media condicional: ARMA (0,1)	$Y_t = \varepsilon_t - 0,2743\varepsilon_{t-1}$	Retornos compuestos continuos del precio del petróleo
Modelo de la varianza condicional GARCH (1,1)	$\sigma^2(t) = 0.0003875 + 0.2301295a^2(a(t) = \sigma(t)\varepsilon(t) + 0.7149092\sigma^2_{t-1})$	Residuos del modelo ARMA (0,1) estacionario

3.1.2 Proyección del precio del petróleo.

La proyección del precio para la referencia Brent, se lleva a cabo considerando que la serie de los retornos $\{r_t\}$ es generada como:

$$r(t) = \mu(t) + a(t)$$

Donde $\mu(t)$ hace referencia a la media condicional que evoluciona como un proceso ARMA. La serie de los retornos se construye con las salidas del software R, el cual arroja datos relativos al pronóstico de $\mu(t)$ la media del error $\varepsilon(t)$ y la desviación estándar $\sigma(t)$,

cuyas últimas variables representan $a(t)$, de acuerdo a lo definido en los numerales precedentes de éste capítulo.

La construcción de la serie del pronóstico de los precios se llevó a cabo definiendo el precio P_1 , en función de P_0 y de los retornos r_t de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$P_1 = P_0 e^{r^1}$$

La serie se define término a término en función de su dato precedente. Como punto de partida para el primer valor del pronóstico P_0 se tomó el valor de la media de largo plazo de los contratos de futuros referenciados en CME Group. El proceso de construcción de la serie de los pronósticos para el precio del petróleo se encuentra en el apéndice B. Construcción de la serie de pronósticos Brent.

La proyección del precio se lleva a cabo mediante simulación de Montecarlo. Una proyección para 30 años se observa en la figura 13.

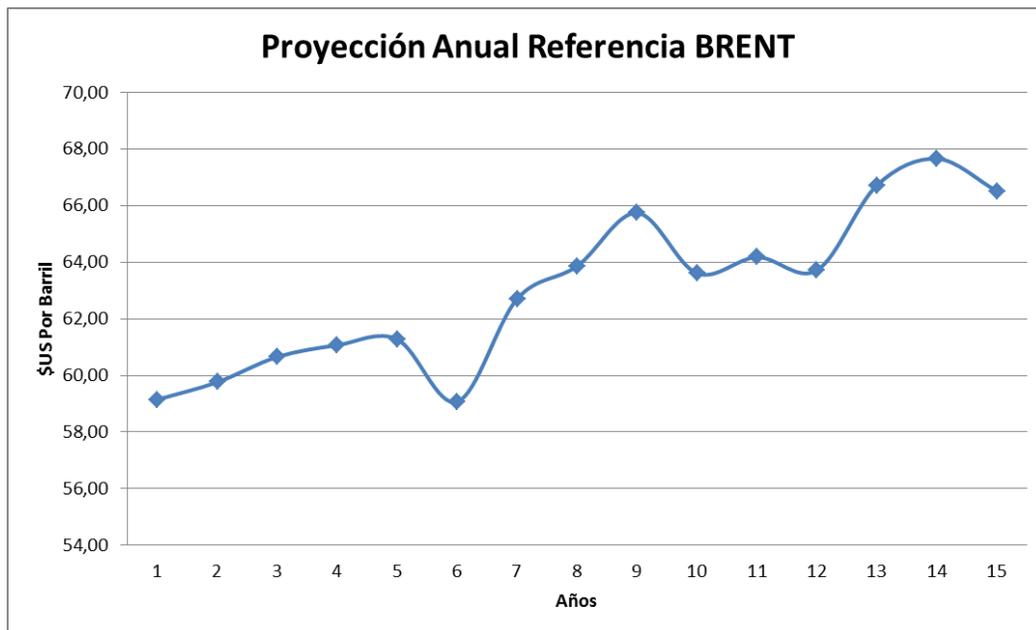


Figura 13. Proyección de precios Referencia Brent

3.1.3 Distribución de probabilidad de la proyección de los precios. La simulación llevada a cabo en @Risk permite observar la distribución de probabilidad de la proyección de los precios para la referencia Brent. Los datos de la proyección como entradas de la simulación se representan por las barras de color azul en la figura 14; el eje horizontal corresponde a los precios proyectados y el vertical a la densidad de probabilidad, la cual se calcula a través de la función de densidad de probabilidad que tiene la distribución lognormal (lo mencionado anteriormente corresponde a un proceso interno de @Risk). En el proceso de análisis, el software ajusta los datos a una distribución log-normal (línea roja); lo que corrobora lo mencionado en la literatura en el sentido de que las extensiones del modelo Black-scholes, asumen que la distribución de probabilidad de los precios (activo subyacente) en cualquier tiempo futuro es log-normal (J. C. Hull, 2006).

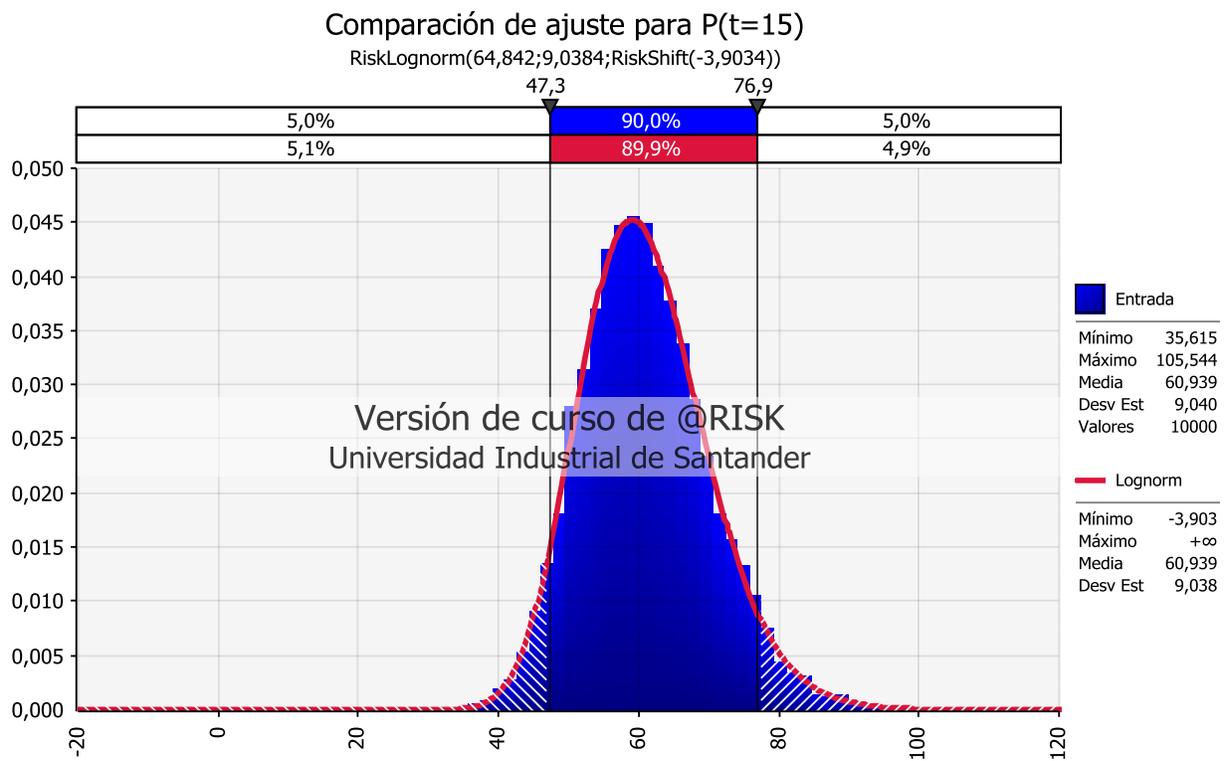


Figura 13. Distribución de probabilidad de la proyección referencia Brent para 15 años

La validez de la proyección de los precios mediante el modelo $ARMA(0,1) + GARCH(1,1)$, se puede verificar contra las proyecciones del mercado. Dichas comparaciones se realizaron tomando el valor de los contratos de futuros que se negocian en CME GROUP, en cuyo caso se verificó que la distribución de probabilidad de los precios, contienen las proyecciones del mercado. Las comparaciones de los datos se encuentran en el apéndice C. Validez de la proyección de precios contra el mercado.

3.1.2 Referencia WTI.

El análisis de la serie de tiempo mensual para la referencia WTI comprendió desde marzo de 1988 hasta diciembre del 2016. En la serie WTI al igual que para la referencia Brent, se pueden evidenciar periodos de alta volatilidad originados por situaciones geopolíticas o sociales. El comportamiento de la serie WTI es muy similar al de la referencia Brent, puesto que se encontró nuevamente una serie no estacionaria con comportamientos de heterocedasticidad. De esta manera, en esta parte del documento se muestran los modelos finales identificados para la referencia WTI y se habla acerca de las proyecciones.

Se obtiene un modelo combinado $ARMA + GARCH$, el cual queda definido mediante las ecuaciones de la tabla 6. La modelación de la serie de tiempo se muestra en un archivo de texto (*scripts R*), del apéndice A.

Tabla 6.

Ecuaciones de los modelos identificados para la referencia WTI.

Modelos	Ecuación	Datos
Estructura de media condicional: ARMA (0,1)	$Y_t = \varepsilon_t - 0,1821\varepsilon_{t-1}$	Retornos compuestos continuos del precio del petróleo WTI
Modelo de la varianza condicional: GARCH (1,1)	$\sigma^2(t) = 0.0008346 + 0.1903497a^2_{(t-1)} + 0.7149092\sigma^2_{t-1}$	Residuos del modelo ARMA (0,1) estacionario

Las proyecciones de los precios a partir del modelo definido se llevaron a cabo para 15 años. En el apéndice C, se muestran las validaciones de las proyecciones de la referencia WTI contra el mercado; nuevamente al igual que para la referencia Brent, las proyecciones del mercado están contenidas en las distribuciones de probabilidad de los precios proyectados a partir del modelo mixto previamente definido.

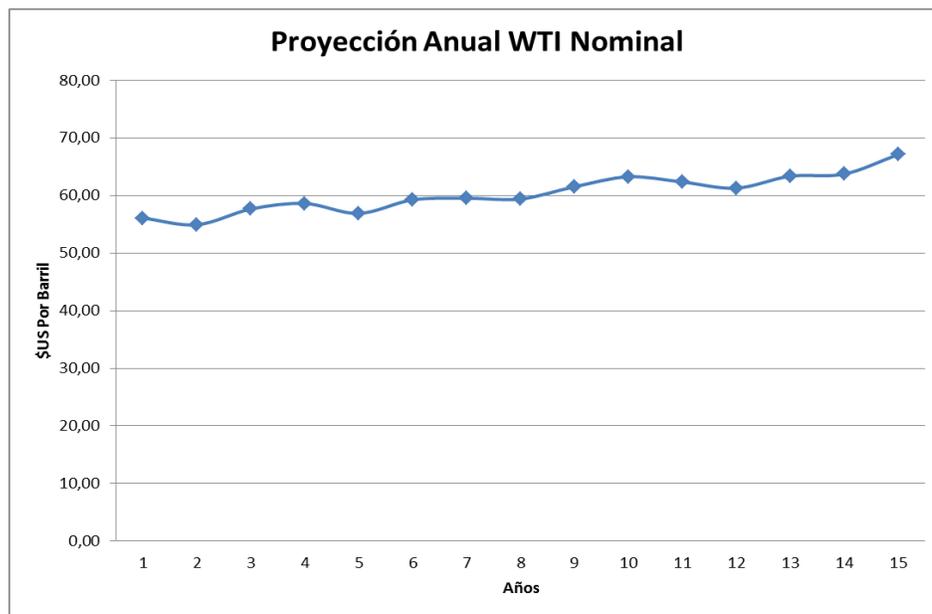


Figura 14. Proyección de precios Referencia WTI

Aunque se muestran proyecciones a partir del análisis de series de tiempo mensuales, se puede seleccionar otra periodicidad para realizar los análisis y las proyecciones, por ejemplo series trimestrales o diarias; en cuyo caso cada proyección se basa en los modelos obtenidos a partir del análisis de los datos históricos.

3.2 Análisis técnico del campo y de la producción esperada

En el desarrollo del modelo se analiza la producción de los procesos de recuperación de petróleo, donde se contempla un proceso de inyección de agua el cual será denominado *caso base* y un proceso de recuperación mediante inyección de químicos COER (Chemical Enhanced Oil Recovera). Los datos de producción para cada proceso son tomados de la investigación realizada por Guerrero (2015). Contando con información sobre la producción acumulada de aceite (bbl), producción instantánea (bpd), presión promedio del yacimiento, así como el factor de recobro y corte de agua; se toma la producción de aceite en barriles por día (bbl/día), de la cual se calcula la producción en barriles por año (bbl/año) para ser incluida en el modelo de simulación en cada caso. Del escenario mencionado se extrae la producción del caso base y la recuperación de un proceso de recuperación mediante inyección de químicos COER como se explica más adelante de forma detallada. La recuperación diaria de petróleo se observa en el apéndice D. Producción diaria de aceite a 0,3 VP inyectados con sensibilidad en la concentración del polímero.

