

**VALORACIÓN FINANCIERA DE UN PROYECTO PILOTO DE INYECCIÓN DE
AGUA COMO UNA OPCIÓN REAL**

VENUS MINERVA DÍAZ GUARDIA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
MAESTRÍA EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
BUCARAMANGA
2013**

**VALORACIÓN FINANCIERA DE UN PROYECTO PILOTO DE INYECCIÓN DE
AGUA COMO UNA OPCIÓN REAL**

VENUS MINERVA DÍAZ GUARDIA

**Tesis para Aspirar al Título de Maestría en Ingeniería Industrial
Grupo de Investigación FINANCE**

Director:

Carlos Enrique Vecino Arenas, Ph.D.

Codirector:

M.Sc. Rubén Hernán Castro García

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
MAESTRÍA EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
Bucaramanga**

2013

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander, nuestra Alma Mater. A la Escuela de Estudios Industriales y Empresariales. Al profesor Carlos Enrique Vecino Arenas, por ser mi guía en este proceso como investigadora, por aportar con sus valiosos conocimientos y sus consejos, por brindarme la confianza y motivación.

Al Grupo Empresarial Ecopetrol S.A. Al Ingeniero Rubén Hernán Castro, mi codirector, jefe y amigo. Por ser un ejemplo de liderazgo y trabajo en equipo, por la paciencia con la que siempre respondió mis inquietudes y la confianza que depositó en este trabajo. A los ingenieros Jorge Mantilla y Jorge Navas, de la Gerencia Técnica de Yacimientos, por proporcionar la información necesaria para llevar a la práctica este trabajo de investigación, y estar dispuestos a colaborar en todo momento.

A mis compañeros de maestría, con quienes compartí las primeras etapas de este proceso, a la profesora Aura Cecilia Pedraza, quien nos dio los primeros consejos y apoyó este proceso como docente y directora del programa de maestría. A mis compañeras y amigas de trabajo, por compartir tantos momentos inolvidables y acompañarme en los momentos difíciles.

A todas aquellas personas que han contribuido para que este objetivo se convierta en realidad, mis más sinceros agradecimientos.

DEDICATORIA

*A Dios por brindarme tantas bendiciones por no abandonarme nunca
por enseñarme el camino para alcanzar mis metas.*

*A mis papitos Carmen y Jairo
por darme la vida, el amor y el apoyo incondicional en todo momento;
por sus enseñanzas y tantos esfuerzos, porque gracias ellos soy todo lo que soy.*

*A mi Cherrys por su compañía, por escucharme,
por vivir a mi lado tantas experiencias.*

*A mi tía Marina, por ser un apoyo para nuestra familia, y ser ese ejemplo a seguir
y a quien siempre queremos enorgullecer.*

*A Mauricio, mi gran amor,
por acompañarme en el desarrollo de este proyecto con cariño y paciencia,
por enseñarme a soñar y ser mi motivo para sonreír.*

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	100
1. ESTADO DEL ARTE.....	133
2. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	188
3. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	200
3.1. ESTRUCTURA GENERAL Y CONDICIONES INICIALES	211
3.2. OPCIONES FINANCIERAS Y OPCIONES REALES	244
3.3. DEFINICIÓN Y PARÁMETROS DE LA OPCIÓN PILOTO	288
3.4. REGLA DE EJECUCIÓN Y ADQUISICIÓN DE LA OPCIÓN PILOTO	311
3.5. PROCESO DE APRENDIZAJE.....	344
4. RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	377
4.1. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN PARA LA EVALUACIÓN FINANCIERA DE UN PROYECTO PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA COMO UNA OPCIÓN REAL 377	
4.1.1. Evaluación de Factibilidad Técnica, experimental y legal.....	377
4.1.2. Configuración de la base de cálculo (modelo determinístico).....	39
4.1.3. Identificación y caracterización de riesgos e incertidumbre.....	40
4.1.4. Evaluación probabilística	41
4.1.5. Realizar análisis de opciones reales	42
4.2. CASO DE APLICACIÓN.....	444
4.2.1. El proceso de inyección de agua	444
4.2.2. Piloto de inyección de agua en un campo colombiano y estudio de factibilidad técnica.....	466
4.3. DESCRIPCIÓN DE VARIABLES	488

4.3.1.Predicción de la producción	488
4.3.2.Predicción del precio del crudo	501
4.3.3.Inversión y costos de operación.....	512
4.4.CONSTRUCCIÓN DEL MODELO	544
4.5.ANÁLISIS Y RESULTADOS DEL CASO DE APLICACIÓN	566
4.5.1.Análisis de producción.	577
4.5.2.Análisis escenario precio estático	611
4.5.3.Análisis escenario precio BM MR.....	655
5.CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES FINALES.....	700
BIBLIOGRAFÍA.....	722
ANEXOS.....	75

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Opciones financieras frente a opciones reales	26
Tabla 2. Descripción de las inversiones requeridas para el proyecto de inyección de agua.	52
Tabla 3. Ejemplo de Opex requeridos para un proyecto de inyección de agua en un campo colombiano desarrollado por Ecopetrol S.A.	53
Tabla 4. Módulos contenidos en la plantilla de evaluación de la opción piloto	54

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Metodología de investigación.....	20
Figura 2. Alternativas de decisión en un proyecto de inyección de agua.....	22
Figura 3. Decisiones una vez restado el escenario statu quo.	24
Figura 4. Beneficio de una opción <i>call</i> europea.....	27
Figura 5. Parámetros de la opción piloto	30
Figura 6. Beneficio de la opción piloto	32
Figura 7. Proyecto ex-ante frente a ex-post	33
Figura 8. Políticas de inversión, de acuerdo con la información revelada.	35
Figura 9. Beneficio de la opción piloto, con efecto de aprendizaje.....	36
Figura 10. Diagrama Modelo para la evaluación de un proyecto piloto de inyección de agua como una opción real.....	43
Figura 11. Etapas en el proceso de inyección de agua.....	45
Figura 12. Etapas del método CGM	49
Figura 13. Resultados Modelo CGM - Piloto WF.....	57
Figura 14. Producción Incremental Esperada - Piloto WF.....	58
Figura 15. Producción Incremental Esperada - Expansión WF	59
Figura 16. Resultados Modelo CGM - Piloto WF.....	60
Figura 17. Diagrama de Tornado - Producción Proyecto WF	61
Figura 18. VPN Esperado Piloto(SP) - Proyecto WF.....	62
Figura 19. Tendencia Resumen del FCD del Piloto - WTI Constante.....	63
Figura 20. VPN Esperado Expansión Sin Piloto (So) - Proyecto WF.....	64
Figura 21. VPN Esperado Expansión Con Piloto (St) - Proyecto WF	64
Figura 22. Diagrama de Tornado - Proyecto de Inyección de Agua	65
Figura 23. Comportamiento Esperado WTI al año 2023-Predicción WTI (BM MR).....	66
Figura 24. VPN proyecto - Escenario predicción WTI (BM MR)	67
Figura 25. Tendencia resumen del FCD del Piloto - Predicción WTI BM MR.....	68

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Cálculos método Craig Geffen and Morse (CGM).....	79
Anexo B. Cálculos para la predicción precio del crudo mediante el modelo geométrico browniano con reversión a la media.....	95
Anexo C. Plantilla para la Evaluación Financiera de Proyectos Piloto de Inyección de Agua.....	99

RESUMEN

TÍTULO: VALORACIÓN FINANCIERA DE UN PROYECTO PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA COMO UNA OPCIÓN REAL*

AUTORES: VENUS MINERVA DÍAZ GUARDIA**

PALABRAS CLAVES:

Valoración financiera, inyección de agua, opción real, proyecto piloto.

DESCRIPCIÓN:

La valoración de opciones reales ha sido objeto de numerosos estudios en la literatura financiera, económica y de evaluación de proyectos en general. Un importante aporte de esta teoría, ha sido el brindar una alternativa para la evaluación de proyectos con incertidumbre técnica, cuya solución se da a partir del enfoque de opciones compuestas. No obstante, existe una ruptura entre la evolución de la evaluación de la incertidumbre técnica en la literatura y la valoración de la misma en la práctica, debido a la complejidad de los modelos propuestos.

En consecuencia, el presente trabajo de investigación, propone un modelo simplificado de la teoría de opciones reales, cuya solución se obtiene a partir de la aplicación métodos de simulación. El modelo, define a partir de una semejanza con una opción *call*, un nuevo tipo de opción denominada “opción piloto”. Cuyas características principales son, el desconocimiento del costo de la opción que podría ser nulo e incluso positivo; y un comportamiento que se ve influenciado tanto por la incertidumbre técnica como la del mercado.

La metodología se desarrolla para un proceso de recobro secundario de petróleo mediante la técnica de inyección de agua, validando el modelo en la evaluación de un proyecto real en un campo de petróleo colombiano.

** Trabajo de investigación.

** Facultad de Ingenierías Físico – Mecánicas. Escuela de Estudios Industriales y Empresariales.
Director UIS: CARLOS ENRIQUE VECINO ARENAS, Ph.D.
Codirector ICP: M.Sc.. RUBÉN HERNÁN CASTRO GARCÍA.

ABSTRACT

TITLE: FINANCIAL ASSESSMENT OF A WATERFLOODING PILOT AS A REAL OPTION*

AUTHORS: VENUS MINERVA DÍAZ GUARDIA**

KEYWORDS: Financial assessment, Waterflooding, real options, pilot project.

DESCRIPTION:

The assessment of real options has been object of numerous studies in literature of finances, economy and project evaluation as a whole. An important contribution of this theory is to give an alternative for assessment of projects with technical uncertainty, which solution comes from the composite options approach. However, due to proposed models complexity, there exists a breakdown among the evolution of technical uncertainty assessment in literature and in the practice

In order to deal with the above mentioned problematic, this research job propose a simplified model of the real options theory, whose solution is given from the application of simulation methods. The model defines, from a threat whit a call option, a new option type called “pilot option”, whose main characteristics are the ignorance of the option cost that could be null or even positive, and a behavior that could be influenced by both technical uncertainty and the market.

The methodology is developed for a secondary oil recovery process by waterflooding, validating the model in the real evaluation of Colombian oil field project.

* Trabajo de investigación.

** Facultad de Ingenierías Físico – Mecánicas. Escuela de Estudios Industriales y Empresariales.
Director UIS: CARLOS ENRIQUE VECINO ARENAS, Ph.D.
Codirector ICP: M.Sc.. RUBÉN HERNÁN CASTRO GARCÍA.

INTRODUCCIÓN

La valoración de un proyecto de recobro secundario, es similar a valorar la introducción en el mercado de un nuevo producto con cierta novedad tecnológica. Esta semejanza radica en que estos dos proyectos presentan un alto grado de incertidumbre técnica, la cual afecta directamente la producción, los costos y la ejecución final del proyecto.

La incertidumbre técnica, a diferencia de la incertidumbre del mercado, podría ser reducida por medio de la inversión en información, lo cual genera respuestas respecto al desarrollo de la nueva tecnología antes que las altas inversiones requeridas para el proyecto a gran escala sean ejecutadas. Es precisamente esta característica la que hace este tipo de proyectos susceptibles a la evaluación por medio de opciones reales, ya que su comportamiento está sujeto al proceso de toma de decisiones de la empresa o del inversor.

La relevancia del uso de las opciones reales está asociada con el nivel de incertidumbre del proyecto de inversión, el valor de la revelación que la nueva información pueda ofrecer y la capacidad de la gerencia para responder apropiadamente ante dicha información en la creación de valor, con lo que se logra facilitar el proceso de toma de decisiones teniendo en cuenta el valor obviado por los métodos tradicionales de valoración.

Un tipo interesante de inversión en información son los prototipos y proyectos piloto, los cuales tienen una interpretación directa con una opción real; en la medida en que se paga por estimar el resultado del proyecto a gran escala; lo cual permite al inversor limitar sus pérdidas en el caso de tener resultados negativos,

mientras se mantiene la posibilidad de recibir los beneficios que resultan de escenarios más favorables.

En la industria de los hidrocarburos, este tipo de práctica es muy común, ya que mediante la implementación de un piloto se logra conocer, a priori, los resultados de un método de recobro sin incurrir en inversiones a nivel macro, ni arriesgar el yacimiento en caso de resultados operacionales negativos. Sin embargo, y a pesar de tener claro el objetivo de los proyectos piloto, estos son evaluados comúnmente mediante métodos tradicionales de valoración, pretendiendo obtener flujos de efectivo positivo cuando su efecto real se encuentra en los resultados del proyecto de expansión. Por esta razón, el uso de opciones reales se presenta como una propuesta de valoración.

El primer capítulo de este trabajo de investigación, presenta el estado del arte, que comprende una breve descripción de la aplicación de la teoría de opciones reales en la industria petrolífera, y los modelos de evaluación relacionados. Posteriormente, señala la diferenciación entre la incertidumbre técnica y la del mercado, mediante la descripción de algunos de los modelos disponibles para la evaluación de proyectos con incertidumbre técnica (por su símil con los proyectos piloto).

En el segundo capítulo, se explica el problema de investigación, cuya hipótesis principal se basa en la factibilidad de la evaluación financiera de proyectos piloto de inyección de agua mediante la teoría de opciones reales.

En el tercer capítulo, se describe la metodología de investigación, cuya base es la definición de la opción piloto, a partir de su semejanza con una opción *call*, y una clásica opción real. Como primera medida, se presenta una definición de la estructura y condiciones generales del modelo para ambientar al lector y ubicarlo en el tipo de proceso de decisión a evaluar. Posteriormente se describen las

opciones financieras y las opciones reales, sus parámetros y se referencian unos ejemplos sencillos que darán lugar a la definición de la opción piloto.

El cuarto capítulo, comprende los resultados del proyecto que incluyen la definición de la opción piloto y sus parámetros principales; el establecimiento de la regla de ejecución y adquisición de este nuevo tipo de opción; la descripción de la metodología propuesta para la evaluación de proyectos piloto de inyección de agua mediante opciones reales, y la presentación de un caso de aplicación en un campo petrolero colombiano. Este capítulo, incluye además la descripción de las técnicas de predicción de la producción incremental de petróleo, y predicción del precio del crudo respectivamente.

En el capítulo final, se presentan las conclusiones y observaciones finales de esta investigación, concluyéndose que la teoría de opciones reales es una herramienta que permite evaluar la factibilidad financiera de proyectos piloto de recobro secundario en la industria de los hidrocarburos, como la promesa de valor del proyecto de expansión asociado.

1. ESTADO DEL ARTE

La valoración de opciones reales ha sido objeto de numerosos estudios en la literatura financiera, económica y de evaluación de proyectos en general. Este término fue introducido en el año 1977 por Stewart Myers, quien haciendo una semejanza entre los proyectos de inversión y las opciones, señaló que las oportunidades de expansión de una empresa, podían ser vistas como una opción de compra (*call*), con ello se logró romper paradigmas en la valoración de proyectos y generar un nuevo enfoque para el análisis de decisiones de inversión en proyectos industriales. Hasta ese momento, el clásico enfoque de flujo de caja descontado (FCD), contaba aún con múltiples seguidores; sin embargo, ya empezaban a identificarse debilidades, que restaban credibilidad a este método de evaluación.

Dentro de los estudios y trabajos desarrollados sobre opciones reales se resaltan (a) el desarrollado por Brennan y Schwartz en el año 1985, que evalúa la decisión de apertura y cierre de una mina de cobre; en su modelo, Brennan y Schwartz demuestran que las técnicas de arbitraje y control estocástico pueden ser usadas no solo para valorar proyectos, sino además para determinar políticas óptimas de desarrollo, administración y abandono. (b) El trabajo realizado por McDonald & Siegel (1982), que permite evaluar un proyecto sometido a dos alternativas mutuamente excluyentes: invertir hoy o esperar. De acuerdo con su modelo, no es óptimo invertir a menos que el valor presente de los flujos futuros (estocásticos) exceda la inversión. Y (c) el modelo propuesto por Pindyck en su artículo del año 1993, que evalúa la incertidumbre de los costos combinando incertidumbre técnica y económica.

El primer paso de la teoría de opciones reales orientado a su aplicación en proyectos petrolíferos, fue el trabajo realizado en el año 1979 por el brasilero Octavio Tourinho “*The Option Value of Reserves of Natural Resources*”; en el cual comparó la decisión de extraer un recurso con la de ejercer una opción perpetua de compra americana, respondiendo dos preguntas principales, la primera, ¿cuánto invertir en exploración?, y la segunda ¿cuáles reservas extraer y cuándo?.

Posteriormente, aparecería uno de los modelos más citados en la literatura para la evaluación de proyectos petrolíferos mediante opciones reales, el desarrollado por Paaddock, Siegel y Smith “*Option Valuation of Claimson Real Assets: The Case of Offshore Petroleum Leases*” (1988). Este documento, presenta un modelo de valoración para proyectos costa afuera, en donde el activo subyacente es el valor de las reservas desarrolladas de petróleo. El modelo divide el proceso *offshore* en tres etapas: exploración, desarrollo y extracción, por lo que la evaluación se basa en una valoración de opciones compuestas.

Dentro de las aplicaciones de la teoría de opciones reales en la industria de los hidrocarburos se presentan, entre otras: (a) el análisis de las perspectivas de exploración y los derechos en las áreas de las cuencas sedimentarias; (b) el análisis de cartera de proyectos, *joint-ventures* y contratos de *leasing*; (c) la comparación de alternativas de ejecución; (d) el análisis de intervenciones en pozos y su priorización; (e) el análisis de intervenciones secuenciales en exploración; (f) inversiones en sísmica y otras formas de adquisición de información, así como proyectos de investigación y desarrollo con opción de expansión. Con ello se demuestra que las condiciones de la industria hacen que se requiera de esta teoría para generar evaluaciones más certeras, que contemplen los niveles de incertidumbre presentes en proyectos petrolíferos.

Un importante aporte de las opciones reales fue el brindar una alternativa para la evaluación de proyectos con incertidumbre técnica. Según Smith y Nau (1995), Guimaraes (2003), Errais y Sadowski (2005) entre otros, la diferencia entre la incertidumbre del mercado y la incertidumbre técnica radica en que la primera es completamente exógena a la empresa y puede ser cubierta usando instrumentos del mercado. La incertidumbre técnica, por su parte, no puede gozar de este beneficio por estar relacionada con proyectos específicos que no pueden ser transados en el mercado; sin embargo, por ser propia de la empresa puede ser reducida por medio de inversión en información.

La valoración de proyectos con incertidumbre técnica, ha sido estudiada mediante diferentes enfoques. Como primera medida, el enfoque de la *valoración de la información* (VOI) aplicado al desarrollo de campos petroleros por Ligeró, Monticúlo y Schiozer en el año 2005, se constituye en un criterio económico usado en procesos de decisión que envuelven incertidumbre técnica y económica, en donde la información adicional está en capacidad de reducir o eliminar algunas incertidumbres geológicas y de reservorio. Ligeró et ál. presentan una metodología para evaluar las fases de desarrollo de proyectos utilizando el concepto de VOI, considerando que las fases de exploración están suficientemente divulgadas.

En este sentido, uno de los primeros trabajos de valoración de la información es el desarrollado por Robert y Weitzman (1981), quienes modelan mediante procesos de difusión el aprendizaje continuo a través del tiempo. Los autores asumen una proporcionalidad entre las inversiones hechas y la incertidumbre resuelta. Si bien este método ha sido ampliamente aplicado en la industria de los hidrocarburos especialmente en las etapas de exploración, e inversiones en sísmica y otros, tiene fuerte debilidad en el sentido que no presenta un método para la definición de las probabilidades de ocurrencia para la evaluación de los árboles de decisión, limitando esta definición en la mayoría de los casos a la opinión de expertos, que

si bien, puede ser válida, resta confiabilidad a los resultados y no es una alternativa válida para la evaluación de nuevas tecnologías, en las que el número de expertos es limitado.

El segundo, el *enfoque de costo o penalización*, fue empleado por Guimaraes (2003) en su trabajo *“Investment in information in petroleum, Real Options and Revelation”*, en donde considera que el efecto de la incertidumbre técnica se puede representar mediante un factor de pérdida. Dicho factor penalizará el valor del proyecto según la probabilidad de tener un desarrollo sub-óptimo, como consecuencia del desconocimiento operacional del proyecto, es decir, su incertidumbre técnica.

El tercer enfoque, denominado *análisis bayesiano*, empezó a emplearse en la evaluación de opciones reales alrededor de los años noventa, de acuerdo con Armstrong, Gali, Bailey y Couet (2004). Al respecto, Armstrong et ál. afirman que la nueva información cambia radicalmente los parámetros de la distribución, en oposición a otros autores que rechazan esta afirmación asumiendo que la nueva información cambia únicamente la varianza y curtosis, manteniendo el tipo de distribución.