La producción de crudo para cada proceso de inyección fue obtenida mediante simulación en el software STARS de CMG, donde se incluyeron las características técnicas de un campo petrolero colombiano ubicado en el magdalena medio, el cual presentaba

inyección de agua previamente. La duración total de la predicción fue de 20 años y en los primeros cuatro años se inyecta agua en el patrón antes de iniciar el proceso de inyección del polímero, considerando la inyección de químicos después del tiempo de ruptura del agua o tiempo en el cual el agua alcanza los pozos productores. La recuperación de aceite se produce al inyectar en el yacimiento un fluido con una viscosidad mayor que la del agua a través de pozos inyectores, lo que incrementa la presión del yacimiento y provoca el empuje del aceite por los pozos productores.

Los análisis para el proceso de inyección se llevaron a cabo en un patrón de cinco puntos invertido (cuatro pozos productores y un pozo inyector), el cual es representativo del campo petrolero y se definió como patrón 1. La representación del patrón se observa en la figura 15.

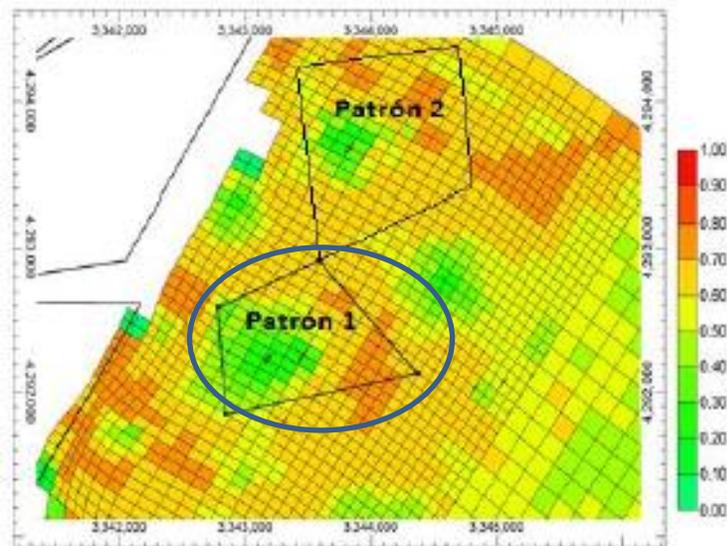


Figura 15: Campo petrolero Colombiano

Guerrero Pabón, C. M. (2015). *Evaluación de un proceso de inyección de surfactante – polímero a partir del dimensionamiento de sus concentraciones y volúmenes de bache*. Universidad Industrial de Santander.

El análisis de permeabilidad relativa permite clasificar el terreno como mojado por agua, lo que favorece el desplazamiento del petróleo por el agua. Dicha condición es adecuada, pues al inyectar polímero o surfactante el proceso se puede considerar como una inyección de agua mejorada. El patrón 1 fue seleccionado estratégicamente considerando su ubicación aproximadamente central y también el hecho de que se encuentra alejado de la falla principal del campo. La tabla 6 describe las propiedades del campo petrolero.

Tabla 7.

Propiedades de un campo petrolero colombiano

CAMPO COLOMBIANO	
Espesor neto (ft)	420
Profundidad (ft)	7300
Temperatura del yacimiento (F)	138
Presión inicial del yacimiento (psi)	3250
Litología	Arenisca arcillosa
Ambiente deposicional	Fluvial
Método de producción actual	Acuífero, expansión de gas en solución, segregación gravitacional
Características de los fluidos	
Viscosidad del aceite (cp)	20
Gravedad API del crudo (Grados API)	21
Saturación inicial de aceite (%)	57
Saturación actual de aceite (%)	51
Saturación inicial de agua (%)	30-35
Saturación actual de agua (%)	33
Factor volumétrico del aceite inicial (RB/STB)	1,12
Bo Actual (RB/STB)	1,08
Características de Roca	
Permeabilidad (mD)	105
Porosidad (%)	20

Nota : Adaptado de Guerrero Pabón, C. M. (2015). *Evaluación de un proceso de inyección de surfactante – polímero a partir del dimensionamiento de sus concentraciones y volúmenes de bache*. Universidad Industrial de Santander.

3.2.1 Análisis de la producción para el caso base de inyección de agua. La recuperación mediante inyección de agua es uno de los procesos más conocidos y aplicados a nivel mundial, sin embargo es un método que tiene una eficiencia limitada para desplazar el petróleo (Maya et al., 2015). Siendo una de las técnicas más aplicadas de IOR (Improved Oil Recovera), para incrementar la recuperación; se puede definir como la inyección de agua constante dentro de la reserva a través de uno o más pozos inyectores, cuyo objetivo es mantener la presión y desplazar el petróleo residual (Munoz & Rivadeneira, 2016).

El proyecto de inyección de agua contiene opciones embebidas que son posibles de analizar bajo la metodología de las opciones reales; algunas de ellas son la opción de extender la producción, la opción de contraer la producción y la opción de abandonar el proyecto. La opción de extender la producción, puede ser posible si los precios son favorables y las condiciones de la parte técnica son viables; sin embargo dependiendo del comportamiento de los precios, ante condiciones económicas no favorables se puede contraer o reducir la producción. De otra parte si las condiciones de los precios son desfavorables, se puede incluso contemplar la opción de abandonar el proyecto, lo cual se puede darse ante situaciones donde el VPN sea negativo.

Para el caso base, la producción está en etapa de declinación, pues se trata de un campo maduro que viene con un proceso de inyección de agua desde hace algunos años y ya se alcanzó la ruptura. Para la fecha del análisis del proceso de inyección de químicos, la recuperación del crudo es relativamente baja por lo que se puede analizar la posibilidad de

aplicar técnicas de recobro mejorado como los procesos químicos CEOR para incrementar el factor de recobro y por lo tanto la producción.

Dentro del análisis de la producción en el proceso de inyección de agua, uno de los factores relevantes y que merece gran importancia, es el análisis del corte de agua. Para el presente caso se podría considerar un corte de agua en promedio cercano al 90% según Guerrero (2015), esto significa que del total de la producción, al menos el 90% sería agua de producción, la cual requiere un tratamiento especial que encarece los costos de operación y podría en un determinado momento poner en riesgo la viabilidad financiera del proyecto.

Mediante un análisis de la producción obtenida y considerando un corte de agua del 90%, se podría analizar la cantidad de barriles a tratar de acuerdo a la tabla del apéndice E. Análisis del corte de agua en la producción.

Del apéndice se observa que con un corte de agua del 90% y un costo por tratamiento estimado de (USD0,5/barril de agua) según Bríñez Galvis (2011), este costo es medianamente representativo y se puede cargar de forma directa a los costos de operación, es decir, representa USD 0,5 adicionales a cargar a los OPEX en el flujo de caja para el caso base. Se toma este valor estimado, puesto que el objeto de la presente investigación es ilustrar un modelo de opciones reales donde se ha acudido a revisión de literatura para poder referenciar los costos de algunas variables. El valor total de los OPEX asignado para el caso base se menciona más adelante.

Para el caso base o proceso de inyección de agua se considera el análisis financiero donde la producción de petróleo se obtiene inyectando agua en el yacimiento. Los datos de producción (bbl/año) en función del tiempo se aprecian en la siguiente figura.

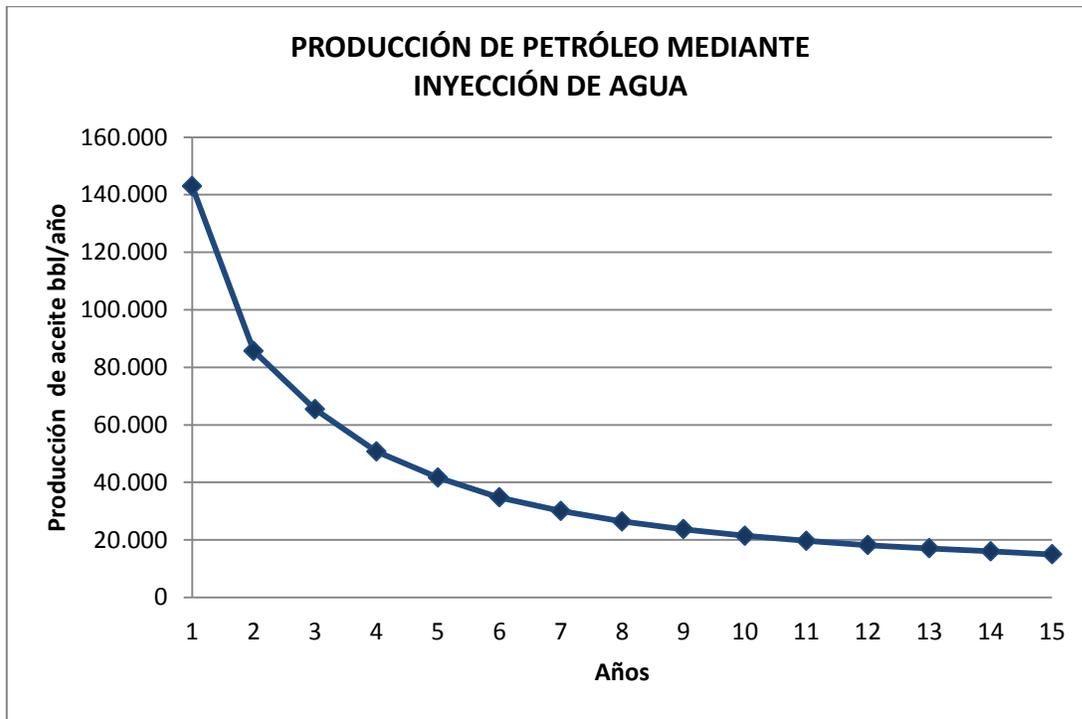


Figura 16. Producción de crudo mediante inyección de agua

Fuente: Adaptado de Guerrero Pabón, C. M. (2015). *Evaluación de un proceso de inyección de surfactante – polímero a partir del dimensionamiento de sus concentraciones y volúmenes de bache*. Universidad Industrial de Santander.

Bajo el concepto de las opciones reales se va a evaluar el comportamiento financiero de la curva básica de producción. A manera de ilustración se contempla como fecha de inicio de la valoración del proyecto el año 1. En el primer año la producción es de 142'941,4 barriles, sin embargo, debido a la tasa de declinación 15 años después la producción llega a ser de 14.443 barriles por año. En el presente escenario la recuperación con inyección de agua (*caso base*) viene en declinación y tiene un factor de recobro del 22%.

Respecto de la simulación para el caso base de inyección de agua, se asigna una *distribución uniforme* a los datos de producción en cada año, puesto que esta distribución

mueve la producción entre diferentes rangos y captura elementos inciertos generadores de incertidumbre. En el apéndice F se presenta el flujo de caja y la producción para cada uno de los años.

3.3 Estimación de CAPEX, OPEX y otras variables para el caso base de inyección de agua

Análisis de los CAPEX: Las inversiones de capital - Capex en los proyectos petroleros se relacionan con las inversiones en bienes de capital que realiza la compañía, incluidas las inversiones para su reposición; los cuales son necesarios para mantener la operación del campo. Teniendo en cuenta que el campo viene con un proceso de recuperación mediante inyección de agua, los Capex se pueden cargar al proyecto como un valor variable por año; el cual se asume como un 5% del valor de los ingresos y va disminuyendo en cada año, puesto que está relacionado con la producción la cual viene en declinación como se mencionó anteriormente.

Análisis de los OPEX: El valor de los Opex para el caso base se asigna por revisión de literatura. Se analiza el valor incremental de los costos de operación cuando se pasa de un proceso de recuperación mediante inyección de agua a un proceso CEOR; al respecto se toman valores de referencia de investigaciones similares para proyectos pilotos de procesos CEOR en campos colombianos. El valor de los costos incrementales puede oscilar entre 6 y 8 dólares por barril (G. Maya et al., 2015). Dado lo anterior y definidos los Opex para la recuperación mediante inyección de químicos como un valor promedio de \$US17/barril según Guerrero, (2015) y descontando \$US6/barril de los Opex incrementales mencionados

por G. Maya et al, se asume un valor de \$US 12/barril para los Opex del caso base. De esta manera, aun cuando el valor de la diferencia puede ser menor, se toman \$US 12/barril siendo más conservadores.

Considerando que el valor de los Opex puede ser incierto debido a la variación de los precios de algunos costos de operación lo cual genera incertidumbre, se asigna una función de distribución de probabilidad tipo Pert, en el proceso de simulación. Se establece como un valor mínimo de Opex \$US 10/barril y como un valor máximo \$US 14/barril, siendo \$US 12/barril el valor más probable. Este valor se determinó como un valor estimado como se observó anteriormente, ya que debido a la confidencialidad de la información del sector hidrocarburos para el caso colombiano, se hace necesario hacer algunos supuestos.

Sin embargo algunos de los OPEX que podrían ser considerados para el caso base están relacionados con los costos por pozos como son servicio y mantenimiento, materiales y suministro, monitoreo, así como los costos de producción de crudo y tratamiento, costos de energía eléctrica, de producción del agua, costos administrativos por mano de obra y costos de tratamiento de la inyección. De igual forma en el numeral anterior se mencionó que en este rubro se incluye el costo por tratamiento de las aguas de producción, en cuyo caso se asume que el valor más probable de \$US 12/barril asignado a la distribución pert de los opex, ya contemplan este rubro.

Otros elementos de la simulación para el caso base: las regalías como una contraprestación económica a favor del estado por la explotación del petróleo, están definidas de acuerdo a la ley 756 de 2002. Para el proyecto que se está analizando, las regalías corresponden a un 8%. Este valor porcentual se descuenta de la producción

incremental barriles/año en el flujo de caja libre. Respecto de las depreciaciones no se consideran bienes depreciables, puesto que se trata de un campo maduro que viene con un proceso de inyección de agua de años anteriores y donde se asume que las inversiones de capital se encuentran pagas. El valor de los impuestos se puede asumir como un 35% de acuerdo a la normatividad vigente.