El último enfoque, el *enfoque de opciones compuestas*, contempla la adquisición de información como una de las etapas de la opción. Trigeorgis, uno de los autores representativos en el tema de opciones compuestas, afirma que gran parte de los proyectos comprenden colecciones de opciones reales, cuyo resultado varía si se evalúan por separado. Trigeorgis afirma, junto a Panayi, en su trabajo *“Multi-Stage Real Options: The case of Information Technology Infrastructure and International Bank Expansion”* (1998), que los proyectos de I&D (similares a los proyectos piloto), son un claro ejemplo de opciones compuestas que dan paso al ejercicio de oportunidades de inversión en opciones subsecuentes y presenta tres etapas en un proyecto de I&D (investigación-

construcción-comercialización), en el cual si una de estas falla el proyecto es abandonado.

Un interesante aporte aplicado a proyectos piloto, es el trabajo realizado por Errais y Sadowski (2005) “*Valuing Pilot Project investment in Incomplete Markets: A compound Options Approach*”. Este modelo valora el proyecto piloto como una opción *Bermudan* compuesta, en donde el activo subyacente está afectado por incertidumbre del mercado e incertidumbre técnica.

Es precisamente este último, el enfoque empleado en el desarrollo del presente trabajo de investigación, en donde de forma similar al trabajo de Errays y Sadowski, el valor de la opción será conducido por la incertidumbre del mercado y la técnica. No obstante, los autores incluyen esta última solo en la evaluación de los costos, por lo que se propone complementar el enfoque, envolviendo el efecto de la incertidumbre técnica en los ingresos, que en un proyecto petrolífero son básicamente producto de la producción incremental y el costo del barril en el mercado.

2. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

En la literatura, los proyectos piloto han sido evaluados mediante cuatro perspectivas financieras. La primera como opciones de expansión (ver Dixit & Pindyck 1995), en donde el ejercer una opción da paso a otra, sin ningún efecto de reducción de incertidumbre. La segunda perspectiva como opciones compuestas o secuenciales, (ver (Geske, 1979; Trigeorgis y Panayi 1998, Errais y Sadowski 2005, entre otros) que consideran la oportunidad de reducción de incertidumbre técnica como una de las etapas de la opción compuesta. La tercera, como un costo de penalización por desarrollo sub-óptimo (Guimaraes, 2003). Y la cuarta, empleando el enfoque de valoración de información (VOI), en donde el proyecto piloto corresponde a una inversión en información que incrementa el valor esperado del proyecto.

Sin embargo, se encuentra una ruptura entre la evolución de la evaluación de la incertidumbre técnica en la literatura y la valoración de la misma en la práctica. Dado que ninguno de estos métodos, es practicado habitualmente en la industria, ni en el país, debido entre otros, a conflictos en la comprensión e implementación del método, y la dificultad para determinar los parámetros requeridos en aplicación de los métodos (probabilidades de ocurrencia, costo de penalización, tasa neutral al riesgo, portafolio replicado, entre otros).

Por tal motivo se propone un enfoque simplificado de la teoría de opciones reales, que incluya el carácter incierto tanto en el ámbito técnico como del mercado, basado en la simulación de las variables representativas del piloto. Logrando no solo facilitar la evaluación y comprensión del método, sino además ajustar los resultados a la realidad del proyecto.

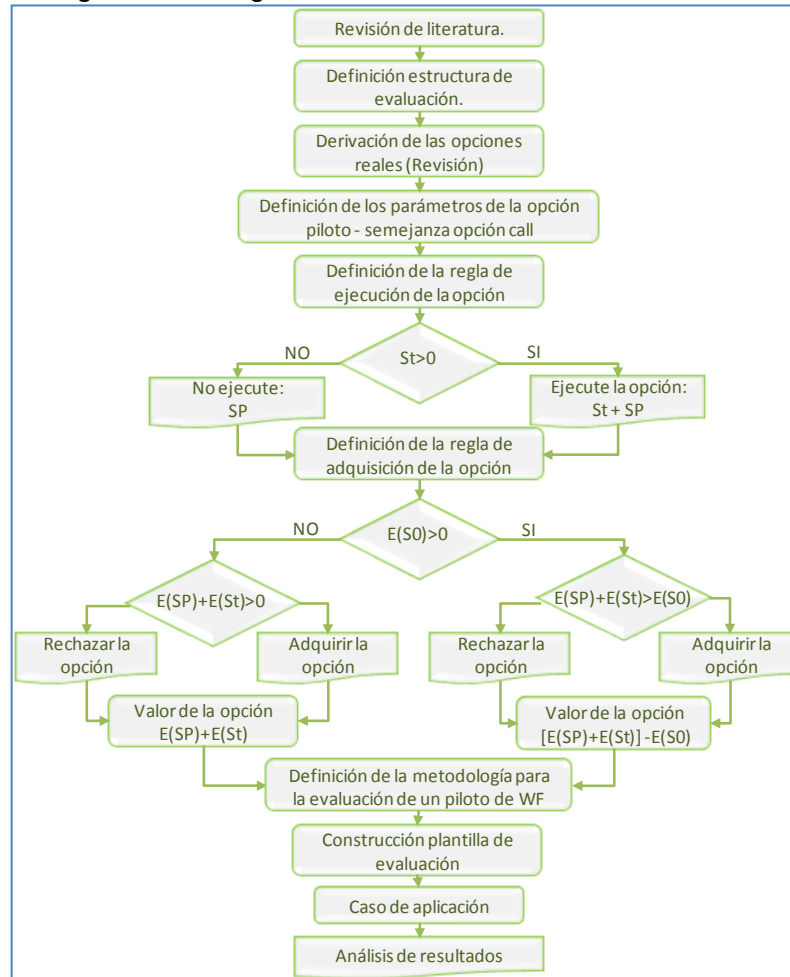
La industria petrolífera, es un claro ejemplo de proyectos que combinan incertidumbre técnica y del mercado. A su vez, los proyectos piloto son una excelente alternativa que da lugar a la reducción de la incertidumbre técnica. Sin embargo, aun a la luz de los diversos métodos de valoración disponibles, la industria colombiana continúa valorando los pilotos mediante el clásico análisis de FCD, esperando flujos positivos provenientes del piloto per se, en lugar de la potencial opción de expansión que realmente representan.

Por tal motivo, a partir del enfoque propuesto, se buscará dar respuesta a este requerimiento planteando la hipótesis según la cual *concebir un proyecto piloto de inyección de agua en un campo petrolero como una opción real, permite evaluar la factibilidad financiera de su implementación.*

3. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

La metodología de investigación del presente trabajo, parte de la comprensión de la derivación de las opciones reales a partir de su semejanza con la opción financiera *call*, para replicar este proceso y definir de forma análoga la opción piloto, sus parámetros de evaluación, así como la regla de adquisición y ejecución de la misma. Posteriormente se construye la metodología de evaluación de proyectos piloto a partir del modelo de opciones planteado.

Figura 1. Metodología de investigación



Fuente: Los autores.

St: VPN proyecto con piloto / SP: VPN proyecto piloto / S0: VPN proyecto sin piloto.

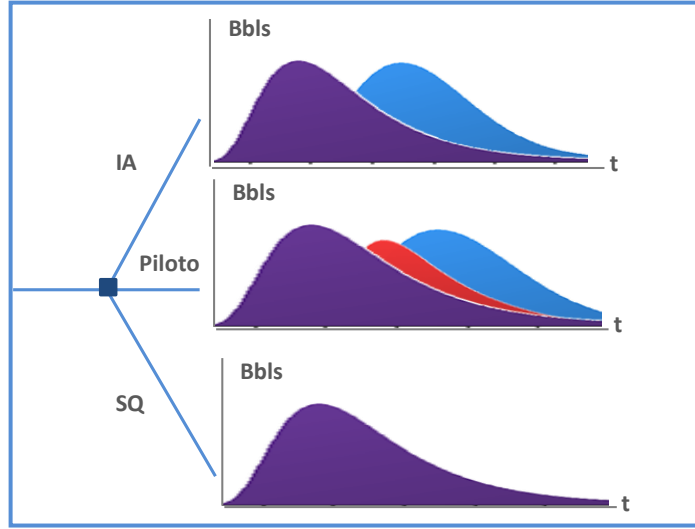
3.1. ESTRUCTURA GENERAL Y CONDICIONES INICIALES

El presente proyecto considera un inversor o compañía que desea evaluar la posibilidad de ejecutar un proyecto de inyección de agua, el cual comprende incertidumbres que se deberán contemplar para tomar la mejor decisión respecto a su implementación y el diseño apropiado de acuerdo a las características del yacimiento, fuente y calidad de agua y volumen de aceite recuperable, entre otras variables.

Dadas las dimensiones del proyecto y su nivel de incertidumbre, en la mayoría de los casos se acostumbra llevar a cabo un proyecto piloto, cuyos objetivos son estimar y cuantificar el potencial de producción incremental, demostrar una inyectividad razonable, determinar la viabilidad de su posterior expansión y adquirir experiencia operacional, resolviendo de esta manera parte de la incertidumbre técnica asociada al proceso de recobro a evaluar. Sin embargo, el inversor podría, dadas condiciones de precio del petróleo, nivel de incertidumbre técnica e información obtenida por medio de estudios preliminares, decidir implementar la inyección de agua sin un estudio piloto, e incluso si la información analítica y conceptual presenta resultados desfavorables para este proceso, el decisor podría abandonar la idea del proyecto de inyección.

Así pues, se podría decir que el inversor se encuentra frente a una decisión con tres opciones, (ver figura 2); la primera ejecutar la inyección de agua a gran escala inmediatamente (proyecto de expansión) (IA); la segunda implementar el piloto (p), y la tercera abandonar el proyecto, que en la mayoría de los casos corresponde a mantener la curva de producción actual del campo – statu quo (SQ).

Figura 2. Alternativas de decisión en un proyecto de inyección de agua



Fuente: Los autores.

IA: Inyección de Agua – SQ: statu quo.

La posibilidad de ejercer alguna de estas opciones, proveerá al inversor un valor presente neto (VPN) para cada escenario, en función de la cantidad de petróleo producido (Q), el precio del petróleo (P), los costos operacionales (C), la tasa de oportunidad del proyecto (r) y la inversión requerida para cada escenario (I), como se describe en las siguientes ecuaciones:

$$VPN_{SQ} = \frac{\sum Q_{SQn} P_n - C_{SQn}}{(1+r)^n} \quad \text{(Ecuación 1)}$$

$$VPN_{IA} = \frac{\sum Q_{IA n} P_n - C_{IA n}}{(1+r)^n} - I_{IA} \quad \text{(Ecuación 2)}$$

$$VPN_p = \frac{\sum Q_{pn} P_n - C_{pn}}{(1+r)^n} - I_p \quad \text{(Ecuación 3)}$$

En donde:

Q , producción de cada opción. Para la opción SQ, esta producción es calculada como una proyección de la producción esperada base del campo de acuerdo a

sus condiciones actuales. Por su parte, la producción de la opción inyección de agua, corresponde a la producción esperada como resultado del proceso implementado y se calcula de acuerdo a modelos analíticos y/o numéricos, al igual que la producción del escenario piloto. Dado que es uno de los parámetros con mayor influencia en la evaluación, además de presentar junto con el precio del crudo la mayor cantidad de incertidumbre, su cálculo se describirá con detalle en el anexo A.

P , precio del petróleo. En la literatura, existen diferentes métodos para la estimación de su comportamiento. El método empleado en el presente trabajo, se describe en el anexo B, asumiendo que el precio del petróleo sigue un movimiento browniano con reversión a la media. En algunas compañías y proyectos, dados los altos niveles de incertidumbre que tiene el precio del petróleo, y la imposibilidad de influenciar este efecto, se define un precio base estático a partir del cual se realiza la evaluación.

C , costos operacionales u Opex de la opción. Comprende tanto los costos fijos como variables requeridos para el correcto funcionamiento del proyecto.

r , tasa de descuento. Para este caso particular, en donde se evaluará un proyecto real, se emplea una tasa de descuento ajustada al riesgo (del mundo real). No obstante, se podría realizar una valoración en un mundo neutral al riesgo, en cuyo caso el portafolio replicado podría ser el precio del crudo. Sin embargo, ésta perspectiva tendría en cuenta únicamente el riesgo asociado a la incertidumbre del mercado, sin incluir los posibles efectos de la incertidumbre técnica que se pretende incluir en el modelo de valoración propuesto.

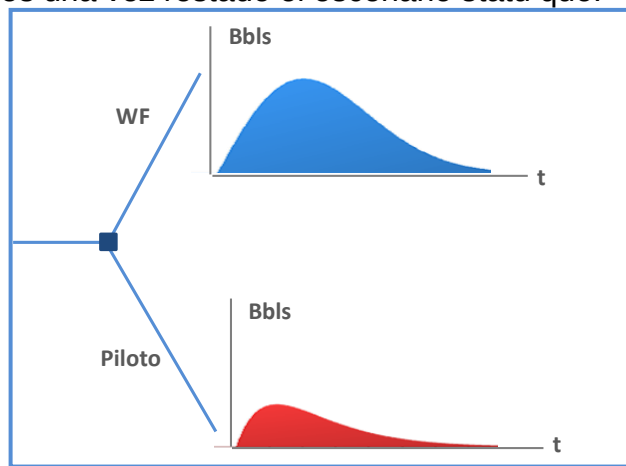
I , inversión o Capex de la opción.

n , tiempo de vida del proyecto evaluado.

Con el objeto de simplificar la evaluación, y dado que el valor neto del proyecto corresponde únicamente a los beneficios incrementales que este tenga, en adelante se evaluarán únicamente los escenarios piloto (p) e incremental (WF) o expansión del piloto (Ver figura 3).

$$VPN_{PROY} = VPN_{WF} = VPN_{IA} - VPN_{SQ} \text{ (Ecuación 4.)}$$

Figura 3. Decisiones una vez restado el escenario statu quo.



Fuente: Los autores

WF: *Waterflooding*

3.2. OPCIONES FINANCIERAS Y OPCIONES REALES

Las opciones financieras² son definidas como un “título que otorga a su poseedor el derecho, más no la obligación de comprar o vender un activo a un precio determinado y en una fecha establecida” (Hull, 2006). El activo transado se denomina activo subyacente, el precio de compra (o venta) que da derecho a adquirirlo es denominado precio de ejercicio, y la fecha pactada es llamada tiempo

² Constituidas firmemente en el año 1973 cuando se fundó la primera bolsa para transar opciones –*Chicago Board Options Exchange*–.

de expiración. En cuanto a las opciones financieras, estas se pueden clasificar de dos maneras, como primera medida según el tipo de transacción que se realice, en opciones de compra (*call*) u opciones de venta (*put*); y segundo de acuerdo al tiempo de ejercicio, en opciones europeas, que pueden ser ejercidas únicamente en el momento pactado, u opciones americanas que pueden ejercerse en cualquier momento antes de la fecha de expiración.

Dadas las características y comportamiento de la opción *call*, la afirmación de Myers fue que muchos activos y proyectos pueden ser vistos como una opción de compra; así pues, teniendo claro que la teoría de opciones reales es una extensión de las opciones financieras, una opción real podría definirse, según Copeland y Antikarov (2001), como el derecho pero no la obligación de tomar un determinado curso de acción respecto a un proyecto (por ejemplo diferir, expandir, contraer o abandonar una inversión) a un determinado costo, equivalente al precio de ejercicio, durante un periodo de tiempo definido (la vida de la opción). De esta manera, se brinda al tomador de decisiones la posibilidad de evaluar las diferentes alternativas a las que se puede enfrentar a lo largo de la vida del proyecto, es decir, se le ofrece la oportunidad de evaluar la flexibilidad gerencial que posee.

Los principales parámetros que intervienen en la valoración de opciones financieras *call*, se presentan en la tabla 1, con su correspondiente de una opción real para una clase general de proyectos.

Merecen una explicación especial los parámetros S y K ; S en la opción real indica el valor presente del activo real subyacente, es decir, el valor presente de los flujos de caja que se espera genere dicho activo durante su vida. En el caso de la opción financiera lo normal es conocer con certeza el precio del activo financiero subyacente, mientras que respecto de las opciones reales muchas veces este valor sólo se conoce de forma aproximada. Por su parte, el precio de ejercicio (K)

en la opción real, indica el precio a pagar para adquirir el activo real subyacente (por ejemplo, en un proyecto de inversión, será el desembolso inicial).

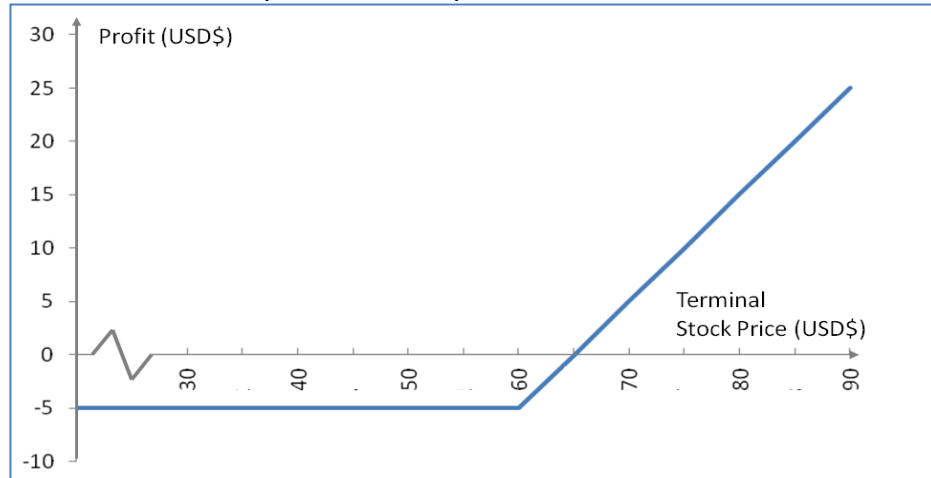
Tabla 1. Opciones financieras frente a opciones reales

OPCIÓN FINANCIERA	OPCION REAL
S_0 : Precio actual de la acción	Valor de los flujos del proyecto
K: Precio de ejercicio de la opción	Costo de la inversión en el proyecto
r: Tasa libre de riesgo	Tasa libre de riesgo
σ : Volatilidad de la acción	Volatilidad del valor del proyecto
T: Tiempo de expiración de la opción	Tiempo de expiración de la oportunidad de invertir.

Fuente: Guimaraes, M. A. (1995). *Real Options in Petroleum*. En: <http://marcoagd.usuarios.rdc.puc-rio.br/main.html#contents>

Para comprender el funcionamiento de las opciones financieras, Hull presenta un ejemplo en el que un inversor adquiere una opción europea con un precio de ejercicio de USD\$60 para adquirir cien acciones Microsoft. Si se asume que el *stock price* es USD\$58, la fecha de expiración de la opción es en cuatro meses y el precio de adquirir la opción es de USD\$5 por acción. Resulta evidente que si el *stock price* en la fecha de expiración es menor a USD\$60 el inversor claramente escogerá no ejercer la opción; en estas circunstancias el inversor perderá como máximo la inversión inicial de adquirir la opción, correspondiente a USD\$5 por acción. Por otra parte, en todos aquellos casos en que el precio de la acción sea superior a USD\$60, el inversor ejercerá la opción. Este ejercicio se representa en la Figura 4.

Figura 4. Beneficio de una opción *call* europea.



Fuente: Hull, J. (2006). *Options, Futures and Other Derivatives*. New Jersey: Prentice Hall. Pg 7.

De forma similar pero desde la perspectiva de opciones reales, Brennan y Schwartz (1985) presentan un ejemplo en que una empresa tiene los derechos de una mina de oro, los cuales le dan la opción (pero no la obligación legal) de explotar las reservas de oro que se asume existen en la mina. La empresa puede tomar diversas decisiones en función del precio del oro en el mercado; si este es alto, la empresa podría iniciar la explotación de la mina, y si por el contrario, es bajo, podría detenerse y esperar un mejor momento en el mercado. Si el costo de la explotación es K y el beneficio esperado de la mina es S (sin dejar de lado el efecto del valor del dinero en el tiempo), la regla de pago sería como se presenta en la ecuación 5.

$$\begin{aligned} & S - K \quad \text{si y solo si } S > K \\ & 0 \quad \text{si y solo si } S \leq K \end{aligned} \quad (\text{Ecuación 5.})$$

El pago de este ejercicio es idéntico al de una opción *call*, en donde el activo subyacente es el valor del oro extraído.

Se observa claramente, como las opciones reales nacen como una extensión y de una manera análoga a las opciones financieras. No obstante existen consideraciones que se deben tener en cuenta: como primera medida, el precio de una acción, es observable en el mercado, o puede semejarse con otra acción, por lo que su valor y la varianza de sus retornos puede estimarse a partir de históricos. Mientras el activo subyacente de una opción real, no es transable el mercado, y tiene características particulares lo que dificulta identificar un semejante, por lo que estimar la volatilidad de sus retornos requiere otras técnicas (por ejemplo simulación). Adicionalmente, las opciones reales tiene la particularidad de estar sujetas a la influencia de la gerencia, por lo que el curso del activo subyacente puede ser modificado en función del proceso de toma de decisiones, afectando el valor de la opción.

Llevando esta analogía a otro nivel, se observa que es posible a la valoración de un proyecto piloto, mediante la definición de un nuevo tipo de opción. Esta analogía requiere analizar una característica adicional relacionada con el costo de la opción. Este tema será explorado a profundidad en el siguiente capítulo.

3.3. DEFINICIÓN Y PARÁMETROS DE LA OPCIÓN PILOTO

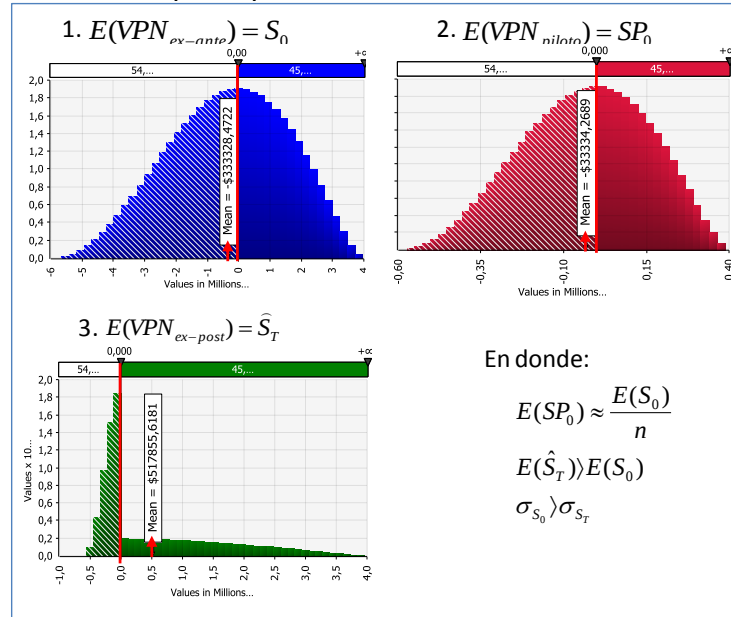
A partir de la comprensión de la relación entre las opciones financieras y reales, se observa que un proyecto piloto de recobro secundario/mejorado se comporta como un caso especial de opción real en donde *invertir en el piloto brinda la opción más no la obligación de realizar la expansión o etapa comercial del proyecto*. Observando cada uno de los parámetros que describen una opción *call*, se identifica su semejante para la *opción piloto*, como se llamará en adelante, en donde el activo subyacente (S) corresponde al valor presente de los ingresos del proyecto de expansión, el precio de ejercicio (K) equivale al costo de inversión en el proyecto de expansión, y la fecha de expiración corresponde a un instante

$t \in [T_0, T]$, en donde T_0 equivale al momento inicial de evaluación del proyecto; T al tiempo total del proyecto WF, y el instante $t > T_0$ al momento en que se decide si se invierte o no en el proyecto WF con base en los resultados del piloto. Es importante aclarar que no se requiere esperar a que el proyecto piloto llegue al final de su vida útil para conocer el resultado técnico de su implementación, simplemente se requerirá del momento en que se presente una respuesta que permita estimar el potencial de producción incremental del campo, más un corto tiempo de estabilización para determinar factores de operación.

Desde otro punto de vista, el activo subyacente puede definirse, no como el valor presente de los ingresos, sino como el valor presente neto (VPN) del proyecto; en cuyo caso, la inversión estaría inmersa en el activo subyacente y por consiguiente el precio de ejercicio sería cero. Con base en esta perspectiva, en adelante se realizará la evaluación de la opción piloto y se redefinen los parámetros como se expone a continuación.

1. $E(VPN_{ex-ante}) = S_0$; VPN esperado del proyecto WF en el campo sin implementar el piloto. (ex-ante).
2. $E(VPN_{piloto}) = SP_0 = c$; VPN esperado del piloto de WF, que equivale al costo de la opción.
3. $E(\widehat{VPN}_{ex-post}) = \widehat{S}_T$; correspondiente al VPN esperado del proyecto WF en el campo (ex-post), es decir tras la implementación y revelación de información del piloto. Es de aclarar que a diferencia de S_0 , que corresponde a la evaluación de todo el campo, $\widehat{S}_T$ pertenece a la evaluación del campo obtenida al restar el área correspondiente al piloto, dado que esta ya se encuentra evaluada en SP_0 ; que a su vez hace parte de la inversión contemplada en $\widehat{S}_T$.
4. $K = 0$ El precio de ejercicio de la opción, es cero, dado que el activo subyacente incluye el costo de la inversión.

Figura 5. Parámetros de la opción piloto



Fuente: Los autores.

En la figura 5, se grafican los siguientes supuestos para los parámetros a evaluar:

- $\sigma_{S_0} > \sigma_{S_T}$; se asume, dados los objetivos de revelación de información del piloto, que el nivel de incertidumbre técnica (reflejada en los niveles y costos de operación e inversión en facilidades), es mayor para el proyecto sin piloto, expresando este nivel de incertidumbre mediante la desviación del beneficio esperado.
- $E(\hat{S}_T) > E(S_0)$; como efecto de la revelación de información del piloto, se plantea no solo una reducción de incertidumbre, sino además un incremento en el beneficio esperado del proyecto ex-post, dado que el inversor limita sus pérdidas al no expandir en los escenarios inminentemente negativos.

• $E(SP_0) \approx \frac{E(S_0)}{n}$; donde n corresponde al número de pozos/patrones³ presentes en el campo.

3.4. REGLA DE EJECUCIÓN Y ADQUISICIÓN DE LA OPCIÓN PILOTO

A partir de la comprensión de estos parámetros, se procede a definir la regla de decisión para la adquisición y ejecución de la opción de forma similar al planteamiento presentado previamente para las opciones financieras y reales.

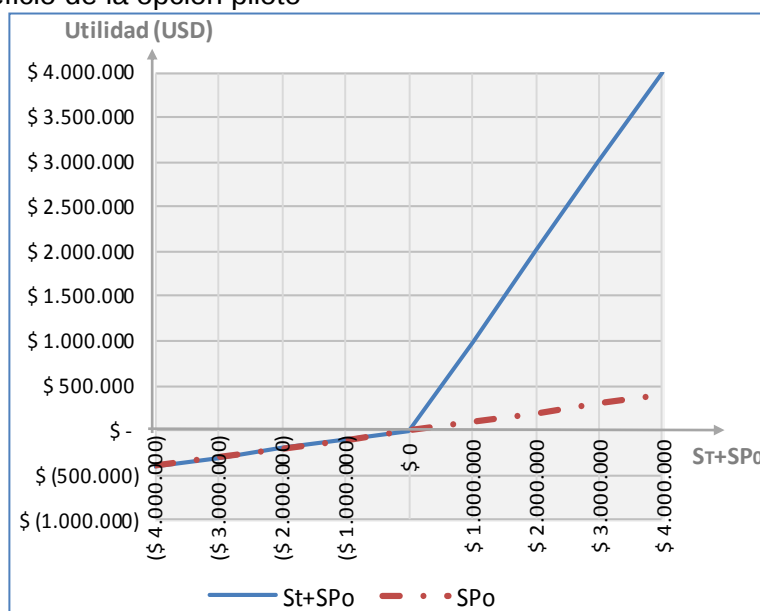
Como primera medida se define la regla de ejecución del piloto de manera similar a una opción *call*; en donde se considera un inversor que adquiere una opción piloto para un proyecto de recobro secundario/mejorado, cuyo activo subyacente es el VPN de la etapa comercial del proyecto (S_t). El inversor deberá ejecutar la opción, siempre que los beneficios esperados de la expansión del proyecto sumados a los beneficios esperados del proyecto piloto sean mayores a cero; la regla del pago del piloto se presenta en la ecuación 6:

$$\begin{matrix} (S_T + SP_0) & \text{si y solo si} & S_T > 0 \\ SP_0 & \text{si} & S_T \leq 0 \end{matrix} \quad \text{(Ecuación 6.)}$$

En la figura 6, se muestra un ejemplo teórico de una opción piloto; se observa que el costo de la opción (SP_0) no es constante, e incluso puede llegar a tomar valores positivos, lo que implica un costo negativo de la opción (es decir un beneficio). Así el máximo costo que podría tener la opción corresponde al mínimo valor esperado de SP_0 .

³ Un patrón de inyección es un arreglo geométrico conformado por pozos productores e inyectores que tienen como fin aumentar la eficiencia del proceso de recobro.

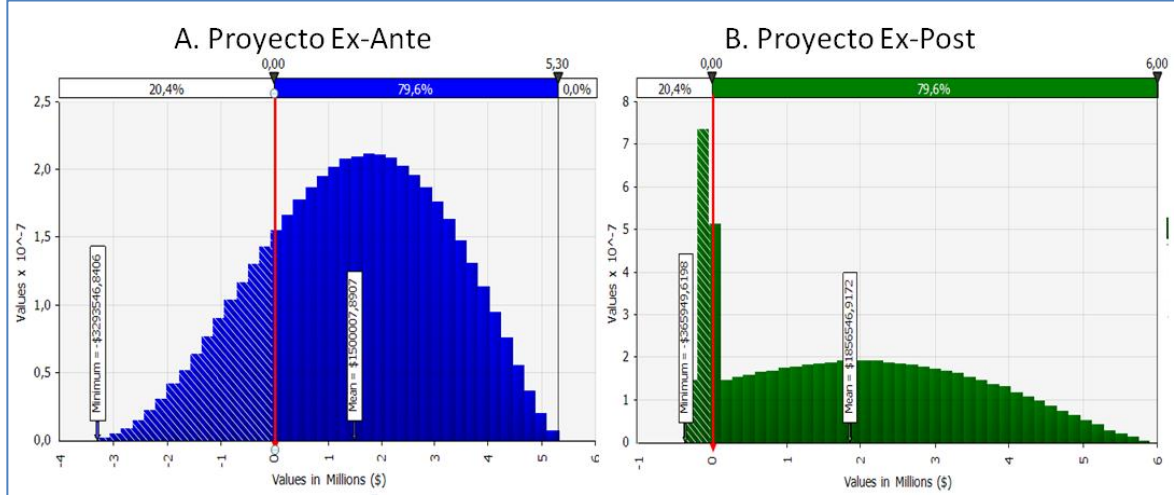
Figura 6. Beneficio de la opción piloto



Fuente: Los autores.

En la figura 7, se expone el comportamiento de la simulación del ejemplo anterior. Se observa cómo invertir en el piloto permite reducir las posibles pérdidas del proyecto; limitándolas al no invertir en el proyecto de expansión en todos aquellos escenarios en que el resultado podría ser negativo. La porción negativa en la evaluación ex-post, corresponde a los escenarios en que si bien no se ejecutó la opción, se realizaron inversiones en el piloto.

Figura 7. Proyecto ex-ante frente a ex-post



Fuente: Los autores.

Posteriormente, se procede a la definición del criterio para la adquisición de la opción, la cual será atractiva siempre que supere los posibles beneficios disponibles ex - ante, es decir los esperados en la evaluación sin piloto (S_0). Dado que S_0 puede presentar valores esperados por encima y debajo de cero para todos aquellos escenarios en que el $E(S_0) < 0$, el inversor decidirá no expandir; por tal motivo, siempre que $E(S_0) < 0$, la evaluación de la adquisición de la opción dependerá únicamente de que el proyecto presente un valor esperado superior a cero; en el caso contrario, el inversor esperará no solo una retribución positiva, sino además superior a la esperada con S_0 . En este orden de ideas, existen dos planteamientos para la evaluación de la adquisición de la opción piloto:

1. Si se asume que el inversor desea adquirir una opción piloto, cuyo precio de ejercicio es $\hat{S}_T$, el costo de esta opción es SP_0 , y $E(S_0) < 0$; caso en que el inversor deberá adquirirla solo si la suma de SP_0 y $\hat{S}_T$ es mayor a cero.

$$\text{Si } E(S_0) < 0; \text{ adquirir si y solo si } [E(SP_0) + E(\hat{S}_T)] > 0 \text{ (Ecuación 7.)}$$

2. Si se asume que el inversor adquiere una opción piloto, cuyo precio de ejercicio es $\hat{S}_T$, el costo de esta opción es SP_0 , y $E(S_0) > 0$; el inversor deberá adquirir la opción solo si la suma de SP_0 y $\hat{S}_T$ es mayor al valor esperado de S_0 .

$$Si E(S_0) > 0; adquirir si y solo si [E(SP_0) + E(\hat{S}_T)] > E(S_0) \text{ (Ecuación 8.)}$$

Agrupando las ecuaciones 7 y 8 se tiene que un inversor deberá adquirir la opción de acuerdo con la ecuación 9:

$$E(SP) + E(\hat{S}_T) > \text{Max} [0; E(S_0)]. \text{ (Ecuación 9.)}$$

Finalmente, y de forma similar al método de valoración propuesto por Lorentz (1988), en donde el valor de la información es calculado como el valor esperado de las variables de salida, si la información es adquirida, menos el valor esperado de las variables de salida si la información no es adquirida, el valor de la opción piloto se define como la diferencia entre el valor esperado del proyecto sin piloto y el valor esperado del proyecto con piloto, (ver ecuación 10).

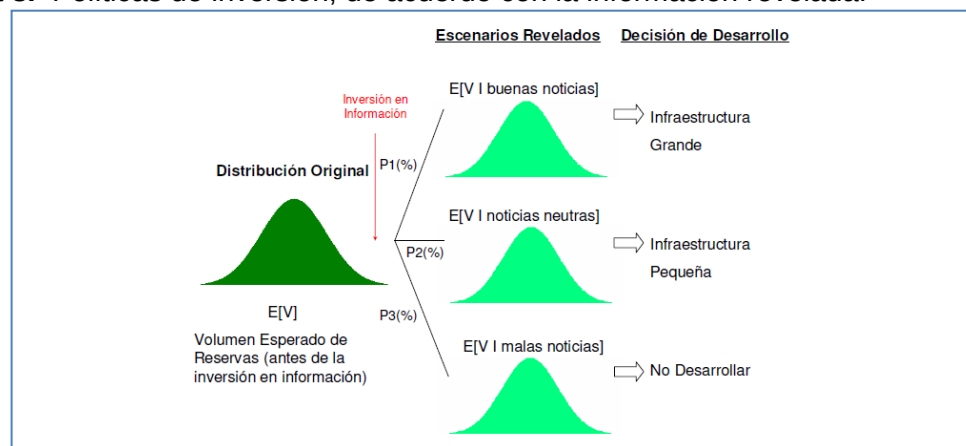
$$valor\ opción = [E(S_t) + E(SP)] - E(S_0) \text{ (Ecuación 10)}$$

3.5. PROCESO DE APRENDIZAJE

Como se mencionó previamente, la incertidumbre técnica a diferencia de la incertidumbre del mercado, puede ser ampliamente reducida gracias a la inversión en información. Esta inversión da paso a dos efectos importantes de acuerdo al tipo de variable afectada; el primer efecto es una reducción de incertidumbre por

revelación de información, en donde la variable no puede ser modificada por el usuario, pero al mejorar el entendimiento de la misma, se reduce la incertidumbre del modelo de evaluación. El segundo efecto es un proceso de aprendizaje, el cual dará al inversor información adicional de cómo operar y desarrollar de forma apropiada la tecnología a implementar; permitiendo de esta manera una mejor administración de sus inversiones. En este orden de ideas, se podría decir que el efecto de aprendizaje de la opción piloto, incrementa el valor del proyecto ex-post, dado que se generan mejores políticas de inversión. (ver figura 8)

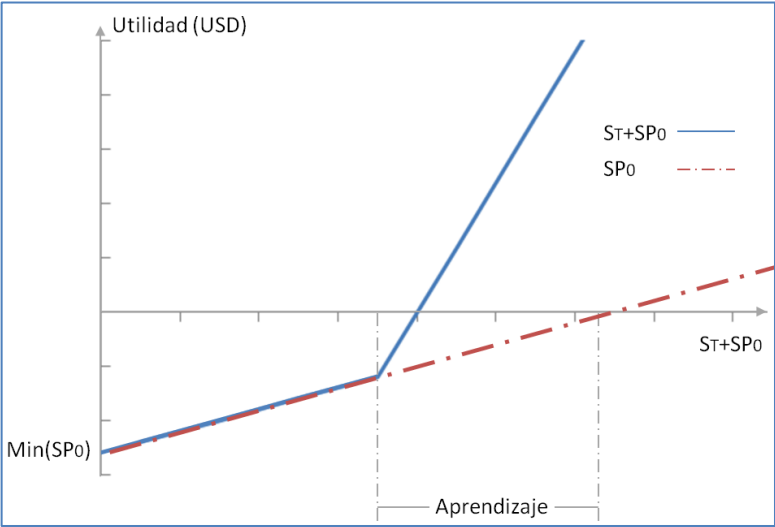
Figura 8. Políticas de inversión, de acuerdo con la información revelada.



Fuente: Guimaraes, M. A. (2003). Investment in Information in Petroleum, Real Options and Revelation. *6th Anual international Conference on REal Options*. Río de Janeiro .

Sumando el efecto de aprendizaje, al proceso definido para la opción piloto, se esperaría un beneficio similar al presentado en la figura 8. En donde el inversor ya no deberá esperar un VPN positivo del piloto para tomar la decisión de ejecutar la opción; sino que la decisión de inversión será tomada en un momento en que, aunque el piloto aún es negativo, se esperan mayores beneficios para la expansión, como resultado de las nuevas políticas de inversión y operación.

Figura 9. Beneficio de la opción piloto, con efecto de aprendizaje.



Fuente: Los autores.

4. RESULTADOS DE LA INVESTIGACIÓN

4.1. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN PARA LA EVALUACIÓN FINANCIERA DE UN PROYECTO PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA COMO UNA OPCIÓN REAL

4.1.1. Evaluación de Factibilidad Técnica, experimental y legal.

Como primera medida, se debe evaluar la factibilidad técnica del proyecto; en el caso de un proyecto de inyección de agua, esta evaluación comprende las actividades descritas a continuación:

1) Análisis de *screening* y analogías. El *screening* técnico es una herramienta que permite realizar comparaciones entre ciertas propiedades del yacimiento, con los criterios propuestos por diversos autores representativos en la literatura de procesos de recobro secundario y mejorado, a fin de visualizar las tecnologías teóricamente factibles en un campo determinado. Estos criterios fueron determinados con base en la experiencia, análisis estadístico y el entendimiento teórico de cada método de recuperación. El *screening* es una herramienta rápida y fácil de usar para determinar si un campo se convierte en un buen candidato para la aplicación de un proceso de recuperación mejorada, para el caso particular del presente proyecto, la implementación de un proceso de inyección de agua. Por su parte, el estudio de analogías permite comparar propiedades de roca y fluidos del campo de estudio con las de otros campos de petróleo que han puesto en práctica determinado método de recobro, a fin de encontrar aquellos campos similares o análogos que orienten a los resultados de una posible implementación. A partir de ellos se determinan las mejores prácticas operacionales asociadas con el proceso, al igual que los problemas relacionados con su implementación.

Existen diferentes herramientas en el mercado, que permiten realizar este estudio,

Ecopetrol S.A. ha desarrollado una herramienta denominada *ecoEOR*, la cual incorpora cuatro módulos principales *screening* binario, analogías, *benchmarking* y predicción analítica de algunos métodos de recobro, que permiten realizar un análisis integrado para la selección de procesos de recobro secundario y mejorado técnicamente aplicables a un campo de forma rápida y con un bajo costo.

2) Identificación y selección de áreas. La selección de áreas para la implementación de procesos de inyección de agua pretende, a partir de la caracterización de variables geológicas, determinar aquellas áreas con mayor influencia y potencial en el incremento de la producción. Se basa en la evaluación de conectividad y continuidad de las arenas, sus propiedades petrofísicas, el estado mecánico de los pozos y datos de producción de cada una de las subunidades de interés pertenecientes a las formaciones productoras. Es similar y complementada por una caracterización de yacimientos que consiste en la integración de información geofísica, petrofísica, geológica y de ingeniería, a fin de calcular reservas y crear un plan de desarrollo óptimo del campo, contemplando los modelos estático y dinámico del yacimiento.

3) Evaluación hidrogeológica. Comprende los estudios encaminados a la localización, dimensionamiento y caracterización de las zonas favorables para la acumulación de aguas subterráneas, determinando así su potencial como posible abastecedor para la inyección de un campo candidato a recobro mediante inyección de agua. Esta evaluación es de gran importancia, dado que de no existir suficiente recurso hídrico, el proyecto no sería factible.

4) Evaluación experimental. Esta es una de las etapas más importantes del proceso, pues permite evaluar si existe una compatibilidad entre fluidos (crudo – agua de inyección; agua yacimiento – agua de inyección), así como entre el agua de inyección y la formación (pruebas roca - fluido); además de evaluar la calidad

del agua de inyección y los posibles problemas de reacciones que se puedan presentar.

5) Evaluación del marco legal, social y ambiental; por último, se debe realizar una evaluación de la posible afectación que el proyecto en cuestión puede generar tanto al medio ambiente como a la comunidad aledaña, por lo que se deberá desarrollar una evaluación ambiental, un plan de gestión inmobiliaria (adquisición de derechos inmobiliarios de los terrenos a afectar), así como la revisión y cumplimiento de la normatividad requerida por el Ministerio de Minas y la Asociación Nacional de Hidrocarburos.