3.4 Construcción del Flujo de caja libre (DCF)

Las variables mencionadas anteriormente son entradas para la construcción del flujo de caja libre, el cual constituye la base para el cálculo de las variables financieras. La generación de las variables se lleva a cabo mediante simulación de Montecarlo y considera la proyección del precio del petróleo (activo subyacente), la tasa de descuento de los flujos de caja, así como variables adicionales de la parte técnica como la producción de petróleo, los CAPEX y OPEX entre otros.

Respecto de la proyección de los precios es necesario realizar una deducción o ajuste por calidad; dicho valor se halla de la comparación del API y porcentaje de azufre con valores de referencia de las compañías petroleras. Seguidamente se hace un descuento por el transporte del crudo de acuerdo a las tarifas definidas por el ministerio de minas. El valor del ajuste por calidad y transporte, se descuenta de las proyecciones realizadas para cada referencia, cuyo precio ajustado se toma para el cálculo de los ingresos. En total se descuenta \$US 5,44 para cada proyección. Se toma dicho valor según datos de la oficina de Campo Escuela Colorado (Quiroga Pineda, 2015).

La tabla 8 presenta el modelo del flujo de caja libre de la simulación.

Tabla 8.

Modelo de flujo de caja libre

Producción (barriles por año, bbl/año)
-Regalías (8%)
= Producción neta
Precio BRENT (USD)
Precio Ajustado a Descuentos Calidad y Transporte
Flujos de inversión
Ingresos= (Producción neta*precio ajustado)
Opex totales (USD)
EBITDA (Ingresos – Opex)
-Depreciaciones y amortizaciones
=EBIT
-Impuestos (35%)
=NOPAT
Capex
DCF=(Depreciación+NOPAT-Capex)

El flujo de caja para el caso base se encuentra en el apéndice E. Flujo de caja libre DCF para el caso base. El análisis de las variables financieras generadas a partir del flujo de caja se menciona en el siguiente numeral.

3.5 Valoración del proyecto de inversión para el proceso de inyección de agua - caso base

El caso base de inyección de agua se puede analizar mediante algunas variables financieras como el valor presente neto VPN y sus variables independientes. El VPN se obtiene a partir del modelo del flujo de caja libre que se especificó en la tabla 8, el cual se encuentra

relacionado en el apéndice F. Flujo de caja libre DCF para el caso base. A continuación se muestran los resultados de la simulación para cada variable del caso base.

- **Valor Presente Neto del caso base**

La simulación de Montecarlo con 10.000 iteraciones muestra que para el caso base se obtiene un VPN promedio de \$US 9.953.732,65 como se muestra en la figura 18. Se puede afirmar con el 90% de probabilidad que el VPN puede oscilar entre 6.314.972,54 y 13.995.519,54 millones de dólares.

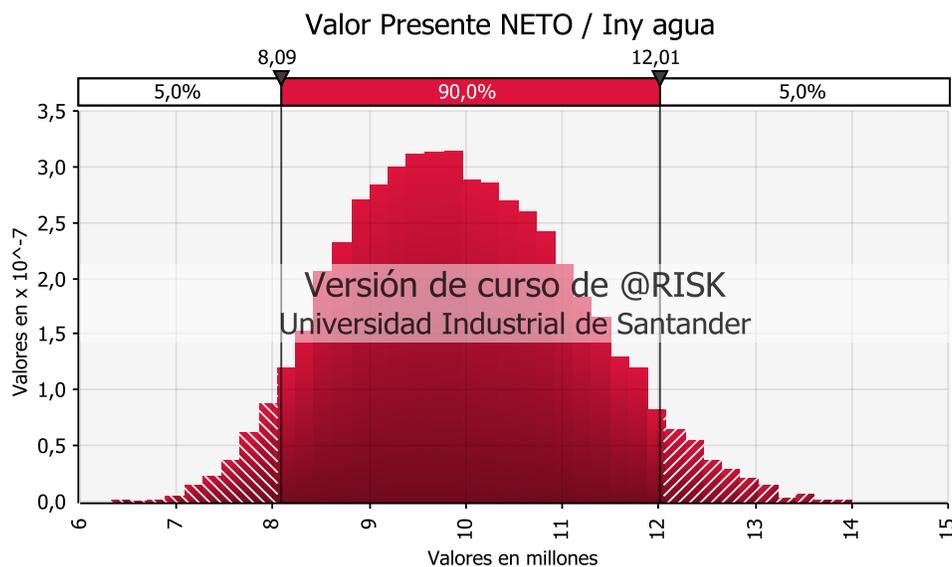


Figura 17. Valor presente neto para el caso base de inyección de agua

El análisis de sensibilidad se puede llevar a cabo a través del diagrama de tornado, el cual busca identificar los parámetros que más influyen sobre los valores del VPN; la figura 19 muestra el comportamiento de las variables más relevantes.

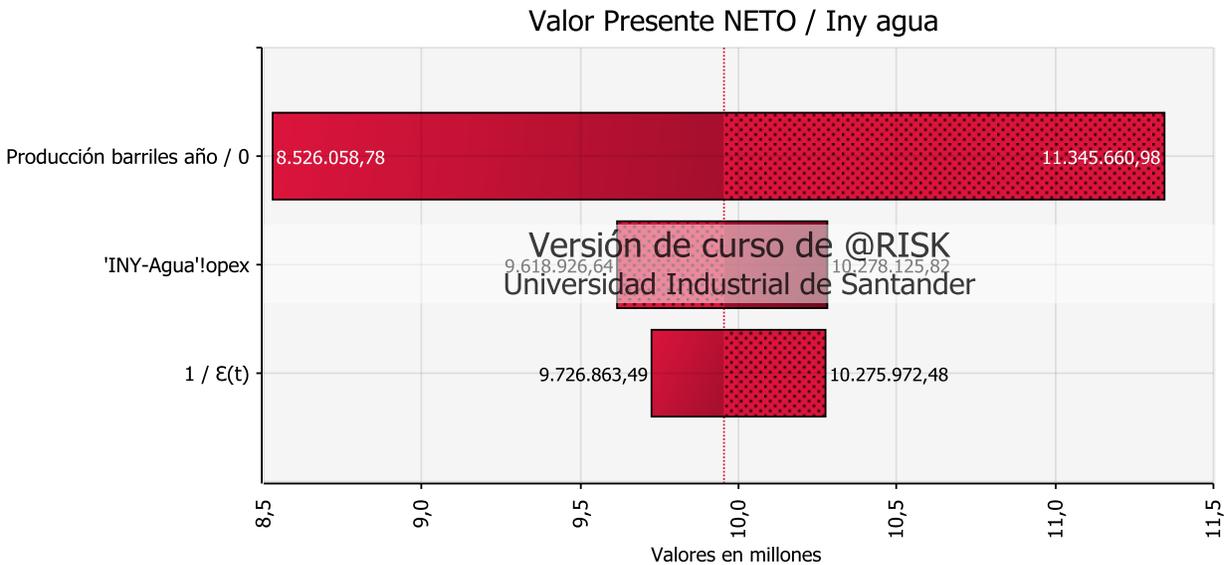


Figura 18. Grafica de Tornado y variables de mayor incidencia sobre el VPN para el caso de inyección de agua

Las variables de mayor incidencia para el proyecto son la producción, los Opex y el precio del petróleo. La incidencia de la producción sobre el VPN tiene que ver con la incertidumbre técnica que contienen los procesos de recobro, de esta manera en el proceso de simulación se asignó una distribución uniforme que pudiera capturar esos elementos generadores de variabilidad. En el siguiente orden de influencia se encuentran los Opex, ya que las condiciones del mercado pueden generar mayor variación en algunos rubros de ésta categoría como son la mano de obra, los mantenimientos, el valor de los materiales y en general los costos de levantamiento o lifting cost, ya que éstos son muy fluctuantes en relación con el cambio de los precios del petróleo en el mercado. Respecto del precio el análisis de volatilidad incluye un componente $\{\epsilon t\}$ el cual representa una secuencia de variables aleatorias independientes e idénticamente distribuidas que tiene una gran influencia sobre el VPN del caso base. La incidencia del precio sobre el VPN,

tiene que ver con el hecho las variaciones que sufren los precios, ya sea debido a incrementos o caídas repentinos como consecuencia de situaciones políticas o económicas.

Lo anterior se confirma en la gráfica de coeficientes de correlación según la figura 20, donde la producción tiene correlación positiva, con valores superiores a 0,5. Con la variable de los Opex se presenta una situación contraria, la cual tiene una correlación negativa y respecto del precio se observa una correlación no muy fuerte, ya que su valor está bastante lejos de 1.

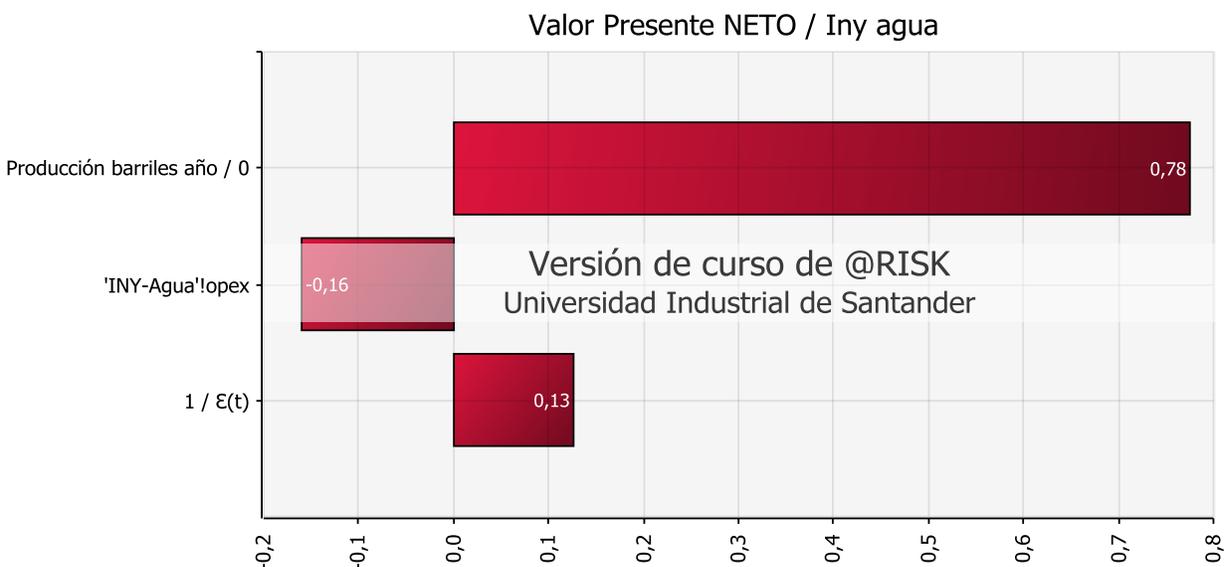


Figura 19. Correlación de variables para el VPN del proceso de Inyección de Agua

- **Análisis de resultados para el caso base de inyección de agua**

Dentro del análisis de resultados resalta el hecho de que la valoración del proyecto es rentable incluso en la etapa de declinación de la producción, ya que se está valorando un piloto para un campo que viene con inyección de agua desde hace algunos años. Análisis adicionales, incrementando el valor de los Opex hasta \$US25/barril, permitieron evidenciar que incluso bajo

estas condiciones el proyecto sigue siendo rentable; ya que se entrega un VPN de \$US 6.502.656,36 de acuerdo a la figura 21.

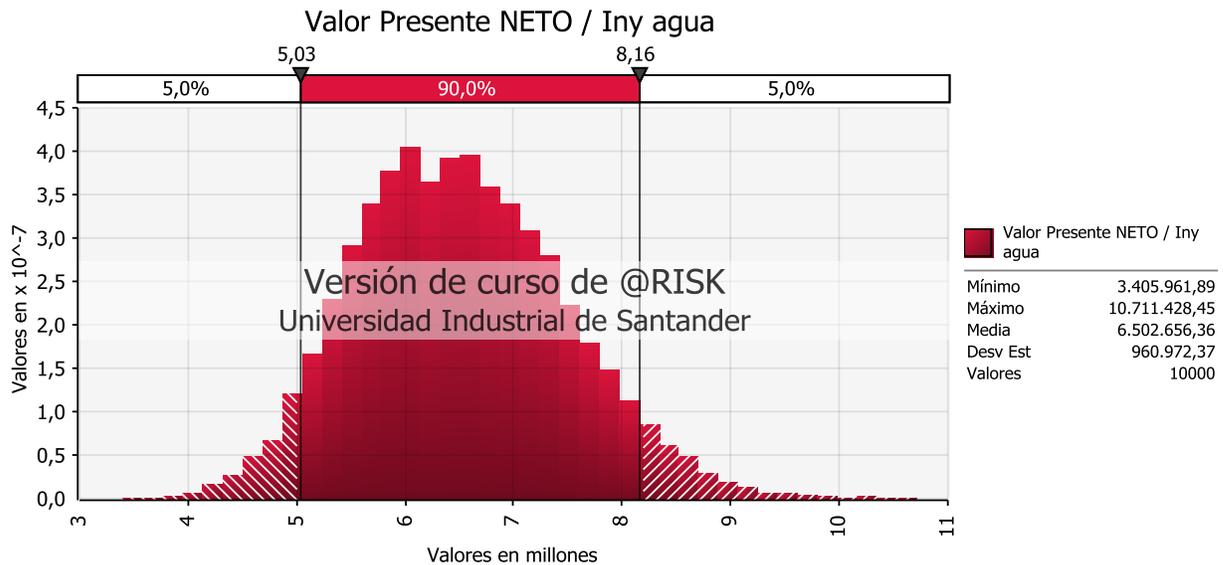


Figura 20. VPN variando los Opex del proceso de Inyección de Agua

Lo mencionado anteriormente, tiene que ver con el hecho de que los Opex no tienen gran influencia sobre el VPN, de acuerdo a la gráfica de Tornado de la figura 19; donde se observa que éstos hacen variar el VPN en rangos muy cercanos a su valor medio, de hecho es la segunda variable que tiene incidencia.

Desde el punto de vista de las opciones reales se puede considerar continuar con la producción, puesto que el proyecto es rentable. Sin embargo teniendo en cuenta que no se consideraron inversiones de capital (CAPEX), puesto que se trata de un campo maduro que viene con inyección de agua, la adición de dichos costos como un caso ilustrativo podría ocasionar menores ingresos para el proyecto.

En términos generales se considera un proyecto económicamente atractivo; está rentando a la tasa definida para el costo de capital del 11,1%. Comparaciones adicionales contra la TIR no vienen al caso, ya que por su propio concepto, esta representa la tasa que iguala en el tiempo los ingresos y los egresos; sin embargo cabe recordar que por tratarse de un campo maduro no se consideraron CAPEX como una inversión inicial. Dentro del análisis de opciones, de acuerdo a los resultados obtenidos, optar por una opción de abandono del proyecto no es adecuado en el momento, porque incluso en la etapa de declinación de la producción, se observa que el proyecto es rentable, asimismo no se tienen probabilidades de obtener pérdidas, ya que todos los valores del VPN fueron positivos.

Bajo este análisis puede ser viable continuar con la inyección de agua; sin embargo se podría contemplar la posibilidad de incrementar las reservas, lo que bajo la metodología de las opciones reales se puede concebir como una *opción de expansión*. La opción de expansión se puede contemplar al considerar que el campo petrolero puede estar en condiciones de entregar mayor cantidad de reservas y por tanto mayores niveles de ingresos para la compañía que realiza la explotación del hidrocarburo.

La posible implementación de un proceso de recobro CEOR, debe analizar la viabilidad técnica de llevar a cabo el proceso, la cual se puede dar en cualquier momento del tiempo sobre la curva básica de producción. Una de los indicios que revelan que es necesario iniciar un nuevo método de recobro es la disminución constante de los ingresos del proyecto y la alta producción de agua, en cuyo caso habría que revisar de manera detallada los costos para su tratamiento.

3.6 Análisis de la producción incremental

Los procesos de recuperación de petróleo mediante inyección de químicos, Chemical Enhanced Oil Recovera (CEOR), mejoran la eficiencia en el desplazamiento del crudo e incrementan el factor de recobro aun en etapas iniciales de inyección (G. Maya et al., 2015). Aunque los procesos CEOR tienen significativo potencial para recuperar petróleo, solo una pequeña cantidad de ellos son representativos comercialmente, debido principalmente a la incertidumbre de dichos procesos (Lake, 1989), así como a los costos del químico y a las condiciones del yacimiento y el fluido.

3.6.1 Escenarios de producción en el proceso de recobro mediante inyección de químicos CEOR. El proceso de inyección de químicos CEOR se encuentra relacionada en 4 etapas, dentro de las cuales se llevan a cabo análisis de sensibilidad al variar los químicos y sus concentraciones (Guerrero, 2015).

Caso I: Inyección de un bache de polímero

Caso II: Inyección de un bache de surfactante seguido por otro de polímero

Caso III: Inyección de un bache de polímero seguido por otro de surfactante-polímero SP

Caso IV: Inyección de un bache de surfactante-polímero SP

Los parámetros operacionales de los pozos establecidos fueron una presión de inyección de 5200 psi y un caudal de inyección de 2000 bpd (barriles por día). Para los pozos productores la restricción de la presión en el fondo del pozo BHP (Bottom Hole Pressure) fue de 500 psi; estas restricciones se parametrizaron en el software STARS de CMG.

El análisis de sensibilidad de los escenarios buscó medir el factor de recobro al desplazar diferentes químicos dentro del yacimiento. Al variar el volumen poroso entre el 15, 20 y 30% (máxima inyección de volumen poroso recomendado, dada la viabilidad económica) y en cada

caso cambiando las concentraciones del polímero de acuerdo a 500, 1000 y 1500 ppm se obtienen varios escenarios.

Los datos de producción para el ejemplo ilustrativo del modelo, se toman del Caso I escenario de inyección de polímero, por ser un escenario representativo de la investigación según Guerrero (2015). Para el caso del ejemplo ilustrativo, se inyecta polímero a un volumen poroso (VP) del 30% para una concentración de 1500 partes por millón (ppm). Dentro del escenario también obtiene la producción para concentraciones del polímero de 500 y 1000 ppm, incluido el comportamiento de la recuperación mediante inyección de agua o *caso base*. Se seleccionó éste caso puesto que se trata de mostrar mediante un ejemplo ilustrativo el modelo de opciones reales y el caso mencionado contiene información de la curva básica y la producción por el proceso CEOR.

Básicamente un proceso de inyección de polímero se caracteriza por inyectar primero un bache de agua, luego tres baches de polímero a diferentes concentraciones y por ultimo inyección continua de agua.

La recuperación diaria de petróleo se observa en el apéndice D como se había mencionado.

Para el ejemplo ilustrativo del cálculo de la opción real, se toma la recuperación mediante inyección de polímero en barriles por año (bbl/año) como se observa en la figura 20.

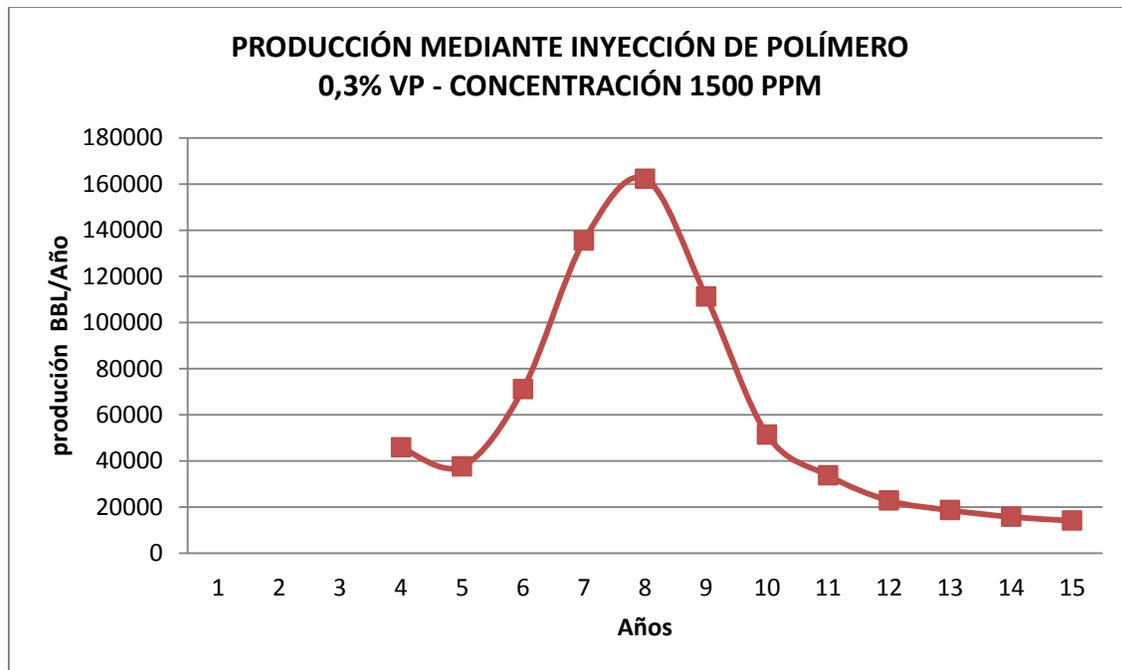


Figura 21. Producción de crudo mediante inyección de Polímero – Proceso CEOR

Nota: Adaptado de Guerrero Pabón, C. M. (2015). *Evaluación de un proceso de inyección de surfactante – polímero a partir del dimensionamiento de sus concentraciones y volúmenes de bache*. Universidad Industrial de Santander.

La inyección del polímero inicia a partir del año 4, fecha en la cual la recuperación de petróleo mediante inyección de agua viene en declinación. Durante los primeros 2 años se inyecta polímero y a partir del segundo año se aprecian incrementales en la producción de crudo. La producción alcanza un pico de 162'279 bbl/año y once años después la producción decae a los mismos niveles de la recuperación mediante inyección de agua. Consideraciones adicionales de la parte técnica en cuanto al proceso de inyección de polímero no están dentro del alcance de la presente investigación.

Tal como se mencionó, el presente proceso se puede analizar como una opción de *expansión*; la cual puede llevarse a cabo si los resultados de la valoración financiera son positivos.

En la simulación se asigna una distribución de probabilidad *uniforme* para la producción en cada año; esta distribución mueve la producción entre diferentes rangos y captura elementos volátiles que hacen sensibles los niveles de producción.

3.7 Estimación incremental de CAPEX, OPEX y otras variables en el proceso CEOR

Análisis de los CAPEX: Algunas investigaciones sobre recuperación de petróleo mediante procesos CEOR incluyen costos de las facilidades, costos de laboratorio y diseño y algunos costos incrementales de operación; dichos costos son generalmente asumidos al inicio del proceso de inyección (A. M. Alkhatib & King, 2014). Sin embargo la asignación de los CAPEX, depende de la etapa donde se inicia la recuperación, por lo tanto se puede dar el caso donde no se incluyen costos de capital en el modelo económico, ya que los equipos existentes para la inyección de agua pueden ser usados y adaptados para la inyección de polímeros a un costo insignificante, ya que dichas facilidades se pagaron en el proceso de inyección de agua (A. Alkhatib, Babaei, & King, 2013). Específicamente en el caso del proyecto piloto donde los costos de las facilidades no se cargan como CAPEX, sí se requiere un equipo para preparación de los químicos donde se haga el seguimiento a las propiedades.

En la presente investigación para el proceso de inyección de polímeros, se consideran algunos costos que se ejercen al inicio de la producción y durante un corto lapso de tiempo como el costo total de las pruebas de laboratorio. Otros costos como las pruebas de calidad QA-QC para la inyección del polímero, se asignan como un valor fijo para cada uno de los años en que se evalúa el proceso CEOR, también se cargó una inversión inicial de \$US 3.000.000 contemplando la necesidad de la compra de equipos como se mencionó previamente.

OPEX: En la presente investigación los OPEX se asignan de forma variable y proporcional a la producción de petróleo. Un valor estimado para los Opex de acuerdo a la consulta en bases de datos sugiere USD17/Barril (Guerrero, 2015). Siendo los Opex uno de las variables que tienen gran incertidumbre debido al cambio en algunos costos de operación, se asigna una distribución de probabilidad tipo *Pert*, la cual hace iterar los costos en el proceso de simulación. Algunos elementos como el costo del polímero y su operación fueron considerados Opex en el presente caso. Otros Opex a considerar en este mismo rubro son los relacionados con el mantenimiento del equipo de almacenamiento, el de las bombas de inyección, el de los laboratorios y el costo de personal; asimismo, se pueden incluir otros como el costo de tratamiento los pozos de inyección y producción, tratamiento del agua antes de ser inyectada y el tratamiento de los afluentes entre ellos el agua, el gas y el petróleo.

Se menciona que el valor asignado a los Opex para el proceso CEOR, se tomó como un valor obtenido de la revisión de la literatura, ya que en la tesis de referencia según Guerrero (2015), no se encontraron las especificaciones de los rubros que componen los Opex en el proyecto piloto.

Depreciaciones: Para el proyecto en evaluación no se considera ningún bien depreciable, ya que los equipos y maquinaria utilizados son alquilados y los bienes inmuebles no son considerados CAPEX del proyecto según Guerrero (2015), puesto que se trata de un campo maduro que viene con un proceso de recuperación mediante inyección de agua de años anteriores. Otros elementos de la simulación para la inyección de polímero, son las regalías las cuales al igual que para el caso base, se descuentan a un 8%. El valor de los impuestos corresponde al 35%.

3.8 Construcción del flujo de caja incremental

El flujo de caja incremental toma valores de las variables mencionadas en los numerales 3.6 y 3.7 como son los datos de la producción, la tasa de descuento de los flujos de caja, los Capex, los Opex, así como también la proyección del precio del petróleo y sus respectivas deducciones por calidad y transporte. Respecto de las deducciones del precio, estos descuentos se aplican de las proyecciones que fueron realizadas para el cálculo del flujo de caja y que se muestran en el apéndice G. En cuanto a los datos de la producción, estos fueron tomados anuales de acuerdo a la figura 22., Producción de crudo mediante inyección de Polímero – Proceso CEOR.

Dentro del análisis de la producción, en el proceso de inyección de polímeros nuevamente se considera el corte de agua del proceso, el cual representa una disminución de aproximadamente el 37% comparado con el caso base; de esta manera y como se mencionó para el caso base, éste valor se asume como un costo de operación; ya que no se muestra de manera explícita, se asume que está contenido dentro del valor fijado en USD17/Barril por Guerrero (2015).