4.1.2. Configuración de la base de cálculo (modelo determinístico)

Generalmente, la estructura del modelo de evaluación se fundamenta en un clásico análisis de flujo descontado (FCD), al cual se incorporan elementos particulares de un proyecto en el sector petrolero (flujos de producción, regalías, entre otros) y se emplea como un caso base en que el *output* del modelo correspondiente a la medida de desempeño a evaluar (VPN, TIR, EFI, Payback, entre otras), se calcula de forma determinística, con una tasa de descuento ya definida⁴. Los principales parámetros a tener en cuenta son los mencionados previamente en el cálculo del VPN de las ecuaciones 1, 2 y 3, además de la estructura de impuestos y regalías muy representativa en este tipo de proyectos.

El modelo determinístico requerido para la evaluación de la opción piloto, debe contemplar la evaluación de flujos y VPN de tres escenarios principales: (1) expansión ex-ante, (2) piloto y (3) expansión ex-post; con el objeto de permitir el

⁴ Si bien la tasa de descuento es una de las principales variables en la evaluación de proyectos, es de aclarar que no es modelada, dado que el trabajo desarrollado está dirigido a una empresa específica en donde ya se encuentra definida la tasa de descuento para este tipo de proyectos, incluyendo en ella la incertidumbre correspondiente.

cálculo del beneficio de la opción de acuerdo con la ecuación 6. En consecuencia, los flujos esperados del escenario ex-post, obedecerán, igualmente a la regla de pago de la opción piloto. Así, incluyendo las ecuaciones 1, 2 y 3 en la regla de pago (ecuación 6) se obtiene:

$$\left[\left(\frac{\sum Q_{IA n} P_n - C_{IA n}}{(1+r)^n} - I_{IA} \right) + \left(\frac{\sum Q_{pn} P_n - C_{pn}}{(1+r)^n} - I_P \right) \right] \quad si \quad \left[\frac{\sum Q_{IA n} P_n - C_{IA n}}{(1+r)^n} - I_{IA} \right] > 0;$$

$$\left[\frac{\sum Q_{pn} P_n - C_{pn}}{(1+r)^n} - I_P \right] \quad si \quad \left[\frac{\sum Q_{IA n} P_n - C_{IA n}}{(1+r)^n} - I_{IA} \right] \leq 0.$$

4.1.3. Identificación y caracterización de riesgos e incertidumbre

Una vez confirmado que el proyecto es técnica y experimentalmente viable y se cuenta con la base de cálculo, se procede a realizar la identificación de riesgos e incertidumbres, a partir de la cual se definirán aquellas variables y fuentes de incertidumbre que darán forma al modelo probabilístico. Para este ítem se propone:

- 1) Establecer el contexto de evaluación: comprende la definición del alcance y planeación del proyecto, de acuerdo con el grado de conocimiento, necesidades y disponibilidad de recursos.
- 2) Identificación de riesgos e incertidumbres, se puede realizar mediante métodos clásicos como lluvia de ideas, método Delphi, consultas a expertos, entre otros. Una vez identificados de manera general, se procede a realizar su priorización y selección.
- 3) Caracterización de riesgos, es quizá una de las etapas más complejas, pues requiere la definición de los parámetros de las variables a simular (función de distribución y parámetros de distribución). Las alternativas para esta definición

son (a) realizar un ajuste de los datos históricos de la variable a modelar, el cual debe ser validado mediante pruebas de bondad de ajuste-Kolmogorov – Smirnov o chi-cuadrado; (b) solicitar el criterio de expertos, quienes con su conocimiento y experiencia pueden definir una distribución para una variable específica; (c) revisar la literatura, que tiene definidas algunas distribuciones, especialmente para parámetros técnicos como variables de yacimiento.

Dentro de las principales fuentes de incertidumbre se encuentran: la variación del precio del petróleo, y la producción incremental, las cuales describen la incertidumbre de mercado y la incertidumbre técnica respectivamente. En el siguiente capítulo, se propone un método para la predicción de cada uno de estos parámetros respectivamente, Sin embargo, es de aclarar que existen otros modelos, y métodos disponibles, la aplicación de cada uno de ellos dependerá del enfoque que desee darse al modelo y la disponibilidad de información.

4.1.4. Evaluación probabilística

A partir de la definición de las fuentes de incertidumbre, sus distribuciones y parámetros asociados para cada uno de los escenarios (ex – ante, piloto y ex – post), se modelan las incertidumbres en el caso base y se procede a realizar una simulación de Montecarlo. Esta última permite generar múltiples muestras aleatorias de cada una de las variables modeladas, dando lugar (con un número suficiente de iteraciones) a una distribución de probabilidad de la variable de salida (*output*), que para el caso específico del presente modelo, corresponde al VPN de cada uno de los escenarios. En el mercado existen diferentes herramientas disponibles para realizar este tipo de evaluación de forma sencilla, sin embargo se debe aclarar que la confiabilidad de sus resultados, depende de los datos introducidos al modelo (funciones de probabilidad, parámetros, otros), por lo que

es importante realizar una validación del modelo, verificando que esté reflejando la realidad del proyecto.

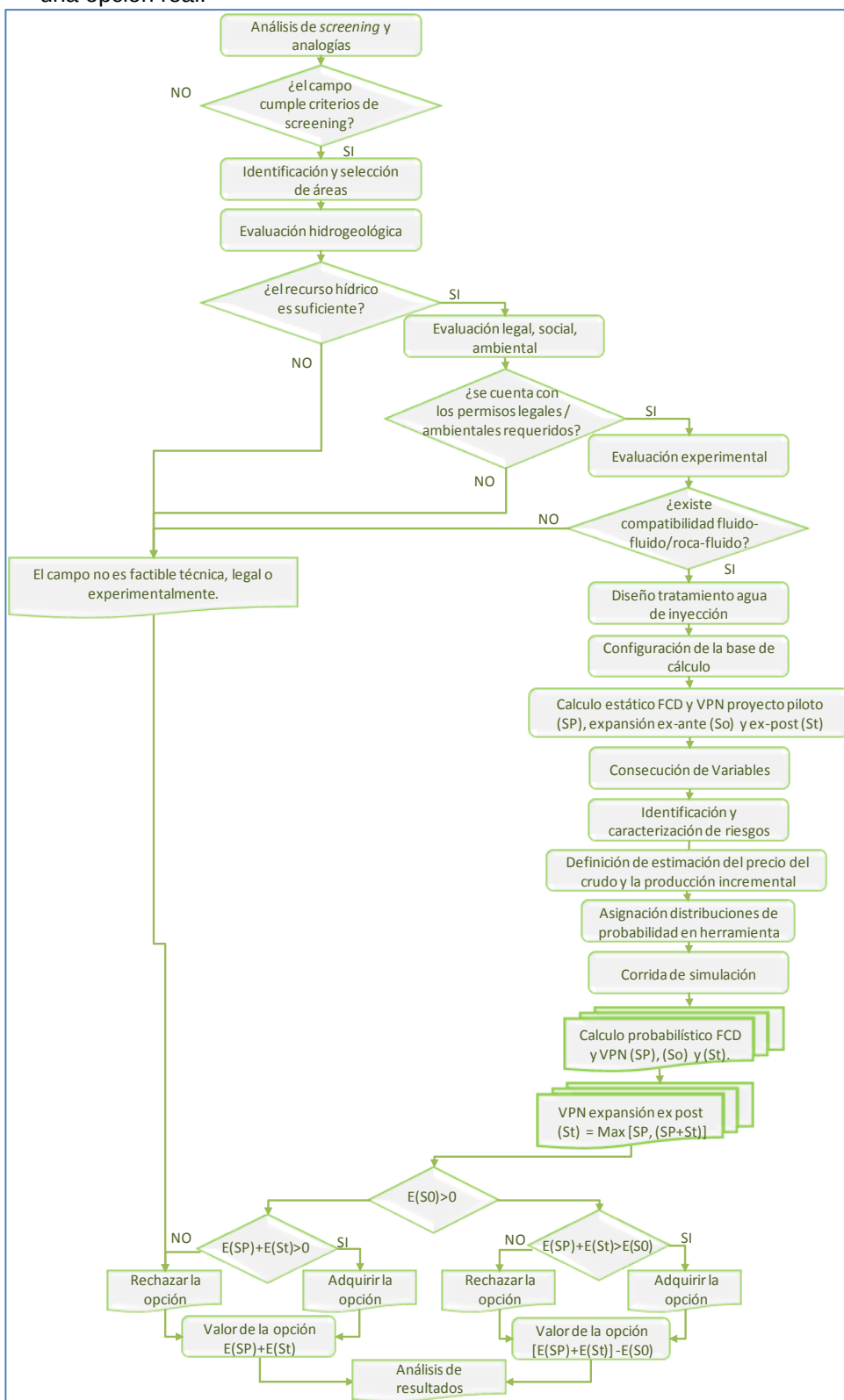
4.1.5. Realizar análisis de opciones reales

Por último, se aplica la regla de adquisición de la opción, a partir de la cual se determinará la viabilidad de implementar o no el proyecto piloto, de acuerdo con la ecuación 9. Así pues, el piloto deberá ser implementado únicamente en aquellos casos en que su beneficio sumado al beneficio estimado de la expansión con piloto, supere el beneficio esperado de la expansión sin piloto.

$$E(S_0) + E(\hat{S}_T) > \text{Max} [0; E(S_0)]. \text{ (Ecuación 9)}$$

En la Figura 10, se presenta un diagrama de la metodología propuesta.

Figura 10. Diagrama Modelo para la evaluación de un proyecto piloto de inyección de agua como una opción real.



4.2. CASO DE APLICACIÓN

4.2.1. El proceso de inyección de agua

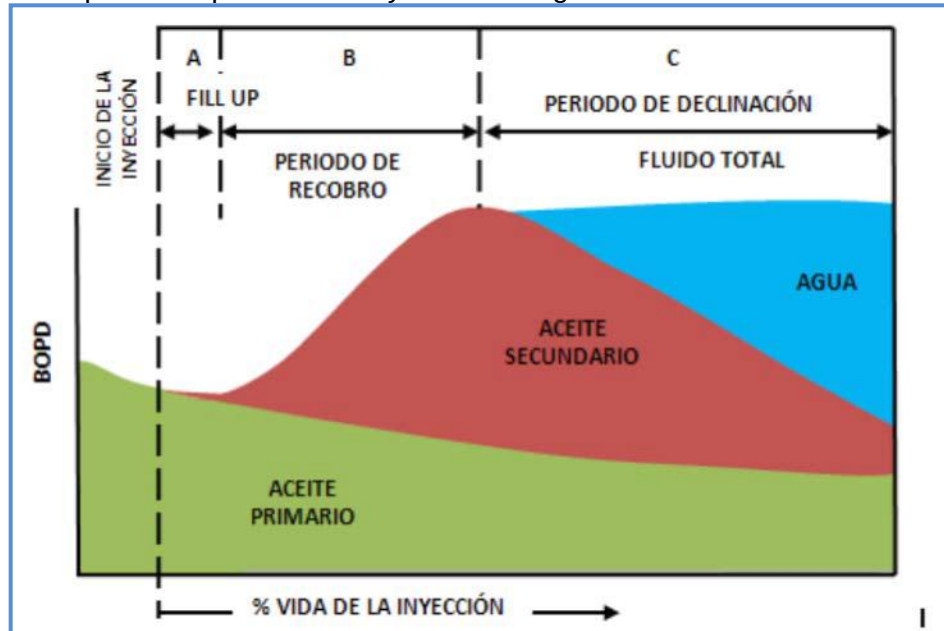
Con el objeto de aplicar la metodología de valoración de proyectos piloto se seleccionó el proceso de inyección de agua, por ser uno de los más utilizados en la industria y en Colombia. No obstante, siendo un método convencional, requiere la evaluación previa de un piloto con el objeto de reducir la incertidumbre de su ejecución y definir importantes parámetros de operación.

Mediante la inyección de agua la producción de petróleo aumenta, ya que este es desplazado gracias al empuje que resulta de la acumulación del agua que pasa a ocupar el volumen que anteriormente ocupaba el petróleo; de esta manera el agua actúa como fluido desplazante y el petróleo como fluido desplazado. El desplazamiento ocasionado por la inyección de agua en un yacimiento homogéneo, se puede representar en las etapas que se observan en la figura 11.

Inicialmente la presión del yacimiento es restaurada con una compresión del gas por el empuje del agua inyectada, re-disolviendo parte del gas libre en el petróleo. La respuesta en la producción de aceite ocurre después del llenado o *fillup*, en el cual el agua inyectada ocupa el espacio anteriormente ocupado por el gas desplazando el petróleo a los pozos productores. El tiempo de respuesta del aceite, la irrupción del agua y la magnitud de los picos máximos de tasas de producción, dependen de las características del yacimiento y de las tasas de inyección. Después de que se alcanzan los topes de producción, la tasa de producción de aceite empieza declinar, a la vez que inicia el incremento en la producción de agua.

El periodo A comprende desde el inicio de la inyección hasta el llenado o *fillup*. El *fillup* es el momento en el cual el volumen de gas libre es desplazado por el agua inyectada, entonces, la saturación de gas se hace cero.

Figura 11. Etapas en el proceso de inyección de agua



Fuente: Integrated Waterflood Asset Management. THAKUR Ganesh y SATTER Abdus, 1998. En Historia y criterios empíricos en la aplicación de inyección de agua en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

El periodo B se desarrolla desde el *fillup* hasta la irrupción del frente de agua en los pozos productores o *breakthrough*. La producción, en este estado, es la combinación de la producción secundaria por inyección y la continuación de la producción primaria. La producción de agua inicia al final de este estado.

El periodo C comienza con la irrupción del frente de agua o *breakthrough*, finalizando cuando la producción deja de ser rentable. Este periodo inicia con la producción de agua de inyección y es caracterizado por un aumento en la relación de movilidad del agua, en la eficiencia areal, en la relación agua–petróleo (WOR) y por una disminución en la tasa de producción de petróleo.

4.2.2. Piloto de inyección de agua en un campo colombiano y estudio de factibilidad técnica

Con el objeto de aplicar el modelo propuesto, se seleccionó un campo petrolero colombiano⁵ cuyas características de yacimiento lo hicieron candidato en el año 2002 para la implementación de un proceso de inyección de agua. El programa de ejecución del proyecto planteó un piloto en el sector norte del campo, para recuperar parte de sus reservas y tomar una clara decisión sobre la conveniencia o no de adelantar un programa de inyección a mayor escala en todo el campo.

Cumpliendo con el proceso de evaluación de la factibilidad técnica; se realizó el análisis de *screening* y analogías cuyos resultados fueron positivos para inyección de agua y tres métodos de recobro mejorado, (inyección de químicos, inyección de aire e inyección de vapor), seleccionándose el método de inyección de agua, por sus ventajas técnicas y económicas, además de ser el método de mayor aplicabilidad en el mundo. Posteriormente se realizó el estudio de identificación y selección de áreas, a partir del cual se escogieron el bloque estratigráfico y las arenas de mayor potencial por su menor complejidad estructural, aceite original, reservas remanentes, presión actual y comportamiento de producción. El sector seleccionado cuenta con una extensión de 1940 acres, y un OOIP⁶ de 675 MBBLs, equivalente a un 78% del aceite original *in situ* del bloque y un 60% del campo.

Mediante estudios de capacidad de arenas, predicción de incrementales, análisis de capacidad de recursos, entre otros, se seleccionó el área piloto (un patrón de cinco puntos: cuatro pozos productores y un inyector).

⁵ Por motivos de confidencialidad de la información no se revelará el nombre del campo, ni información específica del mismo.

⁶ Original oil in place.

El patrón fue evaluado por métodos analíticos, utilizando para la predicción del proceso el método más usado en la industria, CGM (Craig- Geffen- Morse, 1955), con el objeto de calcular la producción incremental, cuyo estimado fue de 2.0 MBBLs en un periodo de veinte años.

Por su parte, el estudio hidrogeológico demostró que existen efluentes de agua cercanos, con la capacidad suficiente para el proyecto en mención. Muestras de estas fuentes (incluyendo subterráneas) fueron sometidas al proceso de evaluación experimental, encontrándose compatibilidad de fluidos y roca; sin embargo se recomendaron tratamientos como remoción de depósitos de carbonatos, inhibidores de incrustaciones y remoción de orgánicos, entre otros. En el marco legal, ambiental y social, se confirmó la viabilidad en la disposición de tierras y se iniciaron trámites para solicitud de permisos ambientales y permisos requeridos por el Ministerio de Minas.

En relación con la expansión, se diseñó un plan preliminar con el objeto de estimar a grandes rasgos sus posibles beneficios. Para el desarrollo de este plan se planteó la perforación de cuatro nuevos pozos, para un total de sesenta pozos productores; la perforación de veintiocho pozos inyectores y tres pozos abastecedores.

4.3. DESCRIPCIÓN DE VARIABLES

4.3.1. Predicción de la producción

El comportamiento futuro de un yacimiento sometido a un proceso de recobro secundario mediante inyección de agua, se puede predecir mediante métodos empíricos, analíticos o numéricos y cada uno de ellos es aplicable dependiendo de la cantidad y calidad de la información disponible.

De acuerdo con lo anterior y teniendo en cuenta la necesidad de enlazar esta predicción con el modelo de evaluación de la opción piloto, se decidió emplear el método analítico Craig-Geffen-Morse (CGM), el cual combina los efectos de eficiencia areal, mecanismo de desplazamiento, estratificación e inyectividad variable para predecir el comportamiento de una inundación con agua. Dicho método divide el proceso de inyección de agua en las siguientes cuatro etapas.

Etapas. Desempeño previo a la interferencia: esta etapa comienza con el inicio de la inyección de agua y finaliza cuando se encuentran los bancos de aceite formados alrededor de los pozos inyectoros adyacentes; a la unión de estos bancos de aceite se denomina "interferencia". Es importante aclarar que esta etapa no se presentará mientras no haya una saturación de gas libre al comienzo de la inundación, asimismo se debe recordar que en esta primera etapa no existe producción incremental de petróleo.

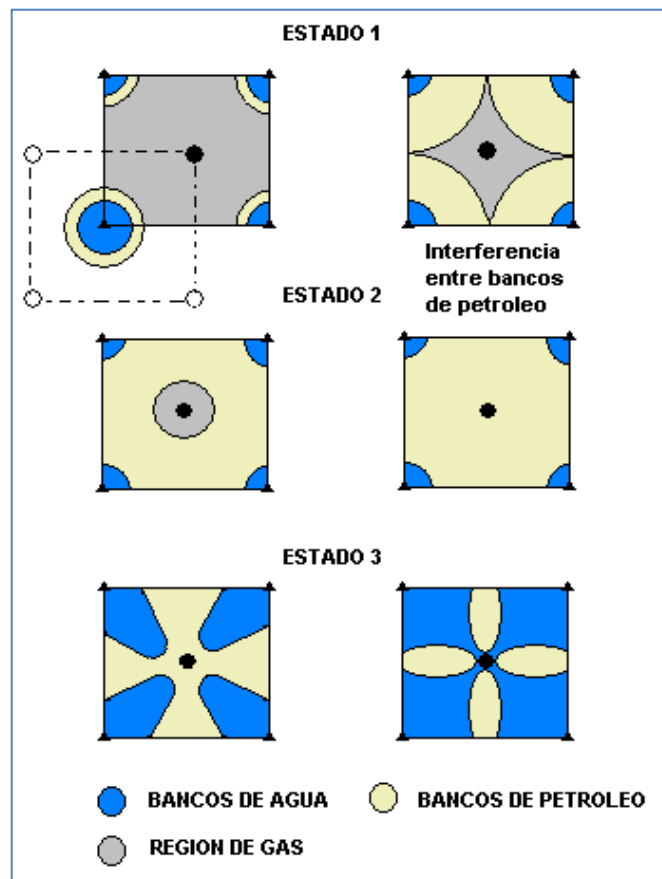
Etapas. Desempeño desde la interferencia hasta el llenado: se extiende desde la interferencia hasta que todo el espacio de gas preexistente sea llenado por el agua inyectada. Durante esta etapa no hay producción de agua.

Etapa tres. Desempeño desde el llenado hasta la ruptura: comprende el llenado del gas hasta la ruptura del agua en los pozos productores. La producción de aceite comienza en el inicio de la tercera etapa, mientras la producción de agua comienza al final de ésta.

Etapa cuatro. Desempeño después de la ruptura del agua: esta etapa se extiende desde la ruptura del agua hasta el límite económico y se caracteriza por un incremento en la relación de movilidades, de la eficiencia de barrido areal, de la relación agua-petróleo, y una disminución de la rata de producción de petróleo.

En la figura 12 se presentan las etapas 1, 2 y 3 del método.

Figura 12. Etapas del método CGM



Fuente: Modificado de Smith J. y Cobb W. Water flooding Dallas. 1995.

En el anexo A se presenta el procedimiento desarrollado para el cálculo y predicción de la producción del proceso de inyección de agua.

4.3.2. Predicción del precio del crudo

La correcta evaluación de un proyecto en la industria petrolífera, requiere de la apropiada predicción del precio del crudo. Uno de los principales modelos que pueden predecir su comportamiento es el modelo geométrico browniano con reversión a la media.