El flujo de caja para el caso de inyección de químicos se menciona en el apéndice G. Flujo de caja libre DCF para el proceso de inyección de químicos CEOR. El análisis de las variables financieras generadas a partir del flujo de caja se menciona en el siguiente numeral, las cuales son generadas mediante simulación de Montecarlo.

3.9 Estimación del valor de la opción de recobro mediante simulación

La aplicación de un proceso de recobro se considera como un valor flexible a incluir dentro de la valoración total del campo. Dicha flexibilidad hace referencia a tomar la opción siempre y

cuando agregue valor para la compañía y los accionistas, de lo contrario la opción de recobro CEOR no se lleva a cabo.

3.9.1 Variables financieras de salida de la Inyección de Polímero La estimación del valor de la opción mediante simulación requiere análisis de variables como el Valor presente neto VPN del proceso de recuperación.

- **Valor Presente Neto para la inyección del polímero:** el apéndice G especifica la información detallada del flujo de caja para el presente caso, el cual permite determinar el VPN del proceso CEOR mediante simulación. Se obtiene un VPN promedio de \$US 705.066,92 como se aprecia en la figura 23. El VPN alcanza un valor máximo de \$US 5.589.722,79 y en el 26,5% de los casos toma valores negativos.

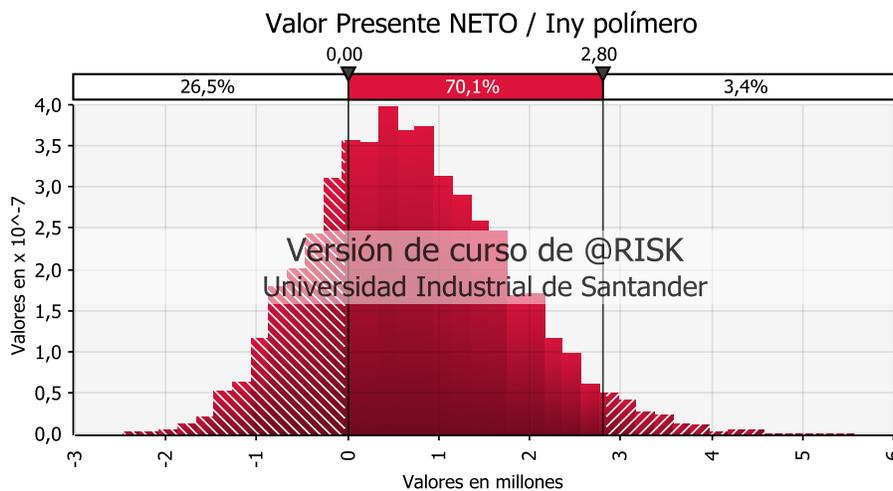


Figura 22. Valor presente neto de la inyección de polímero.

Dentro de las variables que más influyen sobre el proyecto se encuentra la producción en barriles/año, el precio mediante la variable $\{t\}$ (secuencia de variables aleatorias independientes

e idénticamente distribuidas), la cual oscila de manera constante durante la simulación y finalmente los opex. El comportamiento de dichas variables se observa en la figura 24.

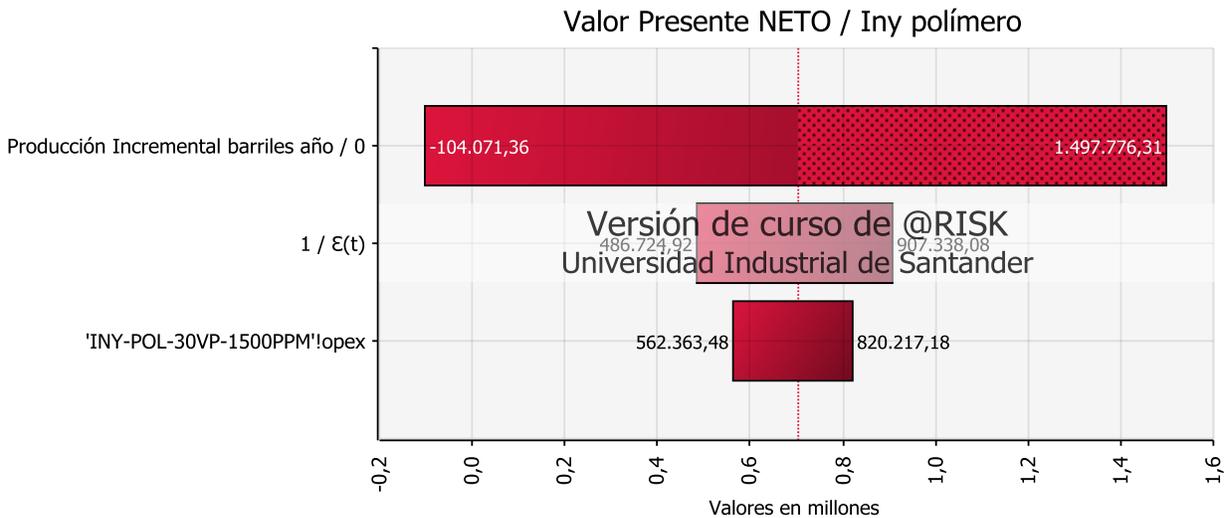


Figura 23. Variables de mayor incidencia sobre el VPN para el caso de inyección de polímero

En cuanto a los análisis de las variables, la producción incremental tiene asignada una distribución uniforme, el precio una secuencia de variables aleatorias y los opex una distribución pert; estos distribuciones asignados a los campos de las celdas ocasionan las mayores variaciones durante la simulación, lo cual se evidencia en los resultados obtenidos. De esta manera los cambios en la producción y el precio impactan de manera importante el VPN del proceso CEOR.

3.9.2 Valor de la opción de recobro Llevar a cabo la opción de recobro mediante el proceso de inyección de químicos CEOR en el año 4, le representa a la compañía un valor de \$U840.339,64 adicionales, incluso la compañía podría obtener un valor máximo de \$ 5.409.688,17; respecto del valor mínimo a obtener de cero, se menciona que no sería viable

llevar a cabo la opción, porque el valor adicional obtenido no es representativo. La figura 25 representa la distribución de la opción.

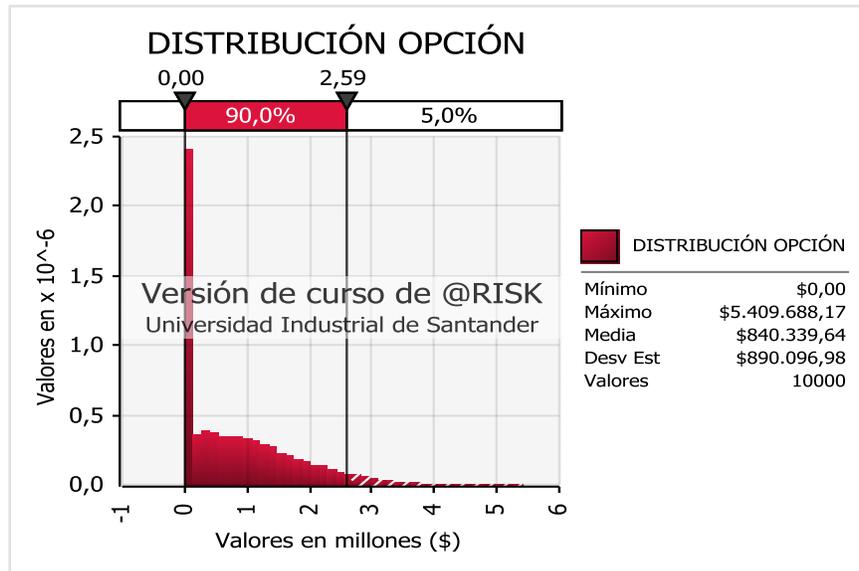


Figura 24. Distribución de la opción en Inyección de Químicos CEOR

Otras variables adicionales como la tasa interna de retorno TIR, arroja un valor de 13,908%, con un 90% de probabilidad. Dicho resultado es positivo ya que indica que el proyecto renta a una tasa superior al costo de capital del 11%. Sin embargo también se aprecian algunos resultados negativos para la TIR de acuerdo a la figura 26.

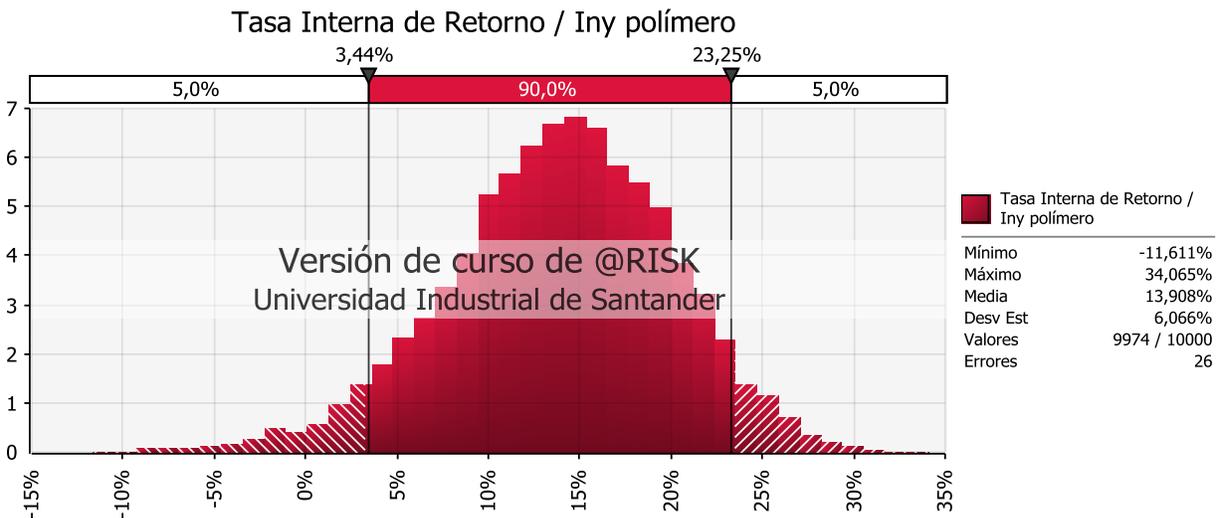


Figura 25. Tasa Interna de Retorno TIR para el proceso CEOR

Las variables que más influyen sobre la TIR son nuevamente la producción de petróleo y la variable aleatoria $\{\epsilon\}$ de la varianza del precio. De igual manera se encuentran coeficientes de correlación superiores a 0,5, para la variable del precio y producción, lo que corrobora que éstas son las variables más influyentes sobre la TIR.

- **Análisis de resultados para el proceso de recuperación mediante inyección de Polímero**

El llevar a cabo la opción del recobro en el año 4 se aprecia como una opción rentable, ya agrega valor a la compañía. Asimismo la tasa a la cual renta el proyecto, es muy superior a la tasa de descuento o costo de capital, que para el presente caso corresponde a un 11,1%, lo anterior evidencia que el proyecto genera valor para los accionistas.

Mediante el análisis de opciones reales resulta viable financieramente llevar a cabo la opción de expansión mediante inyección de químicos en el cuarto año. Sin embargo se requiere valorar el campo en el año 1, para lo cual dicho valor se debe llevar a presente, ya que el ejemplo de

ilustración, pretende evaluar los dos procesos de inyección llevados a cabo, los cuales se deben evaluar en la misma fecha. La valoración del campo incluye dicho valor llevado a valor presente.

En la analogía entre las opciones reales con las opciones financieras, el proceso de recobro CEOR, se puede clasificar como una *opción de expansión*. Dentro de las opciones financieras equivale a una opción *call americana*, la cual representa una opción de compra sobre el activo subyacente y se puede ejercer antes del vencimiento. El planteamiento de la analogía entre las opciones financieras y reales para el caso de inyección de polímero, se describe en el apéndice H: Analogía entre opciones financieras y reales para el proceso de inyección de polímeros CEOR.

3.10 Valor del campo petrolero a partir del proyecto piloto contemplando los procesos de inyección (Referencia de precios Brent)

La valoración del campo contempla un proceso de inyección de agua en algún punto donde la curva básica de producción viene en declinación, puesto que se trata de un campo maduro que viene con recuperación mediante este proceso durante varios años. Se mantiene la recuperación por dicha metodología durante 4 años. A partir del cuarto año se inyecta una solución de polímero al yacimiento considerado éste como un recobro químico CEOR.

La valoración económica del campo a manera de ilustración, comprende un periodo 15 años para la recuperación del caso base (Inyección de agua) y 11 años para la recuperación mediante inyección de polímeros. A partir del año 15 la declinación de las dos curvas de producción (inyección de agua y recobro químico) entregan aproximadamente los mismos barriles según la

figura 27. En el caso del proceso de recobro químico el polímero va perdiendo efecto en el empuje del crudo hacia la cara del pozo.