Como primera medida, se presenta el clásico movimiento geométrico browniano (MGB), el cual puede ser visto como una versión de tiempo continuo, de un movimiento discreto de caminata aleatoria (*randomwalk*). Algunas de las principales características de este movimiento son: (a) es un proceso de Markov, (b) sus incrementos aleatorios son independientes, y (c) los precios tienen una distribución de probabilidad log-normal, lo que evita que se atribuyan probabilidades positivas para precios negativos. El MGB se descompone en dos términos, uno de tendencia que representa el término esperado anticipado de componente continuo, y un término no anticipado que es modelado mediante un proceso de Wiener. Según Merton (1976), este término recoge las variaciones normales, debidas a desajustes temporales entre oferta y demanda, cambios en las tasas de capitalización, y cualquier otra información que genere cambios reducidos en el valor del título modelado.

$$dV = a(V, t)dt + b(V, t)dz \text{ (Ecuación 11)}$$

La ecuación 11, indica que la tasa de cambio de los precios (dV) por unidad de tiempo tiene una tendencia a y una desviación estándar b . Así, en el primer término se refleja el valor esperado de la variable (es decir, la tendencia), mientras

que en el segundo término se encuentra la varianza, que puede ocurrir con relación a lo esperado. El término dz es el incremento de Wiener, en donde ε es una distribución normal estándar:

$$dz = \varepsilon\sqrt{dt} \text{ (Ecuación 12)}$$

Por su parte, el modelo de reversión a la media incorpora reversión con base en la siguiente ecuación:

$$dV_t = k[\mu - \ln(V_t)]V_t dt + \sigma V_t dz_t \text{ (Ecuación 13)}$$

Donde k representa la velocidad de reversión a la media, μ el *drift* o media y σ la volatilidad del proceso. El procedimiento y cálculos desarrollados para realizar la predicción del precio del crudo, se encuentran descritos en los anexos B.

4.3.3. Inversión y costos de operación

Para la consecución de los datos correspondientes a costos e inversión, se contó con la colaboración del equipo de profesionales de la Gerencia Técnica de Desarrollo de Ecopetrol, quienes suministraron la información requerida.

En las tablas 2 y 3 se presenta un listado de las inversiones y Opex respectivamente, estimados para un proyecto de inyección de agua desarrollado por Ecopetrol S.A. Entre estas inversiones se destacan por su alto costo, la inversión en la construcción de la planta de inyección y tratamiento, así como la perforación de pozos tanto productores como inyectores. En relación con los Opex, se resalta el costo de tratamiento de inyección, requerido para garantizar los requerimientos dispuestos por el análisis experimental previamente desarrollado.

Tabla 2. Descripción de las inversiones requeridas para el proyecto de inyección de agua.

DESCRIPCIÓN	Unidad	Costo Unid. (MUSD)	Cant.	Costo Total (MUSD)
SERVICIOS Y MATERIALES DE PERFORACIÓN POZOS INYECTORES	Pozo	\$3.706	28	\$103.776
SERVICIOS Y MATERIALES DE PERFORACIÓN POZOS PRODUCTORES	Pozo	\$3.706	4	\$14.825
SERVICIOS Y MATERIALES DE PERFORACIÓN POZOS ABASTECEDORES	Pozo	\$864	3	\$2.592
CAÑONEO POZOS PRODUCTORES	Pies	\$0	1.600	\$12
CAÑONEO POZOS INYECTORES	Pies	\$0	11.200	\$81
REGISTROS HUECO REVESTIDO POZOS PRODUCTORES	Pies	\$0	20.000	\$86
REGISTROS HUECO REVESTIDO POZOS INYECTORES	Pies	\$0	224.000	\$968
REGISTROS DE SATURACIÓN POZOS INYECTORES	Pozo	\$24	28	\$685
TRABAJOS DE CONVERSIÓN	Pozo	\$130	4	\$518
FRACTURAMIENTO POZOS INYECTORES	Pozo	\$1.152	24	\$27.648
TRABAJOS DE <i>WORKOVER</i>	Pozo	\$115	15	\$1.728
TUBERÍA DE COMPLETAMIENTO POZOS PRODUCTORES	Pies	\$0	26.000	\$300
TUBERÍA DE COMPLETAMIENTO POZOS INYECTORES	Pies	\$0	224.000	\$1.935
CAMBIO SISTEMA LEVANTAMIENTO POZOS PRODUCTORES	Pozo	\$432	60	\$25.920
SISTEMA LEVANTAMIENTO POZOS PRODUCTORES	Pozo	\$432	4	\$1.728
EQUIPOS DE COMPLETAMIENTO POZOS INYECTORES	Pozo	\$288	28	\$8.064
LÍNEA DE INYECCIÓN Y ACCESORIOS (FIBRA DE VIDRIO)	Pies	\$0	42.000	\$484
CABEZALES DE INYECCIÓN	Pozo	\$14	28	\$403
CONSTRUCCIÓN PLANTA DE INYECCIÓN Y TRATAMIENTO	Bwpd	\$0,48	119.432	\$57.327
ADECUACIÓN FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	Bpd	\$0,14	80000	\$11.520
CRUCES SUBFLUVIALES	EA	\$864,00	1	\$864
TOMA DE TRAZADORES RADIACTIVOS	EA	\$11,52	60	\$691
PRUEBAS DE PRESIÓN	EA	\$43,20	28	\$1.210
SERVICIOS PROFESIONALES	GL	\$120	1	\$120
MONITOREO CALIDAD DE AGUA INYECCIÓN Y CORROSIÓN (ICP)	GL	\$96	1	\$96
CONTINGENCIAS	GL	\$96	1	\$96
VIÁTICOS	GL	\$72	1	\$72

Fuente: Informe final factibilidad de inyección de agua en un campo colombiano, Unidad de Disciplinas Especializadas, Ecopetrol S.A. 2008.

Con el objeto de brindar variabilidad a los Opex del proyecto que van a estar presentes durante toda su vida, los Opex se modelaron mediante una distribución de probabilidad Pert, con un valor medio de 25 USD/Bbl.

Tabla 3. Ejemplo de Opex requeridos para un proyecto de inyección de agua en un campo colombiano desarrollado por Ecopetrol S.A.

DESCRIPCIÓN	COSTO UNITARIO
PRODUCCIÓN	
Mano de obra	0.568
Salarios	0.069
Prestaciones sociales	0.053
Provision pensiones activos	0.048
Salud	0.082
Educacion	0.100
Beneficios al personal	0.215
Servicios industriales	0.403
Agua Potable	0.040
Electricidad	0.363
Servicios de mantenimiento	0.560
Conceptos directos	0.534
Materiales	0.392
Combustibles y Lubricantes	0.070
Materiales de proceso	0.130
Materiales de mantenimiento	0.192
Servicios contratados	0.091
otros costos directos	0.051
Costos Asignados	1.577
Asignado zonal	0.673
Asignado distrital	0.673
Asignado no operativo	0.059
Asignado vicepresidencia	0.172
Servicios de Varilleo y Reacondicionamiento	0.335
Servicios de Tratamiento	0.217
LIFTING COST	\$ 4.19
Amortizacion Costos Abandono	0.172
Amortización Sistema Producción	0.611
Depreciación Sistema Producción	0.065
INYECCIÓN	
Costo tratamiento inyección	15.997
COSTO TOTAL	\$ 21.04

Fuente: Informe final factibilidad de inyección de agua en un campo colombiano, Unidad de Disciplinas Especializadas, Ecopetrol S.A. 2008.

4.4. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO

Con el objeto de aplicar el modelo de evaluación propuesto para la opción piloto, se construyó una plantilla para la evaluación financiera de proyectos piloto de inyección de agua, en Excel, 7.0. con ocho módulos principales (ver Anexo D). Esta plantilla permite un enlace con los software de simulación de Montecarlo disponibles en el mercado. En primera instancia se construyó la estructura de evaluación base, de acuerdo con la metodología planteada; definiendo un FCD para los escenarios ex-ante, piloto y ex-post. Dicha estructura se alimenta con los parámetros previamente descritos, y permite la evaluación de la adquisición y ejecución de la opción piloto. Los módulos incluidos en la plantilla de evaluación se presentan en la tabla 4.

Tabla 4. Módulos contenidos en la plantilla de evaluación de la opción piloto

Módulo	Descripción
Predicción OIL	Presenta dos escenarios para el precio el petróleo. (1) Estático, que se basa en un valor fijo del precio del crudo, definido con base en el portafolio de evaluación de proyectos de Ecopetrol S.A., a este valor, se le realizan ajustes de calidad y transporte. (2) BM MR, el cual se basa en una predicción del precio con base en un modelo geométrico browniano con reversión a la media. Este módulo se enlaza a la hoja Predicción WTI BM-MR.
Producción	Presenta la estimación de producción incremental de los escenarios requeridos. De acuerdo con la literatura y el plan de Ecopetrol S.A., la predicción se realiza a veinte años. Este módulo, está vinculado con el modelo CGM, incluido también en la plantilla de evaluación.

CAPEX	Este módulo, incluye las inversiones de capital requeridas para cada escenario de evaluación. Dicha inversión depende en gran medida del número de pozos inyectores y productores requeridos. Debido al alto costo y la posible variabilidad que puede presentar la construcción de la planta de tratamiento, esta es modelada con una distribución Pert, en función de la cantidad de barriles de agua inyectados por día.
OPEX	Este módulo describe los costos operacionales del proyecto, de acuerdo con lo propuesto por el equipo de Ecopetrol S.A. Los OPEX son definidos por barril producido, y modelados mediante una distribución Pert.
FCD (So)	Corresponde a la evaluación del proyecto de expansión sin piloto. Está construido con base en un clásico flujo de caja descontado. Los ingresos, son función de la producción incremental, el precio del petróleo y el descuento por regalías (8%). Finalmente, se calcula el VPN del escenario sin piloto como medida de desempeño.
FCD (SP)	Corresponde a la evaluación del piloto. La estructura es la misma del FCD (So) y FCD (St).
FCD (St)	Corresponde a la evaluación de la expansión con piloto.
FCD (St + SP)	Presenta los resultados de la evaluación de expansión con piloto, sumada a los resultados del piloto. Con base en el resultado de este escenario, se determina la ejecución de la opción piloto, de acuerdo con la ecuación 6.
Resultados	En este último módulo se resumen los resultados de los escenarios previamente evaluados, para a partir de estos y con base en la regla de ejecución y adquisición de la opción, determinar la viabilidad de implementación del piloto y su posterior expansión.

4.5. ANÁLISIS Y RESULTADOS DEL CASO DE APLICACIÓN

El caso de aplicación expuesto en el presente trabajo, se desarrolla a partir de las herramientas contenidas en la plantilla de evaluación. Se emplea la simulación de Montecarlo,⁷ para generar distribuciones de probabilidad para cada una de las variables de interés. A partir de dicha simulación, se obtienen 10.000 iteraciones del modelo de evaluación, base para el presente análisis de resultados.

La evaluación del caso de aplicación contempla el análisis e interpretación de los escenarios Estático y BM MR; con el objeto de establecer el efecto de las variables operacionales y de yacimiento en el primer escenario. y el efecto de la variación del precio del crudo en los resultados esperados del proyecto en el segundo escenario;

Dentro de los parámetros generales de evaluación se contemplan:

- Tasa de descuento del 11,10% anual. Definida por la compañía para proyectos de inversión.
- Descuento de regalías correspondiente a un 8% por pertenecer a un proyecto de recuperación secundaria, de acuerdo con la ley 756 de 2002.
- Impuestos para proyectos en la industria petrolífera correspondientes a un 35%.
- Depreciación por el método de línea recta a diez años.
- Ciclo de vida del proyecto de veinte años, de acuerdo con la literatura y el criterio de expertos.

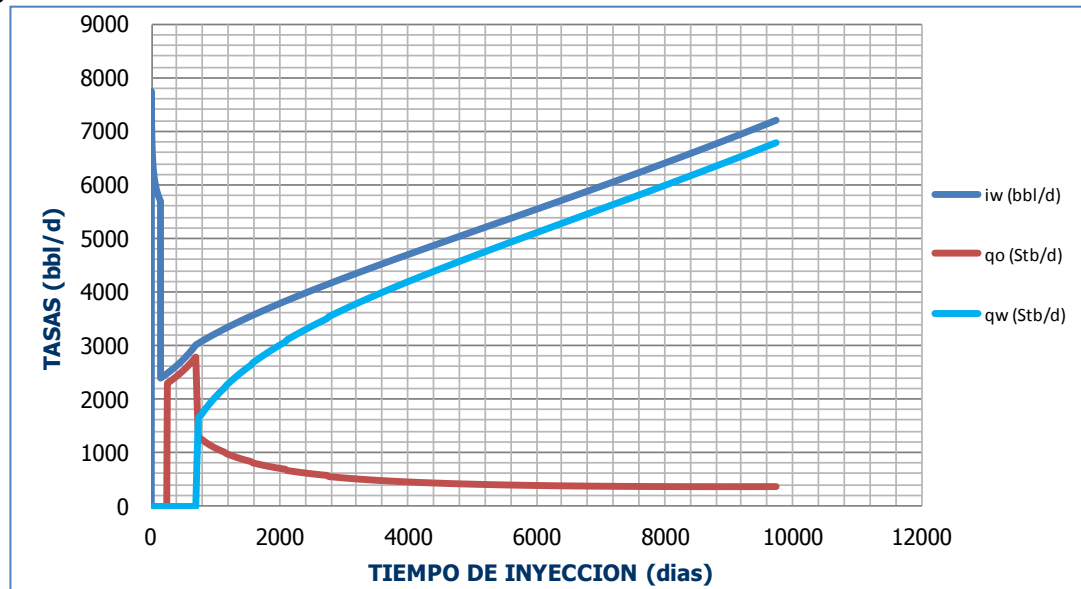
⁷ Para las corridas de simulación, se empleó el software @risk, en su versión 6.0. @risk, permite desarrollar análisis de riesgo empleando como herramienta la simulación de Montecarlo para la generación de número aleatorios.

4.5.1. Análisis de producción.

Como primera medida, se describen los resultados obtenidos mediante el modelo de simulación analítica de producción, los cuales no se ven afectados por los escenarios del precio del petróleo.

A partir de la información obtenida mediante la aplicación del método de predicción analítica CGM; se obtiene la producción incremental presentada en la figura 13, en donde la curva de color rojo representa la tasa de producción de aceite (q_o), cuya pico máximo de tiene una media de 3.907 Bbls/día. La curva de color azul oscuro, representa la tasa de inyección de agua (i_w), cuya irrupción se presenta en una etapa temprana del proceso dando paso a la curva de producción de agua de color azul claro (q_w), a partir de la cual inicia el decrecimiento de la producción.

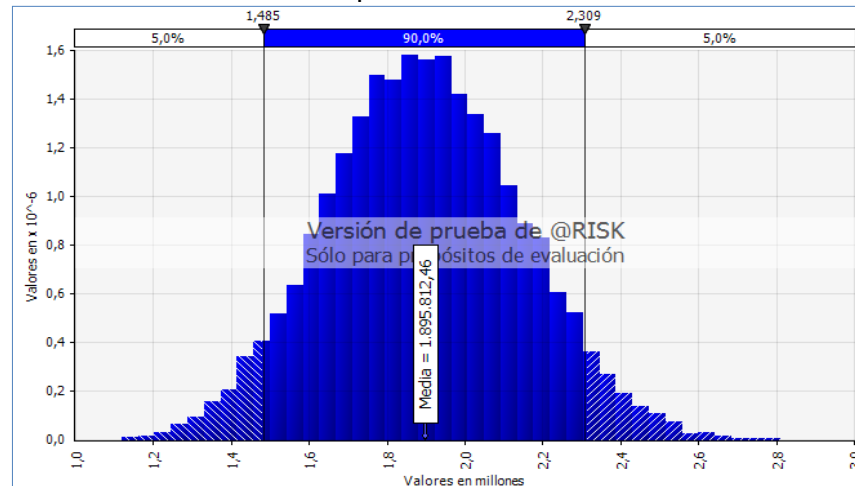
Figura 13. Resultados Modelo CGM - Piloto WF



Fuente: Los autores.

Mediante la evaluación probabilística de la producción, se observa que con un 90% de probabilidad, la producción incremental de petróleo esperada del piloto de inyección de agua, oscila entre 1'485.000 Bbls y 2'309.000 Bbls; con una media de 1'895.812 Bbls y una desviación estándar de 248.843 Bbls. (Ver figura 14).

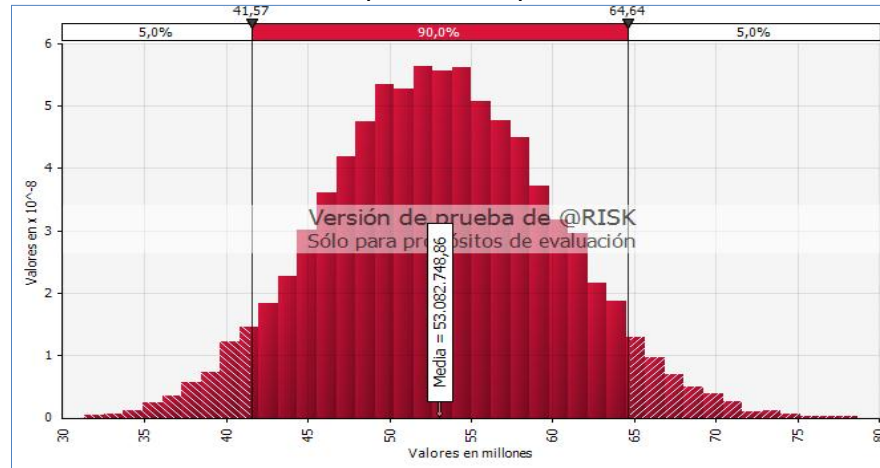
Figura 14. Producción Incremental Esperada - Piloto WF.



Fuente: Los autores.

Por su parte, y como se observa en la figura 15; el análisis de expansión del proyecto presenta una producción incremental de petróleo esperada de 53'082.748 Bbls, cuyos valores oscilan entre 41'570.000 Bbls y 64'640.000 Bbls con una probabilidad de ocurrencia del 90%. Desviación estándar 7'000.000 de barriles.

Figura 15. Producción Incremental Esperada - Expansión WF



Fuente: Los autores.

Los resultados del modelo CGM para la expansión, corresponden a la réplica del piloto, en razón al número de patrones de inyección (28), por lo que su comportamiento es similar al del piloto, presentando una tasa máxima de producción de aceite de 86.734 Bbls/día. (Ver figura 16)

Con base en el análisis del diagrama de tornado de la producción incremental del proyecto (piloto y expansión); se observa que los parámetros de yacimiento con mayor influencia en los resultados de producción incremental son la permeabilidad (k), la porosidad (p), el área (A), el espesor de arena (h) y la saturación de gas inicial (éste último con correlación negativa); con coeficientes de correlación entre el 0,22 y el 0,66, como se muestra en la figura 17, estos resultados son consistentes con la ecuación de Darcy y ecuación volumétrica (OOIP) (Ver ecuaciones 12 y 13) que teóricamente rigen el proceso de inyección de agua

$$Q_o = \frac{Kh}{u} \times \frac{\Delta P}{L} \text{ (Ecuación 12)}$$

En donde:

Q_o = caudal producido de aceite.

k = coeficiente de permeabilidad del crudo.

h = espesor neto de arena.

u = viscosidad

ΔP = diferencial de presión

L = longitud de la muestra

$$OOIP = \frac{7758Ah\phi S_0}{B_0} \quad (\text{Ecuación 13})$$

En donde:

OOIP = Aceite original en sitio.

A = Área.

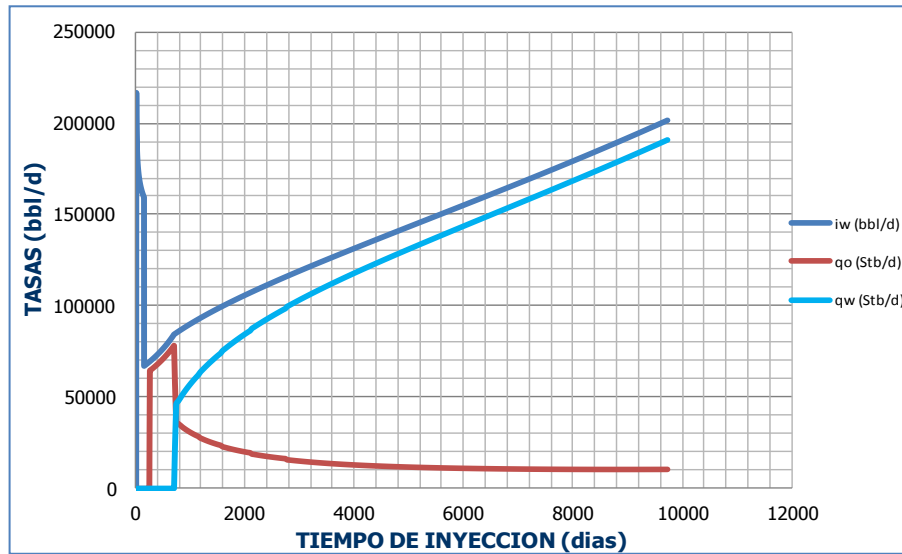
h = Espesor neto de arena.

ϕ = Permeabilidad.

S_0 = Saturación de aceite.

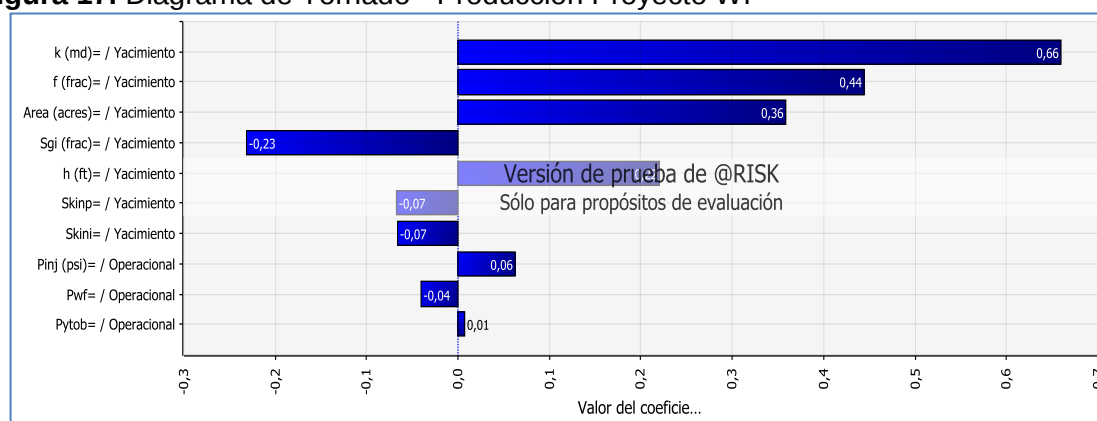
B_0 = Factor volumétrico del aceite.

Figura 16. Resultados Modelo CGM - Piloto WF



Fuente: Los autores.

Figura 17. Diagrama de Tornado - Producción Proyecto WF



Fuente: Los autores.

A partir de estos resultados, se empieza a observar el proyecto como una alternativa atractiva de inversión, al presentar resultados de producción incremental superiores a los 53 MBbbls para el campo en evaluación.

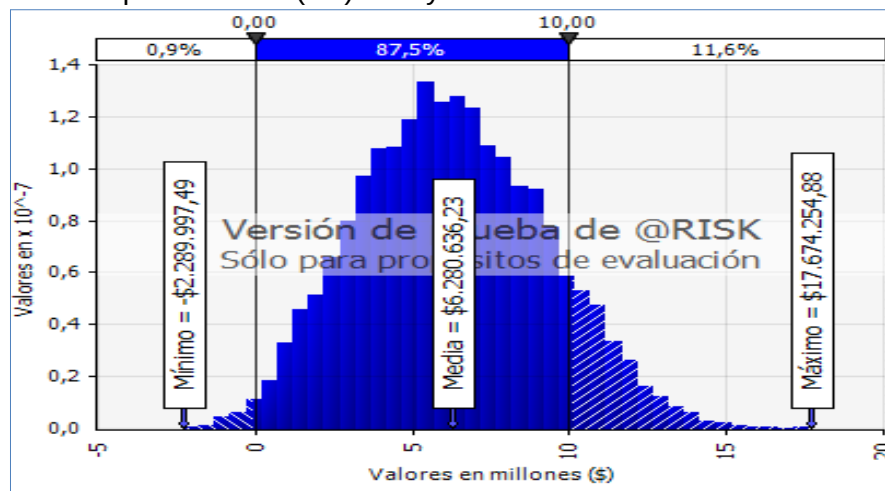
4.5.2. Análisis escenario precio estático

En concordancia con el modelo de evaluación establecido, éste primer escenario contempla el análisis del proyecto con base en un precio WTI de 60 USD/Bbbls, definido en el portafolio de precios de Ecopetrol S.A. para el año en curso. A partir de este valor se realizan los descuentos de calidad y transporte previamente definidos.

De acuerdo con el programa de inversión definido por el equipo de proyectos, las inversiones del piloto suman un total de USD\$ 6'634.560; de los cuales se consideran base de depreciación USD\$ 2'364.000, que contemplan la planta de inyección y tratamiento, así como las líneas, tuberías, cabezales, entre otras facilidades de inyección.

Continuando con la evaluación del piloto de inyección de agua, cuyo VPN tiene una media de USD\$ 6'280.636; se estima un VAR (Valor en Riesgo) muy bajo para el piloto, con una probabilidad inferior al 10% de presentar valores negativos, cuya máxima pérdida es de USD\$ 2'289.997. A su vez, la probabilidad de obtener beneficios superiores a los 10MUSD es de aproximadamente el 11,6%. (ver figura 18)

Figura 18. VPN Esperado Piloto(SP) - Proyecto WF

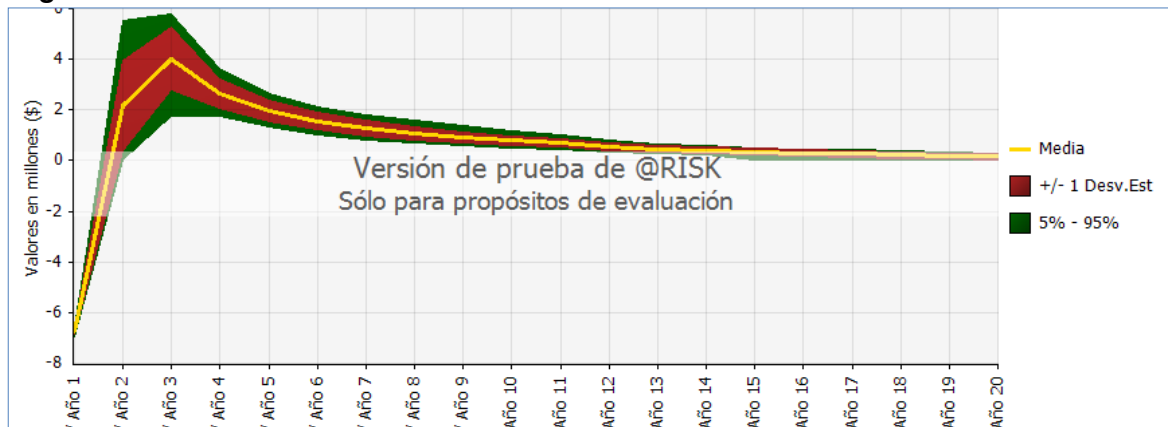


Fuente: Los autores.

En la figura 19, se visualiza la tendencia resumen del FCD del proyecto piloto, en donde la línea de color amarillo representa el valor esperado de los flujos, y las franjas de color vino tinto y verde, representan más o menos una desviación estándar y los percentiles 5 y 95 respectivamente; la figura muestra mayores niveles de incertidumbre en los primeros cuatro años de vida del proyecto; comportamiento consistente con el proceso de inyección de agua, en el cual, la mayor incertidumbre se encuentra en la definición del pico máximo de producción, a partir del cual, se determina la predicción del comportamiento subsecuente, de manera sencilla y con baja variabilidad. Adicionalmente, y de acuerdo con diferentes estudios que describen este proceso; en las etapas tempranas de un proyecto de inyección de agua, se alcanza cerca de un 50% de la producción

incremental esperada, por lo que se considera que estas etapas pueden recoger gran parte de la incertidumbre total.

Figura 19. Tendencia Resumen del FCD del Piloto - WTI Constante.



Fuente: Los autores.

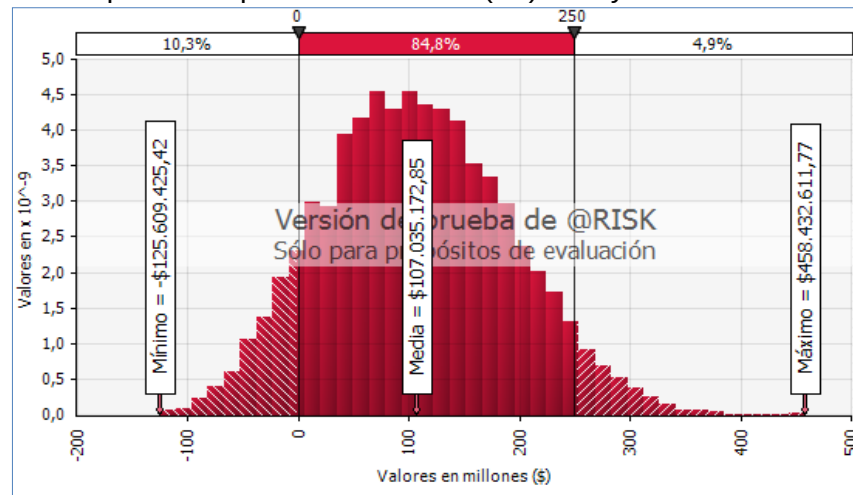
Para la evaluación de expansión del piloto en el escenario con WTI estático, se estima una inversión de USD\$ 254'421.504. La principal inversión requerida para la expansión, es la perforación de pozos inyectores, cuyo monto supera los USD\$100'000.000, más del 40% del CAPEX total, por lo que la correcta definición del número y ubicación de estos pozos, es una decisión importante para el proyecto. Por otra parte, la inversión requerida para la expansión con piloto, corresponde al monto para expansión menos un patrón, por lo que su CAPEX total es de USD\$ 247'180.032.⁸

En las figuras 20 y 21, se presenta el VPN esperado para el proyecto de expansión con y sin piloto respectivamente. Los valores medio y máximo de las dos alternativas de evaluación son muy similares; sin embargo, y a pesar de la baja probabilidad de pérdida en la expansión sin piloto (10,3%); en la figura 20, se observa claramente el beneficio de la opción piloto, la cual brinda al decisor la

⁸ Si se tuviera en cuenta algún efecto de aprendizaje resultado del piloto, esta inversión sería menos incierta, lo que implicaría un mejor plan de inversiones de acuerdo con los resultados esperados del proyecto. Sin embargo, esta apreciación se deja para futuras investigaciones.

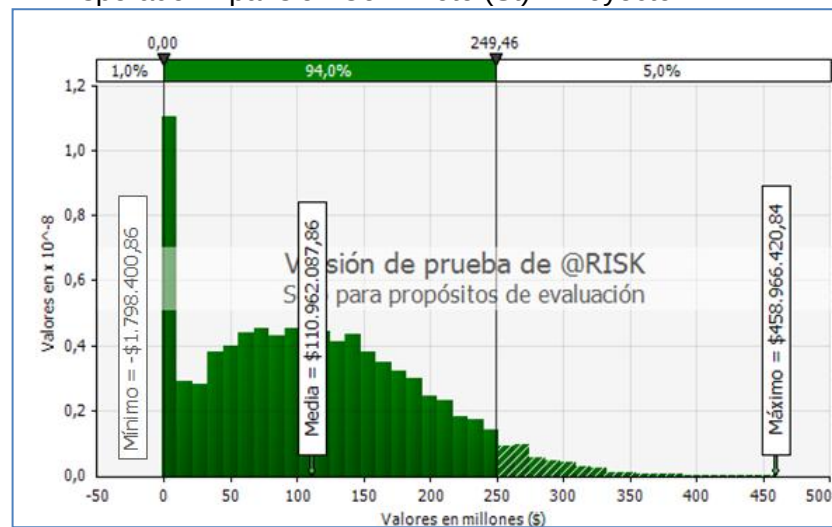
posibilidad de no incurrir en pérdidas que podrían llegar hasta los USD\$ 125'609.425, y que con la inversión en el piloto se limitan a USD\$1'798.400. Este efecto, planteado previamente en la definición de la opción piloto, se debe a la flexibilidad de gerenciamiento que evita ejecutar la expansión en todos aquellos casos en que el piloto demuestre que el proyecto de inyección de agua no es técnica y/o financieramente viable.

Figura 20. VPN Esperado Expansión Sin Piloto (So) - Proyecto WF



Fuente: Los autores.

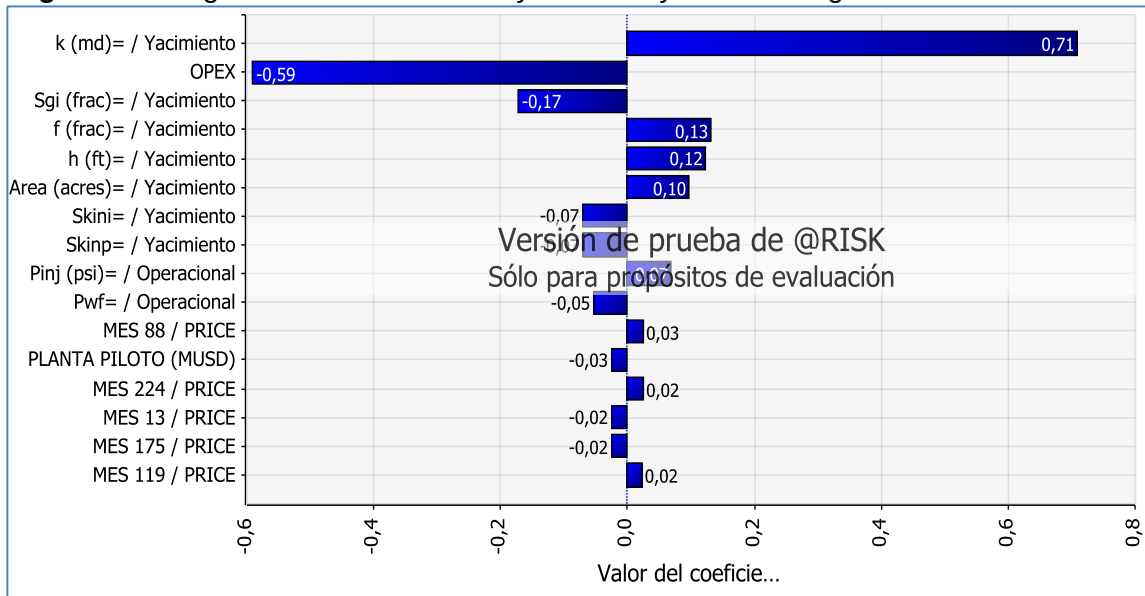
Figura 21. VPN Esperado Expansión Con Piloto (St) - Proyecto WF



Fuente: Los autores.

Teniendo en cuenta el análisis del diagrama de tornado presentado en la figura 22, (semejante para la evaluación tanto del piloto como la expansión con y sin piloto) se encuentra que las variables con mayor influencia en el VPN del proyecto de inyección de agua son la permeabilidad y los OPEX, con una correlación de +0,71 y -0,59 respectivamente.

Figura 22. Diagrama de Tornado - Proyecto de Inyección de Agua

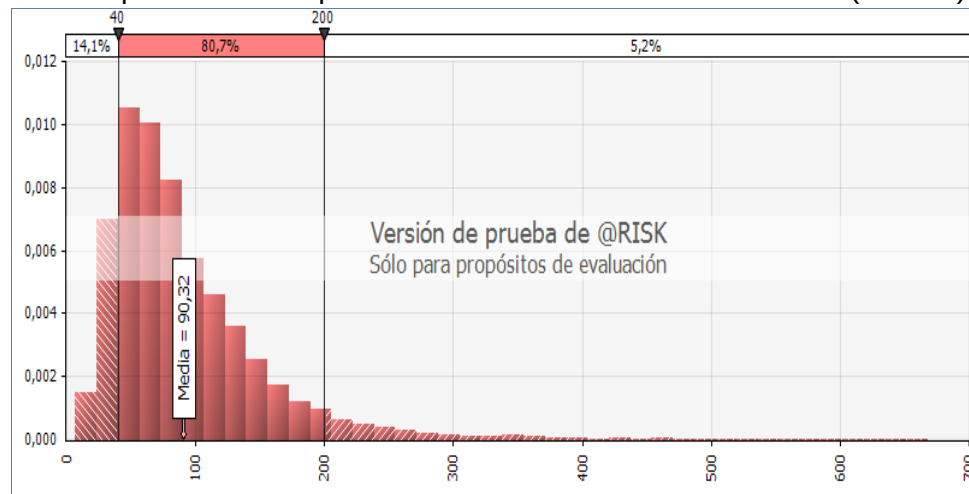


Fuente: Los autores.

4.5.3. Análisis escenario precio BM MR

Como se describió previamente, la evaluación de este escenario contempla la predicción del precio del WTI mediante un modelo geométrico browniano con reversión a la media, cuyo comportamiento estimado para el año 2023 se presenta en la figura 23. De acuerdo con los resultados de la simulación, se estima una media del precio WTI de USD\$ 90,32, con una probabilidad del 14% de presentar valores inferiores a USD\$ 40/Bbl, y del 5,2% de presentar valores superiores a los USD\$ 200/Bbl,

Figura 23. Comportamiento Esperado WTI al año 2023-Predicción WTI (BM MR)

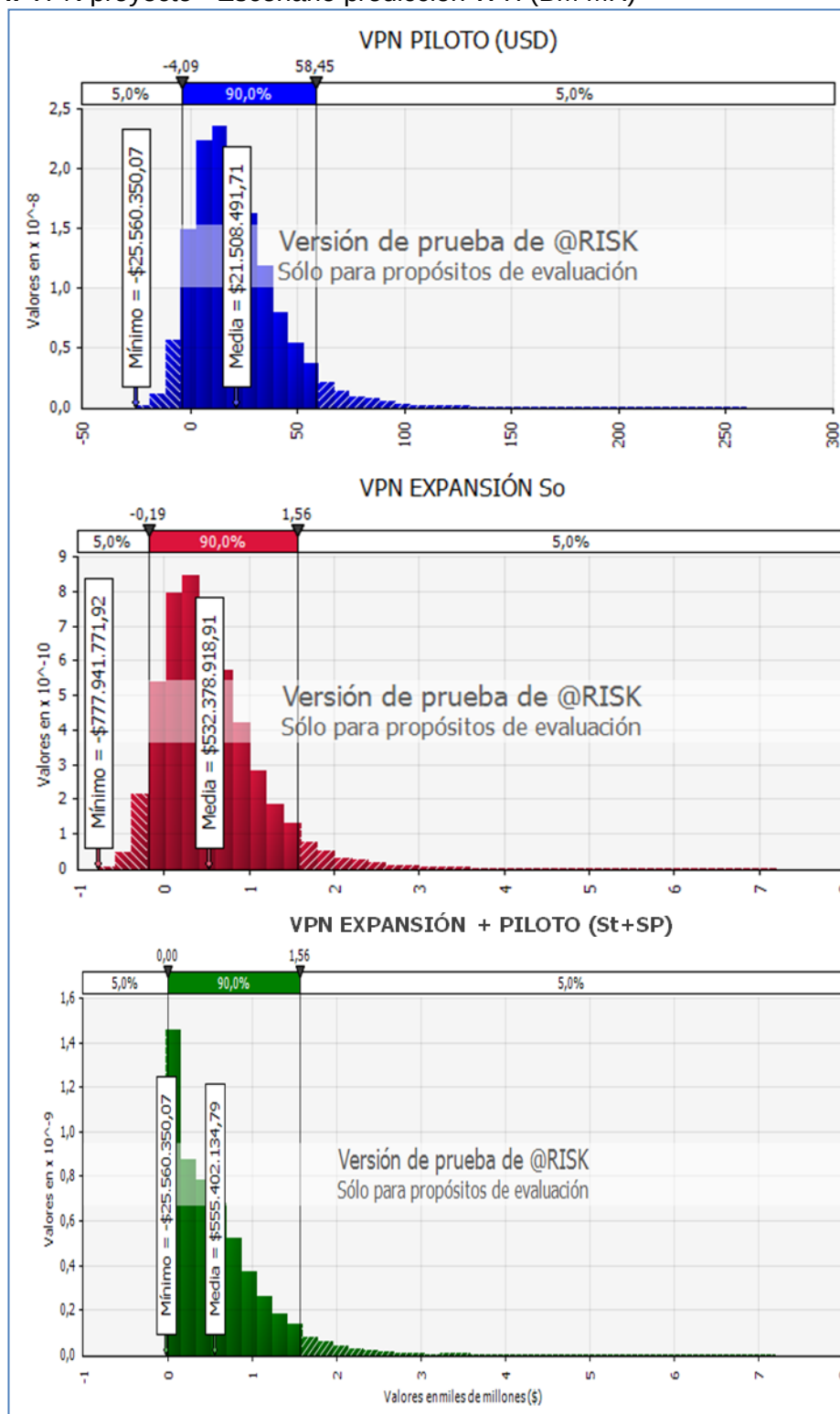


Fuente: Los autores.

A partir de estos resultados, se obtienen los VPN para el piloto, expansión sin piloto y expansión con piloto, representados en la figura 24; comparando estos resultados con los calculados con un precio constante del WTI, se encuentra un incremento tanto en los valores medios, como en la variabilidad de los resultados.