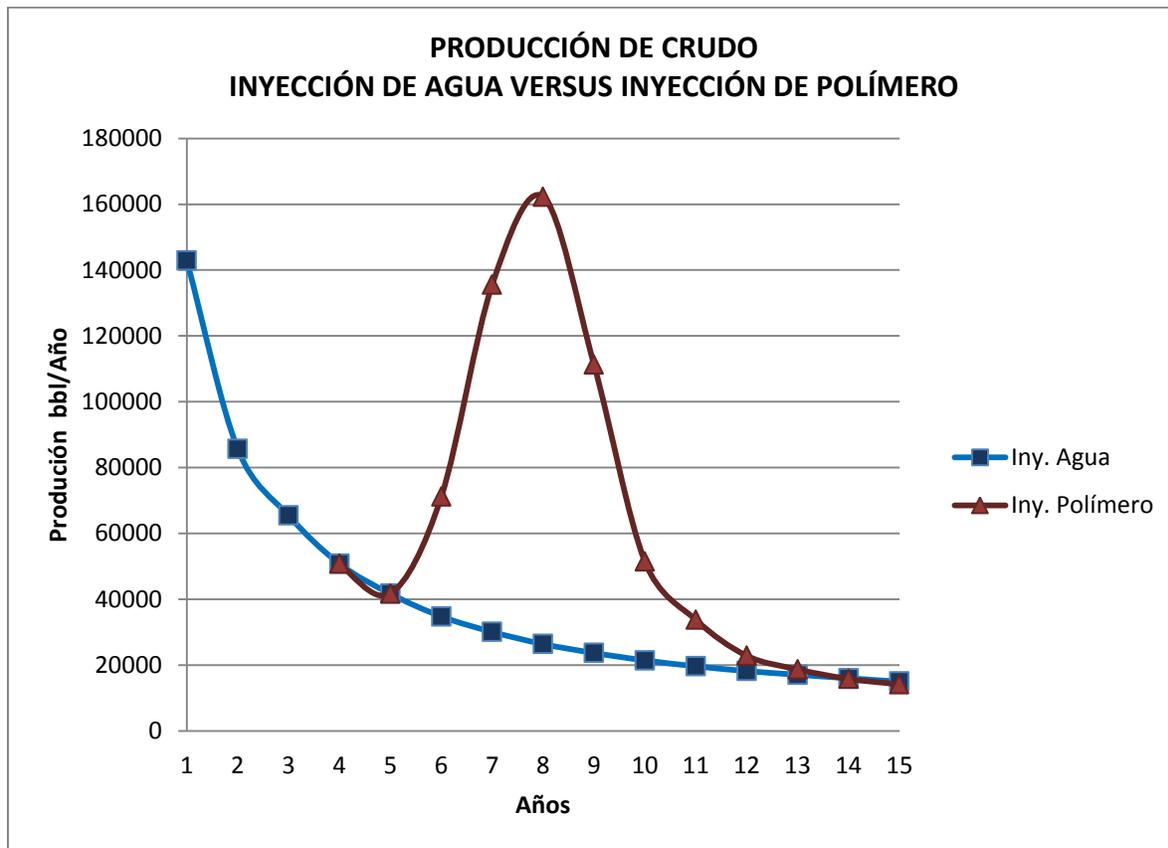


Figura 26. Producción del *caso base* versus inyección de polímero a 0,3 VP para una concentración de 1500 ppm.

La valoración total del campo a partir del piloto se deduce de la siguiente ecuación, la cual contiene el criterio del VPN expandido.

$$VPN_{Del_Campo_Petrolero} = VPN_{Recuperación_Agua} + ValorPresente \{ VPN_{Recobro_Químico} \}$$

La valoración total del campo comprende 15 años donde se involucra el caso base y el valor de la opción, cuyos resultados se obtuvieron previamente.

La valoración del campo de petróleo contemplando el caso base de inyección de agua más la producción incremental por el proceso de inyección de químicos, es uno de los principales aportes de la metodología de las opciones reales. Se puede concebir como el valor monetario que puede cobrar el dueño del campo a un inversionista que decida realizar explotación del campo por un periodo de tiempo de 15 años.

Valor presente neto de la Inyección de agua: El VPN obtenido para el caso base es de \$US 10.476.536,12.

Valor de la opción de la Inyección de polímero: el valor de la inyección de polímero considerando la producción incremental fue de \$U840.339,64. Reemplazando en la ecuación 34 se tiene:

$$VPN_{Del_Campo_Petrolero} = \$US9.953.732,65 + ValorPresente\{\$US840.339,64\}$$

Como se observa, el VPN de la inyección de polímero se debe llevar al valor presente de la fecha de inicio de la valoración del campo en el año 1.

La siguiente ecuación permite llevar valores futuros al valor presente; descontados a una tasa, durante n periodos de tiempo.

$$P = \frac{F}{(1+i)^n}$$

P : Es el valor presente de los ingresos futuros descontados a una tasa durante n periodos.

F : Valor futuro. En el presente caso representa el valor de la opción de inyección de polímero

i : Tasa de descuento a la cual se traen los valores futuros al valor presente. Se maneja la misma tasa de descuento de los flujos de caja, es decir 11,1%.

n : Número de periodos. En el presente caso n es igual a 4, ya que el proceso de inyección del polímero inicia a partir del cuarto año en la ventana de tiempo total de valoración del campo. Reemplazando los valores en la ecuación:

$$P = \frac{\$US840.339,64}{(1+11,1\%)^4} = \$US551.567,4$$

El análisis de resultados para la valoración total del campo en el año 1, corresponde al valor del proceso de inyección de agua más el valor presente de la opción real de la inyección de polímero es decir:

$$VPN_{Total} = \$US9.953.732,65 + \$US551.567,4 = \$US 10.505.300$$

- **Análisis de resultados sobre la valoración del campo a partir del piloto**

La valoración del campo a partir del piloto de inyección, entrega resultados positivos. El presente análisis puede representar el caso en el cual un inversionista decide entregar un campo en concesión para ser explotado durante 15 años. El valor a cobrar al arrendatario del campo se estima en \$US 10.505.300, considerando que en el año 4 se podría iniciar un proceso de recobro químico CEOR el cual entrega ingresos adicionales. A partir del año 15 la finalización de la concesión devolverá el campo a su propietario y este a su vez puede evaluar nuevas oportunidades para continuar con la explotación del campo tras la evaluación de nuevos proyectos pilotos. De no hallarse proyectos pilotos económicamente viables debido a las condiciones de los precios, se puede optar por esperar un tiempo prudente mientras los precios del petróleo evolucionan al alza, lo que permitirá mayores ingresos sobre los proyectos de recuperación. Sin embargo, de no observar mejoras en la evolución de los precios, se debe optar por la opción de abandonar o vender el campo de petróleo.

Como una ilustración de la metodología de las opciones reales, se realizó la valoración del campo a partir del piloto para un tiempo total de 15 años, donde se incluyó el valor de curva base y el valor de la opción de recobro mejorado CEOR. Sin embargo la metodología de las opciones reales permite la valoración de ambos procesos incluso a partir del año 4, o en cualquier punto sobre la línea base de producción, lo que muestra la flexibilidad de la metodología. El modelo también permite valorar opciones sobre procesos de recobro diferentes a la recuperación CEOR.

3.11 Valor del campo petrolero a partir del proyecto piloto contemplando los procesos de inyección (Referencia de precios WTI)

Para el cálculo del valor del campo se utiliza el mismo procedimiento llevado a cabo para la referencia Brent. El flujo de caja se muestra en el apéndice F y G. A partir de la ecuación que se menciona a continuación, se calcula el valor del campo de petróleo.

$$VPN_{Del_Campo_Petrolero} = VPN_{Recuperación_Agua} + ValorPresente \{ VPN_{Recobro_Químico} \}$$

A manera de ilustración, se muestran los resultados finales del proceso de simulación, cuyos métodos de obtención se omiten en el presente apartado del documento, puesto que son similares a los presentados para la referencia Brent.

$$VPN_{Del_Campo_Petrolero} = \$US10.767.501 + ValorPresente \{ \$384.155,71 \}$$

El cálculo para el valor del campo es el siguiente:

$$VPN_{Total} = \$US10.767.501 + \$US252.145,4 = \$US 11.019.646,4$$

De manera comparativa el procedimiento de cálculo del valor del campo es muy similar, los resultados para el valor del campo no se consideran con grandes diferencias, aunque es importante mencionar que para otros investigadores la diferencia en el valor para la referencia Brent y WTI podría ser significativa.

4. Conclusiones

- **Revisión de literatura**

Las valoraciones económico-financieras de los proyectos de inversión, tradicionalmente utilizan el enfoque del flujo de caja descontado con criterios determinísticos del valor presente neto VPN y la tasa interna de retorno TIR. Esta es la metodología prevaleciente a nivel mundial y se refleja igualmente en las técnicas de valoración de proyectos para campos petroleros y para pilotos en Colombia.

El uso de herramientas probabilísticas que involucren factores de incertidumbre para la valoración de las inversiones no es muy frecuente en el sector hidrocarburos o sus aplicaciones no están difundidas en la literatura académica.

De otra parte, el uso de herramientas de análisis más sofisticadas, como las opciones reales, se aprecia como una técnica que emerge en los últimos años en la literatura; particularmente, en

países como Estados Unidos, Canadá y China se encuentran aplicaciones para esta metodología. Esta adopción de nuevas técnicas de valoración se visualiza en publicaciones de investigación basadas en encuestas a corporaciones. Asimismo, para el caso colombiano se aprecia un leve interés por desarrollar esta metodología, ya que en forma comparativa con la tendencia a nivel mundial, la mayoría de estudios al respecto son de carácter teórico.

- **Modelo estocástico que describe el comportamiento de los precios del petróleo**

El análisis de las series de tiempo históricas tanto para la referencia Brent como para la WTI muestran que las series presentan un comportamiento estocástico el cual involucra situaciones de incertidumbre del mercado y elementos aleatorios, ya que las fluctuaciones de los precios, dependen de situaciones geopolíticas y sociales, así como de decisiones por parte de la OPEP, por lo cual se deben incluir en los modelos descriptivos de su comportamiento, diversos componentes estocásticos tanto para parámetros autorregresivos y de promedios móviles como para la fluctuación de la volatilidad. El análisis de las fluctuaciones evidencia comportamientos volátiles que exigen involucrar modelos GARCH para contemplar la heterocedasticidad.

La proyección de los precios a partir de los retornos compuestos entrega buenos resultados, ya que comparando las distribuciones de probabilidad de las proyecciones contra los pronósticos del mercado, para las proyecciones de los modelos Brent y WTI identificados, involucran o contienen los valores de los contratos a futuro que se negocian en el CME GROUP.

- **Modelo de valoración de proyectos en hidrocarburos donde se contempla la implementación de recobro mejorado**

El modelo de valoración de opciones propuesto en la presente investigación, demostró estar en capacidad de identificar las variables generadoras de incertidumbre de los procesos de recobro, ya que de acuerdo a la revisión estas tienen que ver principalmente con los precios y la producción; por lo cual se puede concluir que el modelo es sensible a los cambios en dichas variables.

La valoración de ilustración es relativamente similar al utilizar los modelos de precios obtenidos para las referencias Brent y WTI, presumiblemente debido a que las principales fluctuaciones obedecen a cambios en las condiciones económicas, políticas y sociales que afectan en la misma dirección ambos precios de referencia. A partir de estos resultados se infiere que valorar un proyecto considerando la misma periodicidad en el análisis de las series de tiempo históricas para identificar el modelo de precios, para una u otra referencia del precio del petróleo, no presentan grandes variaciones en el cálculo del valor de las opciones.

De otra parte, la simulación de Montecarlo, incorporada en la metodología de valoración de las opciones reales permite modelar, proyectar y valorar cualquier modelo estocástico del precio del petróleo. Es así como, a diferencia de modelos ampliamente conocidos como el de Black & Scholes que tienen solución analítica pero explican solo movimientos brownianos, el modelo de valoración de opciones que se propone permite incluir múltiples procesos como el movimiento geométrico browniano, el modelo de reversión a la media, el proceso de Poisson y modelos lineales de series de tiempo ARCH o GARCH.

- **Contrastar el modelo propuesto con técnicas tradicionales de valoración de proyectos de inversión.**

El modelo propuesto permite hacer una valoración completa del campo petrolero para dos procesos de recobro, sin embargo los métodos tradicionales como la TIR y el VPN determinísticos, sólo permiten evaluar un proceso de recobro sin contemplar posibilidades adicionales de incremento de los ingresos para los inversionistas. De esta manera la metodología de las opciones al incluir un VPN aditivo, permite en algún momento del tiempo y considerando el comportamiento de la curva de producción, reevaluar las posibilidades de continuar o no con el proyecto de recuperación o incluso permite contemplar la posibilidad de implementar una técnica adicional de recuperación que de un valor agregado al campo en estudio.

- **Proposición**

El modelo propuesto en este trabajo constituye un avance teórico-práctico al reunir diversos conceptos y herramientas técnicas en una metodología holística que permite valorar proyectos de producción con alternativas de recuperación o recobro, generalmente ignoradas en etapas previas, enriqueciendo así la metodología prevaleciente con elementos probabilísticos y de flexibilidad que brindan una valoración más integral.

Respecto a la valoración del proyecto mediante los métodos tradicionales en comparación con las opciones reales, se puede decir que ésta última metodología entrega resultados con mayor información ya que se contempla valorar todo el campo en un cualquier momento del tiempo.

El modelo propuesto incrementa la flexibilidad, dado que la valoración mediante los métodos tradicionales de flujo de caja descontado como el VPN determinístico, genera solo un valor puntual para cada proceso de recuperación y no contemplan la valoración total del campo de petróleo, mientras que bajo el enfoque de las opciones reales, valoradas con simulación se

generan no solo VPNs aditivos sino una amplia gama de valores proyectados que representan la distribución de probabilidad esperada.

En futuros trabajos, se podrá buscar mayor aplicación y validación de la metodología propuesta de valoración para inversiones en exploración y producción, que involucren opciones embebidas para proyectos complejos, en los que existiera por ejemplo procesos de recobro secuenciales con diversas tecnologías en diversos momentos de la etapa productiva de los campos.