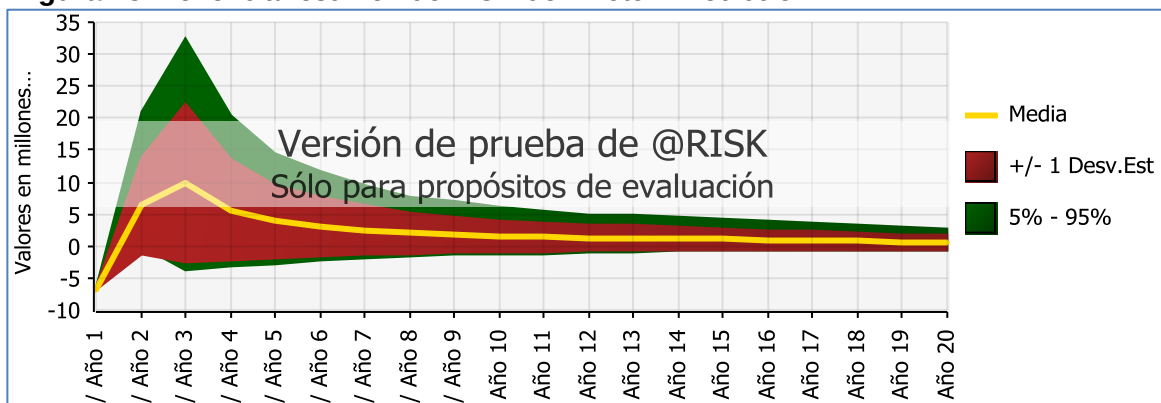
Posteriormente, en la figura 25 se presenta la tendencia resumen del FCD del piloto sometido a variación del WTI, esta figura comparada con la tendencia de la figura 18, evidencia claramente un incremento en la variabilidad de los flujos, reflejada en la amplitud de las franjas de desviación y percentiles 5 y 95. Se observa nuevamente la tendencia de reducción de la variabilidad previamente descrita.

Figura 24. VPN proyecto - Escenario predicción WTI (BM MR)



Fuente: Los autores.

Figura 25. Tenencia resumen del FCD del Piloto - Predicción WTI BM MR.



Fuente: Los autores.

A partir de estos resultados, se puede inferir, que el proyecto de inyección de agua evaluado, es teóricamente factible de acuerdo con la producción incremental estimada, que alcanza un factor de recobro superior al 30% del OOIP del campo.

Al evaluar financieramente el proyecto, se encuentra que a pesar de la inversión requerida para la expansión (USDM\$250 aproximadamente); el proyecto es financieramente rentable, generando beneficios esperados alrededor de los USDM\$110, con la posibilidad de alcanzar valores superiores a los USDM\$250.

Al incluir en la evaluación la variación del precio del crudo, se evidencia la fuerte influencia que tiene el mismo en los resultados del proyecto, lo cual es de esperarse debido a la relación directa que tiene esta variable con los ingresos esperados. Sin embargo, de acuerdo con el criterio de expertos, y los resultados anteriores que reflejaron beneficios positivos incluso en un escenario conservador del precio de petróleo, se intuye que la inyección de agua es una alternativa viable sin mucha dependencia del precio del petróleo, ya que la inversión requerida es relativamente baja en comparación con otros métodos de recobro mejorado más costosos y complejos, que fluctúan en función del WTI.

Tras implementar la metodología propuesta para definir la adquisición de la opción, se recomienda implementar el piloto; dado que esta decisión no solo supera los beneficios esperados sin el piloto, sino además permitirá reducir la probabilidad de incurrir en pérdidas que podrían alcanzar los USDM\$125. La curva de probabilidad del VPN de la Expansión con Piloto presentada en la figura 20, permite visualizar este efecto, recortando la porción negativa de la curva e incrementando la probabilidad de ocurrencia de valores cercanos a cero, con una pérdida mínima semejante al mínimo valor esperado en el VPN del piloto.

5. CONCLUSIONES Y OBSERVACIONES FINALES

Se diseñó una metodología para la valoración de proyectos piloto en la industria de los hidrocarburos desde la perspectiva de opciones reales. La cual permitió la definición de un nuevo tipo de opción denominada *opción piloto*. La metodología propuesta complementa el análisis de opciones con la simulación de Montecarlo, para lograr un enfoque de valoración simplificado, flexible y realista; que pueda ser adoptado por la gerencia para soportar el proceso de toma de decisiones de proyectos de este tipo.

En el enfoque empleado el activo subyacente se ve influenciado por dos tipos de incertidumbre: incertidumbre del mercado e incertidumbre técnica. La primera, refleja el efecto que tiene la variación del precio del petróleo sobre los flujos de efectivo del proyecto; se estima el precio del crudo, con base en un modelo geométrico browniano con reversión a la media. La segunda, describe el comportamiento de las variaciones operacionales y de yacimiento que afectan la producción incremental esperada, a partir del modelo de predicción analítica Craig Geffen and Morse (CGM). Los resultados del caso de aplicación confirman la marcada dependencia de los flujos de caja ante la variación del precio del crudo.

Los resultados obtenidos a partir del modelo propuesto, confirman que un proyecto piloto no debe ser valorado de manera individual esperando beneficios del piloto *per se*. Por el contrario, debe ser evaluado como la promesa de valor o el beneficio incremental esperado de la expansión de la tecnología a implementar.

En este orden de ideas, el valor de la opción piloto corresponde a la diferencia entre el valor presente neto esperado del proyecto con piloto y el valor presente neto esperado del proyecto sin piloto. A su vez, dado que el costo de la opción es

igual al VPN esperado del piloto, con signo contrario, se infiere que el máximo costo que puede llegar a tener la opción, equivale al mínimo VPN esperado del piloto.

Desde su inicio, el trabajo de investigación ha despertado un interés en la compañía petrolera más grande del país, por lo cual sus resultados van más allá de un valor teórico, y logran un aporte a nivel práctico; lo que puede redundar en una amplia utilización del modelo.

La metodología diseñada, puede ser usada en el análisis y evaluación de proyectos piloto de otros métodos de recobro secundario y mejorado, tales como inyección de aire, inyección de químico, entre otros; e incluso en proyectos de inversión con incertidumbre técnica en otras áreas de conocimiento. Por lo que se considera que en futuras investigaciones, valdría la pena explorar la aplicabilidad del modelo en dichos escenarios.

En el desarrollo del presente trabajo de investigación, se han trazado acercamientos sobre el efecto de aprendizaje que brinda la opción piloto. La metodología planteada establece un punto de partida para el estudio de este efecto en la reducción de incertidumbre técnica. Se deja entonces una puerta abierta para la investigación de las variables que podrían complementar los resultados de este trabajo de investigación.

6. BIBLIOGRAFÍA

Armstron, M., Galli, A., Bailey, W., & Couët, B. (2004). Incorporating Technical Uncertainty in Real Options Valuations of Oil Projects. *Journal of Petroleum Science & Engineering*, 67-82.

Brennan, M., & Schwartz, E. (1985). Evaluating Natural Resource Investment. *The Journal of Business*, 135-157.

Copeland, T., & Antikarov, A. (2001). *Real Options: A Practitioners's Guide*. New York: Texere.

Craig, F., Geffen, T., & Morse, R. (1955). Oil Recovery Performance of Pattern Gas or Water Injection Operations from Model Tests. *JPT*.

Dixit, A., & Pindyck, R. (1995). The Option Approach to Capital Investment. *Harvard Business Review*, 105-115.

Errais, E., & Sadowski, E. (2005). Valuing Pilot Projects in a Learning by Investment Framework: An Aproxymate Programming Aproach. *Computers and Operations Research*, 90-112.

Geske, R. (1979). The Valuation of Compound Options. *Journal of Financial Economicss*, 63-81.

Gómez, V., Pérez, L., González, J., Vargas, J. A., & Sarmiento, L. (2007). *Factibilidad de Inyección de Agua en e Campo Yarigui-Cantagallo. Informe Final*. Piedecuesta: Instituto Colombiano del Petróleo. Ecopetrol S.A.

Guimaraes, M. A. (1995). *Real Options in Petroleum*. Fonte: <http://marcoagd.usuarios.rdc.puc-rio.br/main.html#contents>

Guimaraes, M. A. (2003). Investment in Information in Petroleum, Real Options and Revelation. Rio de Janeiro.

Hull, J. (2006). *Options, Futures and Other Derivatives*. New Jersey: Prentice Hall.

Kemna, A. (1993). Case Studies on Real Options. *The Journal of Financial Management*, 259-270.

Ligero, E., Monticuco, A., & Schiozer, D. (2005). Value of Information During Appraisal and Development of Petroleum Fields. *International Congress of Mechanical Engineering*. Ouro Preto MG.

Lohrenz, J. (1988). Net Values of Our Information. *SPE*.

McDonald, R., & Daniel, S. (1982). The Value of Waiting to Invest. *National Bureau of Economic Research*.

Merton, R. (1976). Option Pricing When Underlying Stock Returns are Discontinuous. *Journal of Financial Economics*, 125-144.

Myers, S. (1977). Capital Budgeting and the Capital Asset Pricing Model: Good News and Bad News. *The Journal of Finance*, 32(2), 321-333.

Myers, S. (1977). Determinants of Corporate Borrowing. *Journal of Financial Economics*, 147-175.

Myers, S., & Brealey, R. (1991). *Principles of Corporate Finance*. New York: Mc.Graw-Hill.

Paadok, J., Siegel, D., & Smith, J. (1988). Option Valuation of Claims on Real Assets: The Case of Offshore Petroleum Leases. *The Quarterly Journal of Economics*, 479-508.

Panayi, S., & Trigeorgis, L. (1998). Multi-Stage REal Options: The Cases of Information Technology Infrastructure and International Bank Expansion. *The Quarterly Review of Economics and Finance*, 38(3), 675-692.

Pindyck, R. (1993). Investment of uncertain Cost. *Journal of financial Economics*, 53-76.

Roberts, K., & Weitzman, M. (1981). Funding Criteria for Research; Developmente and Exploration Projects. *Econometrica*, 1261-1288.

Smith, J., & Nau, R. (1995). Valuing Risky Projects: Options Pricing Theory and Decision analysis. *Managment Science*, 795-816.

Thakur, G., & Satter, A. (1998). *Integrated Waterflood Asset Managment*. Tulsa, Oklahoma: Pen Well Corporation.

Tourinho, O. (1979). *The Option Value of Reserves of Natural Resources*. California: Institute of Bussiness and Economical Reserch .

Trigeorgis, L. (1993). The Nature of Option Interactions and the Valuation of Investments with Multiple Real Options. *The Journal of Financial and Quantitative Analysis*, 1-20.

ANEXOS

Anexo A. Cálculos método Craig Geffen and Morse (CGM)

Cálculos Iniciales para el Método CGM

Antes de describir los procedimientos necesarios en la predicción del desempeño de la inyección en cada una de las etapas es conveniente desarrollar los siguientes cálculos:

Cálculo de Volumen Poroso V_p . (Ecuación A1):

$$V_p = 7758Ah\phi$$

Donde:

V_p : Volumen Poroso, bls.

A : Área del yacimiento, acres

H : Espesor promedio, ft.

ϕ : Porosidad Promedio, fracción.

Cálculo del aceite *in-situ* al inicio de la inyección " N_o ". (Ecuación A2)

$$N_o = \frac{V_p S_o}{B_o}$$

Donde:

N_o : Petróleo in-situ al inicio de la inyección, STB.

S_o : Saturación de petróleo al inicio de inyección, fracción.

B_o : Factor Volumétrico de formación al inicio de la inyección, rb/STB.

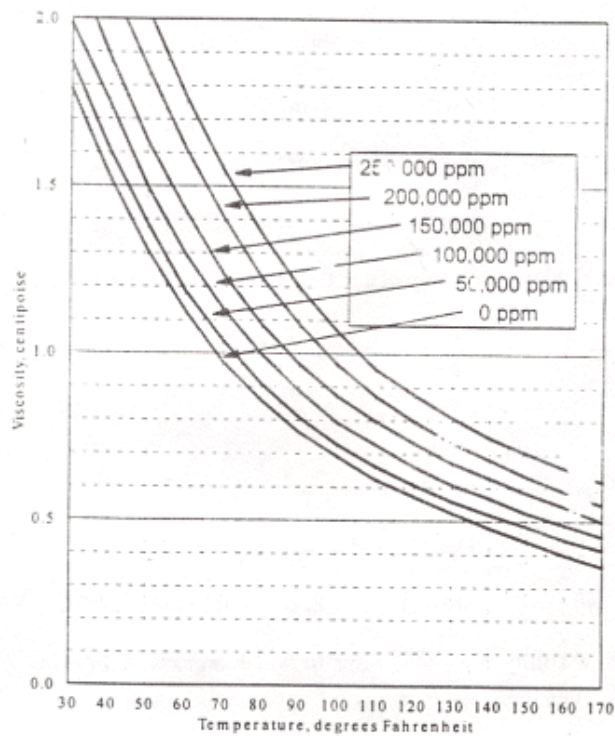
Cálculo de la relación de Movilidad, M . (Ecuación A3).

K_{rw} : Permeabilidad relativa al agua evaluada a la S_{wbt}

K_{ro} : Permeabilidad relativa de petróleo evaluada a la S_{wc} .

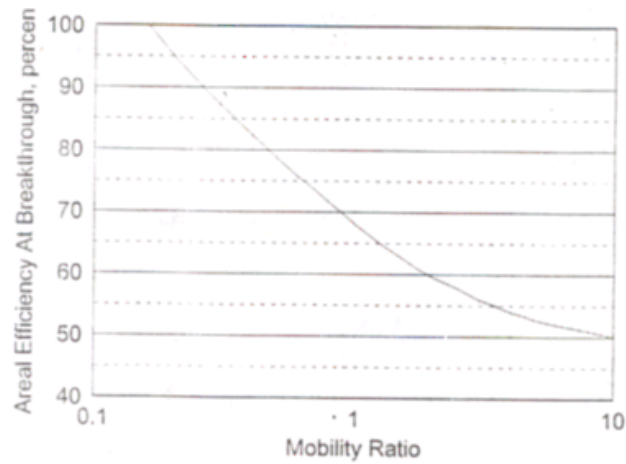
La viscosidad del agua puede estimarse a partir de la **Figura A1**:

Figura A1. **Efecto de la Temperatura sobre la Viscosidad.**



Cálculo de la eficiencia de barrido de irrupción de agua, E_{Abt} , utilizando la relación de Movilidad calculada en c, y la correlación mostrada en la **Figura A2**:

Figura A2. Eficiencia areal en el breakthrough



Cálculo del máximo valor de la saturación de gas S_g^* para la cual el método de CGM es válido. (Ecuación A4).

$$S_g^* = C(S_o - \bar{S}_{obt})$$

Donde:

C: Coeficiente de la figura

$\bar{S}_{obt}$: Saturación promedio de petróleo en el *breakthrough*.

Cálculo del agua inyectada acumulada al tiempo de interferencia. (Ecuación A5)

$$W_{ii} = \frac{\pi r_{ei}^2 h \phi S_g}{5.615}$$

Donde:

W_{ii} : Agua inyectada acumulada en la interferencia, bls.

r_{ei} : Distancia media entre inyectores, ft.

Cálculo del agua inyectada acumulada al fillup. (Ecuación A6).

$$W_{if} = V_p S_g$$

Donde:

W_{if} : Agua inyectada acumulada al fillup, bbl.

S_g : Saturación de gas al inicio de la inyección, fracción.

Cálculo del agua inyectada acumulada al *breakthrough*. (Ecuación A7)

$$W_{ibt} = V_p E_{Abt} (\bar{S}_{wbt} - S_{wc})$$

Donde:

W_{ibt} : Agua inyectada acumulada al *breakthrough*, Bbl.

$\bar{S}_{wbt}$: Saturación de agua promedio en la región barrido al *breakthrough*, fracción.

S_{wc} : Saturación de agua connata al inicio de la Inyección.

Cálculos y procedimiento para predecir la Etapa 1

Durante este periodo los bancos de agua y petróleo asumen un comportamiento radial y la ecuación de flujo radial de Darcy's puede ser usada para la predicción de la inyección de agua en el yacimiento. Considerando el pozo inyector, para una constante de diferencial de presión (ΔP), la tasa de inyección de agua durante la interferencia es:

$$i_w = \frac{0.00708kh\Delta p}{\frac{\mu_w}{k_{rw}} \ln \frac{r}{r_w} + \frac{\mu_o}{k_{ro}} \ln \frac{r_e}{r}} \quad \text{(Ecuación A8)}$$

Donde:

i_w : Tasa de inyección de agua, BPD.

H: Espesor neto, ft.

K: Permeabilidad bases usada para definir la permeabilidad relativa, md.

K_{ro} : Permeabilidad relativa del petróleo en bancos de petróleo a S_{wc} .

K_{rw} : Permeabilidad relativa del agua en bancos de agua a S_{wbt} .

R: Radio del banco de agua, ft.

r_e : Radio del banco de aceite, ft.

r'_w : Radio efectivo del pozo. $Ft = rwe^{-si}$.

r_w : Radio del pozo, ft.

S_i : factor de daño pozo inyector.

ΔP : Diferencial de presión, psi.

El radio de los bancos agua y aceite requeridos por la ecuación anterior depende principalmente de la inyección de agua acumulada W_i . Desde que toda el agua inyectada durante la etapa 1 ocupa efectivamente el espacio del gas en la región de r_w hasta r_e . Puede escribirse:

$$\pi r_e^2 h \phi S_g = 5.615 W_i$$
$$r_e = \left[\frac{5.615 W_i}{\pi h \phi S_g} \right]^{1/2} \quad * \quad \text{(Ecuaciones A9 y 10)}$$

Toda el agua inyectada puede encontrarse en los bancos de agua de radio r . Desde la saturación de agua promedio en el banco de agua S_{wbt} . Puede escribirse:

$$\pi r^2 h \phi (\bar{S}_{wbt} - S_{wc}) = \pi r_e^2 h \phi S_g \quad \text{(Ecuación A11)}$$

$$r^2 = r_e^2 \left(\frac{S_g}{\bar{S}_{wbt} - S_{wc}} \right) \quad \text{(Ecuación A12)}$$

$$r = r_e \left[\frac{S_g}{\bar{S}_{wbt} - S_{wc}} \right]^{1/2} \quad \text{(Ecuación A13)}$$

Habiendo calculado estos parámetros el procedimiento a seguir es:

Seleccione los valores de W_i donde $W_{i1}=0$

Calcule r_e para cada valor de W_i usando la Ecuación A10.

Calcule r para cada valor de W_i usando la Ecuación A13.

Calcule i_w para cada valor de W_i usando la Ecuación A8.

Determine la tasa de inyección de agua promedio para cada incremento de inyección de agua

$$\left[(i_w)_{avg} \right]_n = \frac{(i_w)_n + (i_w)_{n-1}}{2} \quad \text{(Ecuación A14)}$$

Calcule el tiempo requerido para cada incremento de inyección de agua.

$$(\Delta t)_n = \frac{(W_i)_n - (W_i)_{n-1}}{\left[(i_w)_{avg} \right]_n} \quad \text{(Ecuación A15)}$$

Halle el tiempo acumulado para cada valor de W_i .

$$t_n = \sum (\Delta t)_n \quad \text{(Ecuación A16)}$$

Cálculos y Procedimiento para Predecir la Etapa 2. Comportamiento desde la Interferencia Hasta el *Fillup*

Al tiempo de la *interferencia*, el estado de los bancos de aceite y de agua es radial, sin embargo, desde la *interferencia* hasta el *fillup*, el estado de los bancos de aceite tiene un continuo cambio debido al espacio de gas con los cinco-fases del modelo del yacimiento. No es posible escribir una ecuación simple para predecir el comportamiento de la inyección de agua debido al cambio geométrico de los bancos durante este periodo. Afortunadamente, el tiempo de la etapa 2 por lo general es corto comparado con otras etapas; de acuerdo a esto, se calcula la tasa de inyección de agua al final de la etapa 1 y al inicio de la etapa 3 y se asume que los cambios de i_w son lineales entre estos dos valores. Entonces, el diferencial de tiempo entre la *interferencia* y el *fillup* esta dado por:

$$\Delta t = \frac{W_{if} - W_{ii}}{0.5(i_{wi} + i_{wf})} \quad \text{(Ecuación A17)}$$

Los valores de W_{if} y W_{ii} son conocidos desde los cálculos iniciales. La tasa de agua de inyección en la *interferencia* i_{wi} , corresponde a la tasa del final de la etapa 1. La tasa de inyección al *fillup*, i_{wf} , así como las tasa de inyección desde el

fillup hasta el *breakthrough*; por su parte el límite económico del proyecto, puede ser calculado como:

$$i_w = \gamma i_{base} \quad \text{(Ecuación A18)}$$

Donde:

γ : Radio de conductancia

i_{base} : Tasa de inyección de agua base, Bbbs. Definida de acuerdo con la Ecuación A19.

$$i_{base} = \frac{0.003541(k_o)_{S_{wir}} h \Delta p}{\mu_o \left(\ln \frac{d}{r_w} - 0.619 + 0.5S_p + 0.5S_i \right)} \quad \text{(Ecuación A19)}$$

Donde

i_{base} : Tasa de inyección de agua base, BPD

d : Distancia diagonal entre el pozo inyector adyacente y el pozo productor, ft.

$(k_o)_{S_{wir}}$: Permeabilidad efectiva al aceite a la saturación de agua connata, md.

S_p : Factor de daño en el pozo productor.

S_i : Factor de daño en el pozo inyector.

Δp : Diferencial de presión de fondo entre el inyector y productor después del *fillup*, psi.