Referencias Bibliográficas

- Alkhatib, A., Babaei, M., & King, P. R. (2013). Decision Making Under Uncertainty: Applying the Least-Squares Monte Carlo Method in Surfactant-Flooding Implementation. *SPE Journal*, 18(4), 721–735.
- Alkhatib, A. M., & King, P. R. (2014). The Use of the Least Squares Probabilistic Collocation Method in Decision Making in the Presence of Uncertainty for Chemical EOR Processes. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Andor, G., K., M. S., & Tamas, T. (2015). Capital budgeting practices: a survey of Central and Eastern European firms. *Emerging Markets Review*.
- Antikarov, V., & Copeland, T. (2001). Real options: A practitioner's guide. *New York*.
- Black, F., & Scholes, M. (1973). The pricing of options and corporate liabilities. *Journal of Political Economy*, 81(3), 637–654.
- Bollerslev, T. (1986). Generalized autoregressive conditional heteroskedasticity. *Journal of Econometrics*, 31(3), 307–327.
- Bowerman, B. L., & O'Connell, R. T. (1986). Time series forecasting: unified concepts and computer implementation.
- Brealey, R. A., Myers, S. C., Allen, F., & Mohanty, P. (2012). *Principles of corporate finance*. Tata McGraw-Hill Education.
- Brennan, M. J., & Schwartz, E. S. (1985). Evaluating natural resource investments. *Journal of Business*, 135–157.
- Bríñez Galvis, D. F. (2011). Operación de Campos Petroleros en entornos sostenibles: un

- enfoque en aguas de producción petrolera. Retrieved from <http://ccputumayo.org.co/site/wp-content/uploads/2011/12/OPERACIONES-DE-CAMPOS-PETROLEROS-EN-ENTORNOS-SOSTENIBLES.pdf>
- Chan, H., Haddad, K. M., & Sterk, W. (2001). Capital budgeting practices of Chinese firms. *Unpublished Manuscript*.
- Copeland, T., & Tufano, P. (2004). A real-world way to manage real options. *Harvard Business Review*, 82(3), 90–99.
- Cox, J. C., Ross, S. A., & Rubinstein, M. (1979). Option pricing: A simplified approach. *Journal of Financial Economics*, 7(3), 229–263.
- Cryer, J. D., & Chan, K.-S. (2008). Time Series analysis with Application in R, Iowa City. Springer. Berndt, EK.
- Daunfeldt, S.-O., & Fredrik, H. (2014). What determines the use of capital budgeting methods? Evidence from Swedish listed companies. *Journal of Finance and Economics*, 2(4), 101–112.
- De Ferrer, M. P. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. *Ediciones Astro Data SA, Maracaibo, Venezuela*.
- Dias, M. A. G. (2004). Valuation of exploration and production assets: an overview of real options models. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 44(1–2), 93–114. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.1016/j.petrol.2004.02.008>
- Dias, M. A. G., & Rocha, K. M. C. (1999). Petroleum concessions with extendible options using mean reversion with jumps to model oil prices. In *3rd Real Options Conference* (pp. 1–27).
- Dixit, A. K., & Pindyck, R. S. (1994). *Investment under uncertainty*. Princeton university press.
- Engle, R. F. (1982). Autoregressive conditional heteroscedasticity with estimates of the variance of United Kingdom inflation. *Econometrica: Journal of the Econometric Society*, 987–1007.

- Ghahremani, M., Aghaie, A., & Abedzadeh, M. (2012). Capital Budgeting Technique Selection through Four Decades: With a Great Focus on Real Option. *International Journal of Business and Management*, 7(17). <https://doi.org/10.5539/ijbm.v7n17P98>
- Graham, J., & Campbell, H. (2002). How do CFOs make capital budgeting and capital structure decisions? *Journal of Applied Corporate Finance*, 15(1), 8–23.
- Guerrero Pabón, C. M. (2015). *Evaluación de un proceso de inyección de surfactante – polímero a partir del dimensionamiento de sus concentraciones y volúmenes de bache*. Universidad Industrial de Santander.
- Heston, S. L. (1993). A closed-form solution for options with stochastic volatility with applications to bond and currency options. *Review of Financial Studies*, 6(2), 327–343.
- Hull, J. C. (2006). *Options, futures, and other derivatives*. Pearson Education India.
- Hull, R., Boothe, M., Mogollon, J. L., Sayavedra, L., & Lokhandwala, T. (2013). A Discussion of Different Approaches for Managing the Timing of EOR Projects. In *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. Society of Petroleum Engineers.
- Jafarizadeh, B., & Bratvold, R. B. (2012). Two-Factor Oil-Price Model and Real Option Valuation : An Example of Oilfield Abandonment, (July).
- Johnson, H., & Shanno, D. (1987). Option pricing when the variance is changing. *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, 22(2), 143–151.
- Kester, W. C. (1984). Today's options for tomorrow's growth. *Harvard Business Review*, 62, 153–160.
- Kokal, S., & Al-Kaabi, A. (2010). Enhanced oil recovery: challenges & opportunities. *World Petroleum Council: Official Publication*, 12(1), 64–68.
- Kulatilaka, N. (1995). Operating flexibilities in capital budgeting: substitutability and complementarity in real options. *Real Options in Capital Investment: Models, Strategies, and Applications*, 121–132.

- Kulatilaka, N., & Trigeorgis, L. (2004). The general flexibility to switch: Real options revisited. *Real Options and Investment under Uncertainty: Classical Readings and Recent Contributions, 1st Edn.* MIT Press, Massachusetts, 179–198.
- Lake, L. W. (1989). Enhanced oil recovery.
- LaRose, A., Lindstrom, P., Fritsch, D., Klaiman, K., Arora, V., & Jeffrey, J. (2017). Annual Energy Outlook 2017 with projections to 2050. Retrieved January 29, 2017, from <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>
- Leon, F. M., Isa, M., & Kester, G. W. (2008). Capital budgeting practices of listed Indonesian companies. *Asian Journal of Business and Accounting, 1*(2), 175–192.
- Majd, S., & Pindyck, R. S. (1987). Time to build, option value, and investment decisions. *Journal of Financial Economics, 18*(1), 7–27.
- Mascareñas, J. (2007). Opciones reales en la valoración de proyectos de inversión. *Monografías de Juan Mascareñas Sobre Finanzas Corporativas. Universidad Complutense de Madrid. España.*
- Mason, S. P., & Merton, R. C. (1985). The role of contingent claims analysis in corporate finance.
- Maya, G. A., Mercado Sierra, D. P., Castro, R., Trujillo Portillo, M. L., Soto, C. P., & Pérez, H. (2010). Enhanced Oil Recovery (EOR) Status-Colombia. In *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Society of Petroleum Engineers.
- Maya, G., Jimenez, R., Castro, R., Mantilla, J., Vargas, J., Cardenas, F., ... Manrique, E. (2015). Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field. In *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Society of Petroleum Engineers.
- Maya Ochoa, C., Hernández Betancur, J. D., & Gallego Múnera, Ó. M. (2012). La valoración de proyectos de energía eólica en Colombia bajo el enfoque de opciones reales. *Cuadernos de Administración, 25*(44), 193–231.

- McDonald, R. L., & Siegel, D. (1982). *The value of waiting to invest*.
- Merton, R. C. (1973). Theory of rational option pricing. *The Bell Journal of Economics and Management Science*, 141–183.
- Merton, R. C. (1975). Theory of finance from the perspective of continuous time. *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, 10(4), 659–674.
- Merton, R. C. (1976). Option pricing when underlying stock returns are discontinuous. *Journal of Financial Economics*, 3(1–2), 125–144.
- Milis, K., Snoeck, M., & Haesen, R. (2009). Evaluation of the applicability of investment appraisal techniques for assessing the business value of IS services. Available at SSRN 1517656.
- Miller, M. H. (1999). The History of Finance. *The Journal of Portfolio Management*, 25(4), 95–101. <https://doi.org/10.3905/jpm.1999.319752>
- Mitra, S. (2011). A review of volatility and option pricing. *International Journal of Financial Markets and Derivatives*, 2(3), 149–179.
- Mun, J. (2002). *Real options analysis: Tools and techniques for valuing strategic investments and decisions* (Vol. 137). John Wiley & Sons.
- Munoz, M. A., & Rivadeneira, M. V. (2016). Improved Oil Recovery Through Unsteady Waterflooding Conditions-Cyclic Waterflooding Application in Tiguino Field, Ecuador. In *SPE Improved Oil Recovery Conference*. Society of Petroleum Engineers.
- Myers, S. C. (1977). Determinants of corporate borrowing. *Journal of Financial Economics*, 5(2), 147–175.
- Myers, S. C. (1984). Finance theory and financial strategy. *Interfaces*, 14(1), 126–137.
- Nieto Barrero, L. F., & Ortega García, B. A. (2016). Evaluación técnico financiera para un proyecto de inyección de polímeros en el bloque Río Ariari en la cuenca de los Llanos Orientales mediante simulación numérica de Yacimientos. Fundación Universidad de América.

- Paddock, J. L., Siegel, D., & Smith, J. L. (1988). Option valuation of claims on real assets: The case of offshore petroleum leases. *The Quarterly Journal of Economics*, 479–508.
- Petty, J. W. (2001). *Study Guide Foundations of Finance, Keown, Martin, Petty, Scott: The Logic and Practice of Financial Management*. Prentice Hall.
- Petty, W., Scott, D., & Bird, M. (1975). The capital expenditure decision-making process of large corporations. *The Engineering Economist*, 20(3), 159–172.
- Pike, R. (1996). A longitudinal survey on capital budgeting practices. *Journal of Business Finance and Accounting*, 23, 79–92.
- Pindyck, R. S. (1999). The long-run evolution of energy prices. *The Energy Journal*, 1–27.
- Quiroga Pineda, E. F. (2015). *EVALUACION FINANCIERA CON EL ENFOQUE DE OPCIONES REALES PARA UN PROYECTO DE INSTALACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN POZOS DEL CAMPO ESCUELA COLORADO. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER*.
- Randolph, J. J. (2009). A guide to writing the dissertation literature review. *Practical Assessment, Research & Evaluation*, 14(13), 1–13.
- Ryan, P. A., & Ryan, G. P. (2002). Capital budgeting practices of the Fortune 1000: how have things changed. *Journal of Business and Management*, 8(4), 355–364.
- Samuelson, P. A. (1965). Rational theory of warrant pricing. *IMR; Industrial Management Review (Pre-1986)*, 6(2), 13.
- Schwartz, E. S. (1997). The stochastic behavior of commodity prices: Implications for valuation and hedging. *The Journal of Finance*, 52(3), 923–973.
- Schwartz, E. S., & Trigeorgis, L. (2004). *Real options and investment under uncertainty: classical readings and recent contributions*. MIT press.

- Smit, H. T. J., & Trigeorgis, L. (2012). *Strategic investment: Real options and games*. Princeton University Press.
- Smith, J. E., & McCardle, K. F. (1999). Options in the Real World: Lessons Learned in Evaluating Oil and Gas Investments. *Operations Research*, 47(1), 1–15. <https://doi.org/10.1287/opre.47.1.1>
- Soni, K. (2006). Capital budgeting practices in India. University of Nottingham.
- Stosur, G. J. (2003). EOR: Past, present and what the next 25 years may bring. In *SPE International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific*. Society of Petroleum Engineers.
- Tourinho, O. A. F. (1979). The valuation of reserves of natural resources: an option pricing approach. University of California, Berkeley.
- Trigeorgis, L. (1993a). Real Options and Interactions with Financial Flexibility. *Financial Management*, 22(3), 202–224. Retrieved from <http://www.jstor.org/stable/3665939>
- Trigeorgis, L. (1993b). The nature of option interactions and the valuation of investments with multiple real options. *Journal of Financial and Quantitative Analysis*, 28(1), 1–20.
- Trigeorgis, L., & Mason, S. P. (1987). Valuing managerial flexibility. *Midland Corporate Finance Journal*, 5(1), 14–21.
- Tsay, R. S. (2005). *Analysis of financial time series* (Vol. 543). John Wiley & Sons.
- Vasseur, J. P., Barrera, B. J. R., Pérez, J. M., & Gómez, M. G. M. (n.d.). Estimación de la Volatilidad en Opciones Reales para un Proyecto en Colombia.
- Vecino, C. E., Rojas, S. C., & Muñoz, Y. (2015). Prácticas de evaluación financiera de inversiones en Colombia. *Estudios Gerenciales*, 31(134), 41–49.

- What drives crude oil prices?* (2017). Washington, DC. Retrieved from https://www.eia.gov/finance/markets/crudeoil/reports_presentations/crude.pdf
- Xu, L., Sepehrnoori, K., Dyer, J., & Van Rensburg, W. C. (2012). Application of Real Options to Valuation and Decision-making in the Petroleum E&P Industry. In *SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium*. Society of Petroleum Engineers.
- Zhong, P., Wei, W., & Wei, L. (2013). Economic evaluation of EOR project based on options differential equation method. In *Computational and Information Sciences (ICCIS), 2013 Fifth International Conference on* (pp. 633–637). IEEE.

Apéndices

Apéndice A. Modelación de la serie de tiempo para las referencias Brent y WTI.

Consultar archivos para la referencia Brent:

BRENT-MES.csv

Script-R para la referencia Brent.pdf

Consultar archivos para la referencia WTI:

WTI_Nominal.csv

Script-R para la referencia WTI Nominal.pdf

Apéndice B. Construcción de las Proyecciones para las referencias Brent y WTI.

Consultar archivo: [REF_BRENT_SIMUL@CION_ANUAL.xlsx](#)

(Hoja: BRENT)

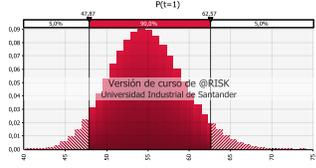
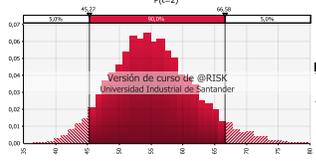
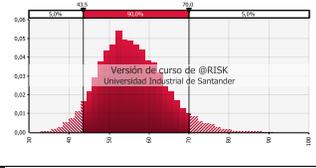
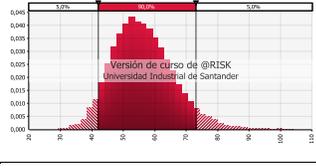
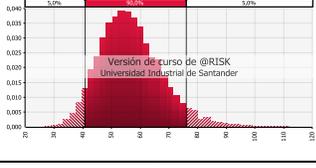
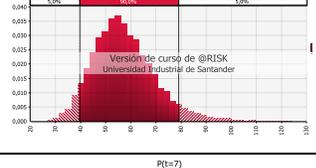
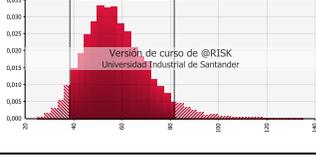
Consultar archivo: [WTI_NOMINAL_SIMUL@CION_ANUAL.xlsx](#)

(Hoja: WTI-NOMINAL)

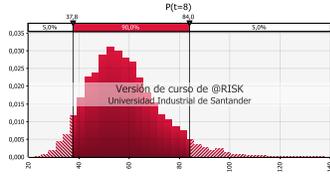
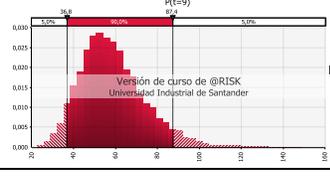
Apéndice C. Validez de la proyección de precios contra el mercado

Año	Valor de la proyección del mercado (CME-GROUP ⁶)	Distribución de probabilidad para los precios: Modelo ARMA(0,1) + GARCH(1,1) para la referencia Brent
1	52.81	
3	54.31	
5	56.73	
7	58.07	

⁶ La fecha de la consulta en <http://www.cmegroup.com/trading/energy/crude-oil/brent-crude-oil-last-day.html>, se realizó el 06 de agosto de 2017.

Año	Valor de la proyección del mercado (CME-GROUP ⁷)	Distribución de probabilidad para los precios: Modelo ARMA(0,1) + GARCH(1,1) para la referencia WTI
1	45.94	
2	47.66	
3	48.76	
4	49.94	
5	51.28	
6	52.43	
7	53.44	

⁷ La fecha de la consulta en <http://www.cmegroup.com/trading/energy/crude-oil/light-sweet-crude.html>, se realizó el 19 de junio de 2017.

Año	Valor de la proyección del mercado (CME-GROUP ⁷)	Distribución de probabilidad para los precios: Modelo ARMA(0,1) + GARCH(1,1) para la referencia WTI
8	54.23	
9	54.78	

Apéndice D. Producción diaria de aceite a 0,3 VP inyectados con sensibilidad en la concentración del polímero.

En la presente investigación se presenta la metodología para valorar un piloto para un campo petrolero colombiano en cualquier momento del tiempo. En este caso la metodología de las opciones reales permite contemplar la flexibilidad de incluir un proceso de recobro químico CEOR mediante la inyección de polímeros. La inyección de soluciones de polímeros es un método de recuperación mejorada que consiste en adicionar polímeros solubles en agua, antes de ser inyectada en el yacimiento, con el fin de mejorar la eficiencia de barrido e incrementar la producción de petróleo.

De acuerdo a las pruebas de laboratorio se utilizó el polímero P432 (poliacrilamida parcialmente hidrolizada), el cual presenta mayor viscosidad y menor degradación mecánica a las diferentes concentraciones. Dentro de los análisis de las propiedades se consideran su concentración, la viscosidad, adsorción en la roca, reducción de permeabilidad, volumen poroso inaccesible, entre otros (Guerrero, 2015). Las tasas de producción diaria para un escenario del caso I, se ilustran en la siguiente figura.

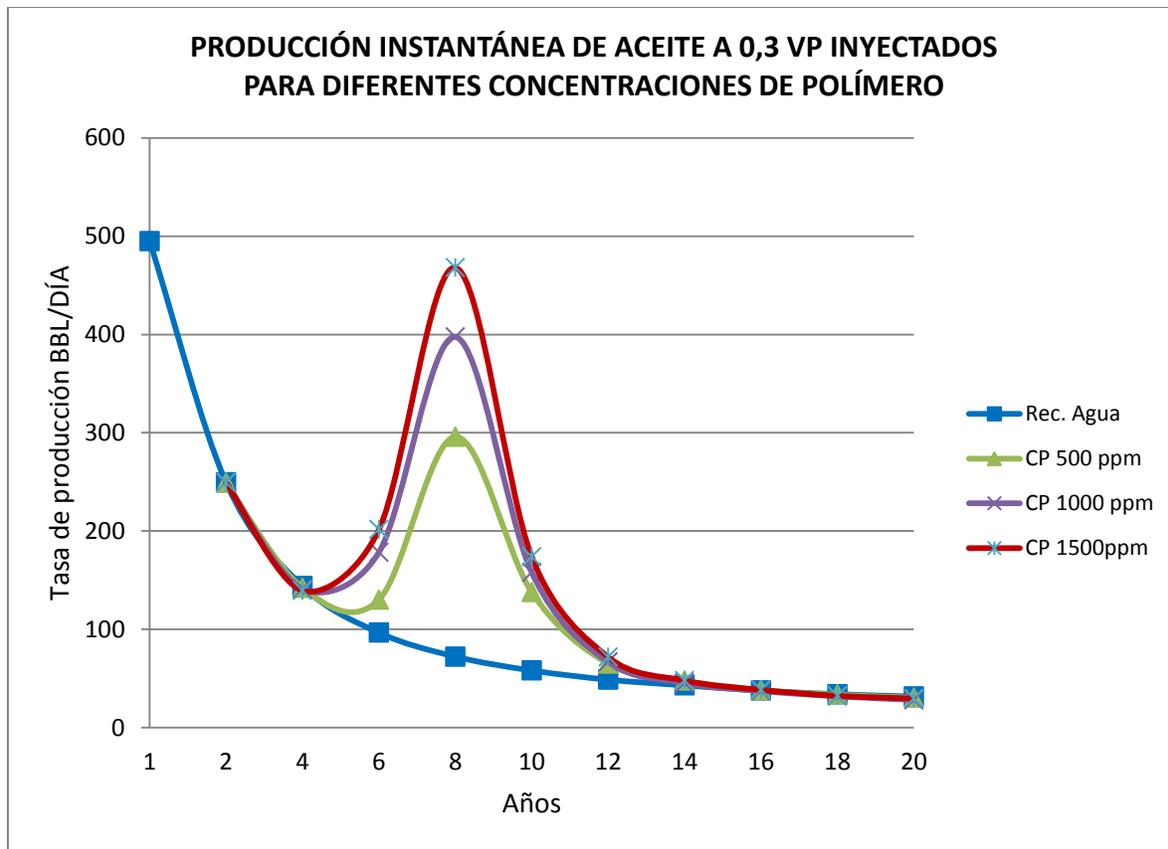


Figura 1: Tasas de producción diaria de aceite a 0,3 VP inyectados con sensibilidad en la concentración del polímero.

Adaptado de Guerrero Pabón, C. M. (2015). *Evaluación de un proceso de inyección de surfactante – polímero a partir del dimensionamiento de sus concentraciones y volúmenes de bache*. Universidad Industrial de Santander.

Se observó respuesta más positiva en la recuperación de petróleo ante un mayor incremento de la concentración del polímero (1500 ppm); donde la producción instantánea de aceite alcanza un máximo de 468 barriles por día, por lo que se considera que el proyecto es viable técnicamente puesto que entrega buenos resultados para la recuperación de aceite. Después de que el polímero va perdiendo efecto en el desplazamiento comienza la declinación en la producción de aceite. Se alcanzaron picos menores de producción de 397 o 295 bbl/día para concentraciones de polímero de 1000 y 500 ppm respectivamente.

Apéndice E. Análisis del corte de agua en la producción.

CASO BASE				
Año	Producción diaria caso base (barriles oil)	Agua de producción 90% c. Agua	Agua de producción anual (barriles)	Costo anual tratamiento del agua*
1	495,00	445,50	162.607,50	\$ 81.303,75
2	372,24	335,01	122.279,75	\$ 61.139,87
3	223,12	200,81	73.295,10	\$ 36.647,55
4	170,41	153,37	55.981,31	\$ 27.990,66
5	132,20	118,98	43.427,12	\$ 21.713,56
6	108,47	97,62	35.632,52	\$ 17.816,26
7	90,51	81,46	29.731,64	\$ 14.865,82
8	78,31	70,48	25.724,48	\$ 12.862,24
9	68,69	61,82	22.563,21	\$ 11.281,60
10	61,64	55,47	20.247,82	\$ 10.123,91
11	55,78	50,20	18.323,80	\$ 9.161,90
12	51,11	46,00	16.791,13	\$ 8.395,56
13	47,33	42,60	15.548,83	\$ 7.774,42
14	44,44	39,99	14.596,91	\$ 7.298,46
15	41,65	37,49	13.682,86	\$ 6.841,43

* Asumiendo un costo por tratamiento de (\$US 0,5/barril)

Apéndice F. Flujo de caja libre DCF para el caso base.

Consultar archivo: [REF_BRENT_SIMUL@CION_ANUAL.xlsx](#)

(Hoja: INY-Agua)

Consultar archivo: [WTI_NOMINAL_SIMUL@CION_ANUAL.xlsx](#)

(Hoja: INY-Agua)

Nota aclaratoria: El flujo de caja se determina mediante simulación de Montecarlo en el software @Risk. Para apreciar los valores de las simulaciones se requiere que el usuario tenga instalado el software.

Apéndice G. Flujo de caja libre DCF para el proceso de inyección de químicos CEOR.

Consultar archivo: REF_BRENT_SIMUL@CION_ANUAL.xlsx

(Hoja: INY-POL-30VP-1500PPM)

Consultar archivo: WTI_NOMINAL_SIMUL@CION_ANUAL.xlsx

(Hoja: INY-POL-30VP-1500PPM)

Nota aclaratoria: El flujo de caja se determina mediante simulación de Montecarlo en el software @Risk. Para apreciar los valores de las simulaciones se requiere que el usuario tenga instalado el software.

Apéndice H: Analogía entre opciones financieras y reales para el proceso de inyección de polímeros CEOR.

Teniendo en cuenta que las opciones reales son una analogía de las opciones financieras, las cuales se transan en mercados internacionales organizados, es posible comparar y adaptar una opción financiera de tipo *call* a una opción real. Lo anterior es posible por la adaptación del modelo de opciones financieras *Black – Scholes – Merton* para valorar proyectos de inversión como una *opción real*, cuya analogía fue propuesta por *Paddock – Siegel - Smith*.

La adaptación de las variables de las opciones financieras se puede dar para las opciones reales, considerando que el proceso de inyección de químicos al yacimiento petrolero se puede analizar como un proyecto de inversión para una reserva de petróleo.

Modelo de Opciones Financieras	Modelo de Opciones Reales para el proceso de recuperación mediante Inyección de químicos CEOR
Valor de la opción financiera <i>call</i>	_ Corresponde al valor de la opción real para el proyecto piloto
Actual valor de la acción	_ Valor presente de los ingresos en el flujo de caja libre. Fueron calculados en la simulación
Precio de ejercicio de la opción	_ Costo de la inversión para desarrollar el proyecto de recobro. Corresponde a los CAPEX.
Rendimiento de los dividendos de la acción	_ Flujo de caja neto de la reserva como proporción de los ingresos
Tasa de interés libre de riesgo	_ Tasa de retorno a la cual se descuentan los flujos de caja del proyecto. Corresponde al 11,1 %.
Volatilidad de la acción	_ Volatilidad del factor predominante o precio del petróleo
Tiempo de expiración de la opción	_ Tiempo de valoración del proceso de inyección de químicos CEOR- 11 años

Apéndice I: Lista de abreviaturas

ACF:	Función de autocorrelación muestral
API:	American Petroleum Institute
ARCH:	Heterocedasticidad Condicional Autoregresiva
ARR:	Tasa de rendimiento contable
CAPM :	Capital Asset Pricing Model: modelo de valoración de activos de capital
CEOR:	(Chemical Enhanced Oil Recovery)
DCF:	Flujo de caja descontado
EBIT:	Earnings Before Interest and Taxes
EBITDA:	Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization
EOR:	Enhanced Oil Recovera.
GARCH:	Heterocedasticidad Condicional Autoregresiva Generalizada
GMB:	Movimiento Geométrico Browniano
IOR:	Improved Oil Recovera.
NOPAT:	Net Operating Profit After Taxes
OPEP:	Organización de países exportadores de petróleo
OR:	Opciones reales
PACF:	función de autocorrelación parcial muestral
PB:	Payback o periodo de recuperación de la inversión
TIR:	Tasa interna de retorno
VPN:	Valor Presente Neto
WTI:	West Texas Intermediate