Por su parte, el radio de conductancia γ ; es un factor experimental basado en los estudios de *Caudle and Witte*. Se presenta en la figura A5, la cual es función del radio de movilidad, M , y la eficiencia areal, E_A . Donde se puede observar: Si $M = 1.0$, i_w es constante; si $M > 1$, i_w aumenta al aumentar E_A ; y si $M < 1.0$, i_w disminuye al aumentar E_A .

Finalmente, la eficiencia areal requerida, puede calcularse de acuerdo con la Ecuación A20:

$$E_A = \frac{W_i}{V_p(\bar{S}_{wbt} - S_{wc})} \quad (\text{Ecuación A20})$$

Realizados estos cálculos, el procedimiento a seguir para predecir el comportamiento de la Etapa 2 es:

Obtener los valores de W_{if} y W_{ii} (cálculos iniciales).

Determinar el valor de i_{wi} de la etapa 1 donde $W_i = W_{ii}$

Calcular E_A al *fillup*, usando ecuación A20.

Obtener el radio de movilidad, M .

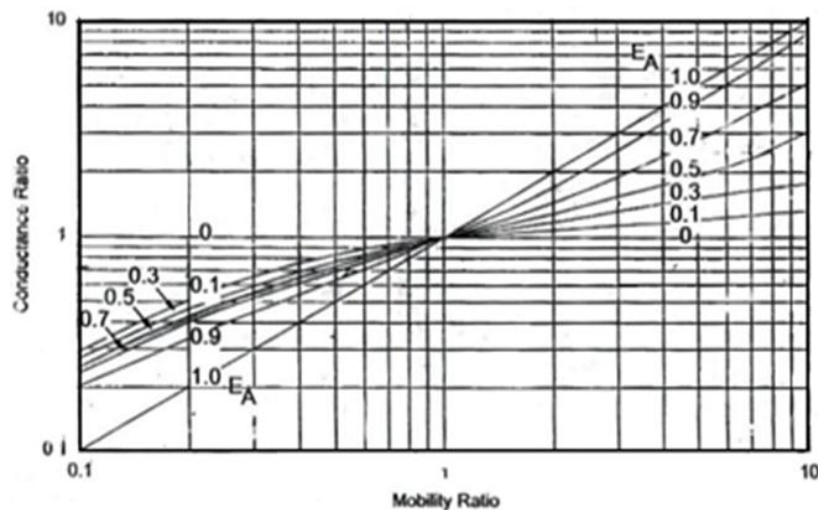
Determinar γ al *fillup*. figura A5.

Calcular i_{base} , usando ecuación A19.

Hallar la tasa de inyección de agua al *fillup*, i_{wf} , usando ecuación A18.

Calcular el intervalo de tiempo requerido para el ETAPA 2 usando Ecuación A17.

Figura A3. **Radio de Conductancia para llenado de líquido en un patrón de cinco puntos**



Cálculos y Procedimiento para la Predicción de la Etapa 3. Comportamiento desde el *Fillup* hasta el *Breakthroug*.

El fin del periodo del *fillup* marca el comienzo de la producción secundaria de aceite. La tasa total de aceite producido durante esta etapa es equivalente a la tasa de inyección de agua. La tasa de inyección de agua puede ser determinada con la Ecuación A19; y la tasa de producción de aceite en STB/D es:

$$q_o = \frac{i_w}{B_o} \quad \text{(Ecuación A21)}$$

La producción acumulada de aceite, N_p , desde el inicio de la etapa 3 (*fillup*), puede ser calculada en términos de la inyección de agua acumulada durante la etapa 3, donde:

$$N_p = \frac{W_i - W_{if}}{B_o} \quad \text{(Ecuación A22)}$$

A partir de los cálculos desarrollados, el procedimiento a seguir es:

Seleccionar los valores de W_i desde W_{if} hasta W_{ibt} usando el intervalo más conveniente.

Determinar E_A para cada valor de W_i , usando ecuación A20

Hallar γ para cada valor de W_i usando la figura A5

Obtener i_w usando ecuación A18

Calcular el valor average de i_w para cada intervalo.

Calcular el tiempo acumulado y incremental asociado con cada intervalo.

Hallar q_o , utilizando ecuación A21

Obtener el recobro de aceite acumulado, usando ecuación A22

Cálculos y Procedimiento para la Predicción de la Etapa 4. Comportamiento Después del *Breakthrough*.

Esta Etapa inicia con la producción de agua y es caracterizado por un aumento en el ratio de movilidad, en la eficiencia areal, en la relación agua–petróleo (WOR) y una disminución en la tasa de producción de petróleo. La relación de producción

de agua y petróleo es gobernada por la cantidad de petróleo y agua fluyendo desde la región previa de barrido del yacimiento mas la cantidad de petróleo desplazado al aumentar la eficiencia areal. La producción de petróleo y agua para la región previa al barrido es gobernada por el flujo fraccional y puede aplicarse métodos desarrollados anteriormente. El petróleo desplazado desde la nueva zona de barrido en el yacimiento es asumido como el desplazamiento de la saturación de agua inmediatamente detrás de la zona estabilizada S_{wsz} (S_{wsz} es equivalente a S_{wf})

Considerando un intervalo de tiempo dado, una producción incremental desde la zona previa al barrido, ΔN_{pu} , depende del incremento de la eficiencia areal ΔE_A , el cambio en la saturación de agua en la nueva zona de barrido ($S_{wsz}-S_{wc}$) y el volumen poroso V_p .

$$\Delta N_{pu} = \Delta E_A (S_{wsz} - S_{wc}) V_p \quad \text{(Ecuación A23)}$$

Al multiplicar a ambos lados por $\Delta E_A/(\Delta W_i/W_{ibt})$ se obtiene:

$$\Delta N_{pu} = \frac{\Delta E_A}{\Delta W_i / W_{ibt}} (S_{wsz} - S_{wc}) V_p \left(\frac{\Delta W_i}{W_{ibt}} \right) \quad \text{(Ecuación A24)}$$

Sí $\Delta E_A/(\Delta W_i/W_{ibt})=\lambda$ entonces:

$$\Delta N_{pu} = \lambda (S_{wsz} - S_{wc}) V_p \left(\frac{\Delta W_i}{W_{ibt}} \right) \quad \text{(Ecuación A25)}$$

Asumiendo $\Delta W_i=0$:

$$\Delta N_{pu} = \frac{\lambda V_p (S_{wsz} - S_{wc})}{W_{ibt}} \quad \text{(Ecuación A26)}$$

El agua inyectada al *breakthroug* es:

$$W_{ibt} = V_p E_{Abt} (\bar{S}_{wbt} - S_{wc}) \quad \text{(Ecuación A27)}$$

Al reemplazar la ecuación A27 en la ecuación A26 se obtiene:

$$\Delta N_{pu} = \lambda \frac{S_{wsz} - S_{wc}}{E_{Abt}(\bar{S}_{wbt} - S_{wc})} \quad \text{(Ecuación A28)}$$

El aceite producido desde el área previa al barrido, ΔN_{pu} , durante la inyección de barriles de agua ΔW_i puede predecirse utilizando la Ecuación A28, teniendo en cuenta que se conoce λ sin embargo note que λ depende principalmente del aumento de la eficiencia de barrido, ΔE_A , la cual ocurre como resultado de la inyección de agua ΔW_i . Craig-Geffen y Morse descubrieron experimentalmente que E_A aumenta linealmente con el logaritmo de W_i/W_{ibt} . Esta relación se describe en la siguiente ecuación:

$$E_A = 0.2749 \ln(W_i / W_{ibt}) + E_{Abt} \quad \text{(Ecuación A29)}$$

Se puede deducir:

$$\frac{\Delta E_A}{\Delta W_i} \cong \frac{dE_A}{dW_i} = \frac{0.2749}{W_i} \quad \text{(Ecuación A30)}$$

Donde:

$$\lambda = 0.2749 \left[\frac{W_i}{W_{ibt}} \right]^{-1} \quad \text{(Ecuación A31)}$$

Por lo tanto:

$$\Delta N_{pu} = 0.2749 \frac{S_{wsz} - S_{wc}}{E_{Abt}(\bar{S}_{wbt} - S_{wc})} \left(\frac{W_i}{W_{ibt}} \right)^{-1} \quad \text{(Ecuación A32)}$$

El aceite incremental previo a la región de barrido ΔN_{ps} , esta dado por:

$$\Delta N_{ps} = f_{o_2}(1 - N_{up}) \quad \text{(Ecuación A33)}$$

Donde:

f_{o_2} : Fracción de aceite en el flujo producido, $= 1 - f_{w_2}$

f_{w_2} : Fracción de agua en el flujo producido.

Si ΔN_{pu} es conocido (ecuación A32), es obvio que se pueda hallar ΔN_{ps} resolviendo la ecuación A33, si fo_2 se encuentra definido. La pregunta que surge es ¿Cómo determinar fo_2 o fw_2 a cualquier tiempo después del *breakthrough*?

Esto puede solucionarse con la teoría de avance frontal; fw_2 puede determinarse desde la curva de flujo fraccional (Fig. A5) si Sw_2 , la saturación de la producción del pozo es conocida. Desafortunadamente Sw_2 no es conocida; sin embargo Sw_2 puede hallarse si el punto tangente sobre la curva de flujo fraccional es definido como la pendiente de la línea tangente.

$$\left(\frac{dfw}{dSw} \right)_{S_{w2}} = \frac{1}{(Q_i)_{S_{w2}}} \quad \text{(Ecuación A34)}$$

Donde:

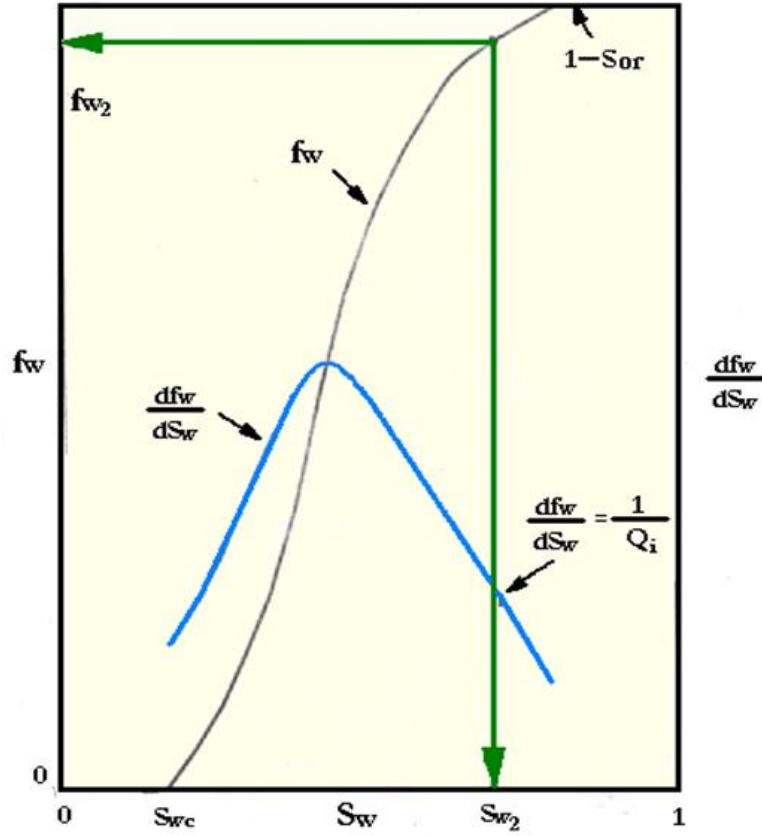
Q_i : Volumen poroso de agua inyectada al tiempo en cuestión.

Si Q_i se conoce, puede ser posible calcular la pendiente de la línea tangente usando ecuación A36. Sw_2 y fw_2 pueden determinarse con la curva de flujo fraccional. (Ver Figura A4)

El agua inyectada al *brealthrough*, W_{ibt} se definió en la ecuación A27. Esta puede ser expresada en términos de Q_i :

$$Q_{ibt} = \frac{W_{ibt}}{E_{Abt} V_p} = \bar{S}_{wbt} - S_{wc} \quad \text{(Ecuación A35)}$$

Figura A4. Descripción del Cálculo de S_{w2} y F_{w2}



La inyección de agua acumulada a cualquier tiempo más allá del *breakthrough* es equivalente al agua inyectada al *breakthrough* más el agua adicional inyectada luego del *breakthrough*.

$$W_i = W_{ibt} + (\Delta W)_{\text{Después del breakthrough}} \quad \text{(Ecuación A36)}$$

Expresada en términos de Q_i :

$$Q_i = Q_{ibt} + Q_{\text{Después del breakthrough}} \quad \text{(Ecuación A37)}$$

La eficiencia de barrido después del *breakthrough* es directamente proporcional a W_i . Por lo tanto Q_i también es función de W_i :

$$Q_{\text{después del breakthrough}} = \int_{W_{ibt}}^{W_i} \frac{dW_i}{V_p E} \quad \text{(Ecuación A38)}$$

Al cambiar los límites de integración:

$$Q_{\text{despu  del breakthrough}} = \frac{W_{ibt}}{V_p} \int_1^{W_i/W_{ibt}} \frac{d(W_i/W_{ibt})}{E_A} \quad (\text{Ecuación A39})$$

De la Ecuación A35:

$$\left(\frac{W_{ibt}}{V_p} \right) = Q_{ibt} E_{Abt} \quad (\text{Ecuación A40})$$

al reemplazar en la ecuación A39

$$Q_{\text{despu  del breakthrough}} = Q_{ibt} E_{Abt} \int_1^{W_i/W_{ibt}} \frac{d(W_i/W_{ibt})}{E_A} \quad (\text{Ecuación A41})$$

Sustituyendo la ecuación A41 en la ecuación A39:

$$\frac{Q_i}{Q_{ibt}} = 1.0 + E_{Abt} \int_1^{W_i/W_{ibt}} \frac{d(W_i/W_{ibt})}{E_A} \quad (\text{Ecuación A42})$$

Finalmente igualando con la Ecuación Ab31:

$$E_A = 0.2749 \ln(W_i/W_{ibt}) + E_{Abt} \quad (\text{Ecuación A30})$$

Se obtiene:

$$\frac{Q_i}{Q_{ibt}} = 1.0 + E_{Abt} \int_1^{W_i/W_{ibt}} \frac{d(W_i/W_{ibt})}{E_{Abt} + 0.2749 \ln(W_i/W_{ibt})} \quad (\text{Ecuación A43})$$

El incremento de agua producida es:

$$\Delta W_{PS} = 1 - (\Delta N_{ps} + \Delta N_{pu}) \quad (\text{Ecuación A44})$$

La relación agua aceite a la presión de yacimiento WOR_p es definida como:

$$WOR_p = \frac{1 - \Delta N_{ps} - \Delta N_{pu}}{\Delta N_{ps} + \Delta N_{pu}} \quad (\text{Ecuación A45})$$

La relación agua aceite a condiciones de superficie WOR es definida como:

$$WOR = WOR_p \frac{B_o}{B_w} \quad (\text{Ecuación A46})$$

La tasa de aceite producido en STB/D puede determinarse:

$$q_o = \frac{i_w (\Delta N_{ps} + \Delta N_{pu})}{B_o} \quad (\text{Ecuación A47})$$

La tasa de agua producida en STB/D:

$$q_w = \frac{i_w(1 - \Delta N_{ps} - \Delta N_{pu})}{B_w} \quad \text{(Ecuación A48)}$$

La producción acumulada, N_p , en STB es:

$$N_p = \frac{V_p[E_A(\bar{S}_w - S_{wc}) - S_g]}{B_o} \quad \text{(Ecuación A49)}$$

Donde:

$\bar{S}_w$: Saturación de agua promedio en el yacimiento al tiempo n .

$$\bar{S}_w = S_{w2} + Q_i f_{o2} \quad \text{(Ecuación A50)}$$

Una alternativa para obtener el recobro acumulado de aceite desde el inicio de la inyección es con la ayuda de las siguientes ecuaciones:

Producción incremental de aceite, ΔN_p , durante la inyección de agua, Etapa 4:

$$\Delta N_p = \left[\frac{(q_o)_N + (q_o)_{N-1}}{2} \right] (\Delta t) \quad \text{(Ecuación A51)}$$

La producción de aceite acumulada desde el inicio de la inyección de agua, N_p , a cualquier tiempo, durante la etapa 4:

$$N_p = (N_p)_{\text{al final del ESTADO 3}} + \left(\sum \Delta N_p \right)_{\text{ESTADO 4}} \quad \text{(Ecuación A52)}$$

La producción acumulada de agua, W_p , en STB puede calcularse:

$$W_p = \frac{W_i - N_p B_o - V_p S_g}{B_w} \quad \text{(Ecuación A53)}$$

A partir de los cálculos desarrollados, el procedimiento a seguir para la predicción del comportamiento en la etapa 4 es:

Seleccionar los valores de W_i desde W_{ibt} hasta el límite económico expresado en un radio de W_i/W_{ibt} .

Calcular E_A usando Ecuación A29 para cada valor de W_i .

Determinar los valores de Q_i/Q_{ibt} y calcule:

$$Q_i = Q_{ibt} (Q_i / Q_{ibt})$$

$$Q_i = (\bar{S}_{ubt} - S_{uc}) (Q_i / Q_{ibt})$$

Calcular la pendiente de la curva de flujo fraccional, dfw/dSw , usando ecuación A34.

Usando la pendiente desde la etapa 4 y la curva de flujo fraccional, determinar Sw_2 . Fiq CGM.6

Determinar fw_2 desde la curva de flujo fraccional, usando Sw_2 .

Obtener S_w aplicando la ecuación A50.

Calcular λ aplicando la ecuación A31.

Hallar ΔN_{pu} aplicando la ecuación A28.

Calcular ΔN_{ps} aplicando la ecuación A33.

Hallar WOR aplicando la Ecuación A46.

Determinar N_p usando ecuación A49.

Calcular el radio de movilidad, M , de acuerdo a:

$$M = \frac{(k_{rw})_{\bar{S}_{ubt}}}{(k_{ro})_{S_{uc}}} * \left(\frac{\mu_o}{\mu_w} \right)$$

Determinar γ de la Fig.A5.

Calcular i_w usando ecuación A17.

Obtener los tiempos acumulados e incrementales asociados con cada intervalo.

Calcular q_o usando ecuación A47.

Calcular q_w usando ecuación A48.

Calcular W_p usando ecuación A53.

Anexo B. Cálculos para la predicción precio del crudo mediante el modelo geométrico browniano con reversión a la media.

Descripción de los datos

La muestra de datos que se emplea en esta etapa del trabajo de investigación, corresponde a los valores de cierre diarios de WTI (*West Texas Intermediate*). El WTI es un petróleo que contiene el promedio de las características del petróleo extraído en campos occidentales de Texas. Es catalogado como un crudo liviano, debido a su densidad relativamente baja (Gravedad API 39,6); y un crudo dulce, por su bajo contenido de azufre (0,24%). Estas características lo hacen un crudo de excelente calidad, y considerado como punto de referencia para el precio del petróleo, especialmente en el mercado norteamericano. Asimismo, el WTI, es considerado el *comodity* subyacente en los contratos de futuros de Petróleo en la bolsa de Chicago; además de ser el precio de referencia para las evaluaciones de portafolio en Colombia y en Ecopetrol S.A.

Según Hull (2002), el intervalo de valores históricos utilizados para realizar una predicción debe ser como mínimo el número de años que se desea predecir; para un proyecto de inyección de agua este intervalo de tiempo corresponde a una predicción de 20 años.

Sin embargo, analizando el comportamiento del precio WTI, (ver figura C1) se observa, que durante el periodo comprendido entre 1993 y 2003, el precio de referencia WTI se mantuvo relativamente estable, con una media de 22,04; posteriormente, en el periodo comprendido entre 2003 y 2008, presentó una tendencia al alza, que después de recuperarse de una fuerte caída en el año 2009 empieza a estabilizarse alrededor de una media de 81,67. Por tal motivo, con el objeto de estimar los precios con base en la última tendencia, el presente trabajo

toma como base de estimación el periodo comprendido entre enero de 2003 a abril de 2013.

Figura C1. Histórico WTI (Abr-1993 / Abr-2013)



Fuente: Los autores

A partir de la definición del intervalo de tiempo a considerar para la predicción, se procede a realizar el análisis estadístico de los datos. En la tabla C1 se presentan estos resultados para la serie de precios del WTI.

Ecuación para la predicción del precio del WTI

Para la estimación del WTI, se realiza la predicción a partir de la ecuación C1.

$$P_t = \exp \left\{ \left[\ln(P_{t-1}) \cdot \exp(-n\Delta t) \right] + \left[\ln(\bar{P}) \cdot (1 - \exp(-n\Delta t)) \right] + \sigma \sqrt{\frac{1 - \exp(-2n\Delta t)}{2n}} \right. \\ \left. - \left[(1 - \exp(-2nt)) \frac{\sigma^2}{4n} \right] \right\}$$

Dónde:

P_{t-1} = Precio WTI en el periodo inmediatamente anterior.

n = Velocidad de reversión.

$\bar{P}$ = Media precio WTI.

σ = Desviación estándar.

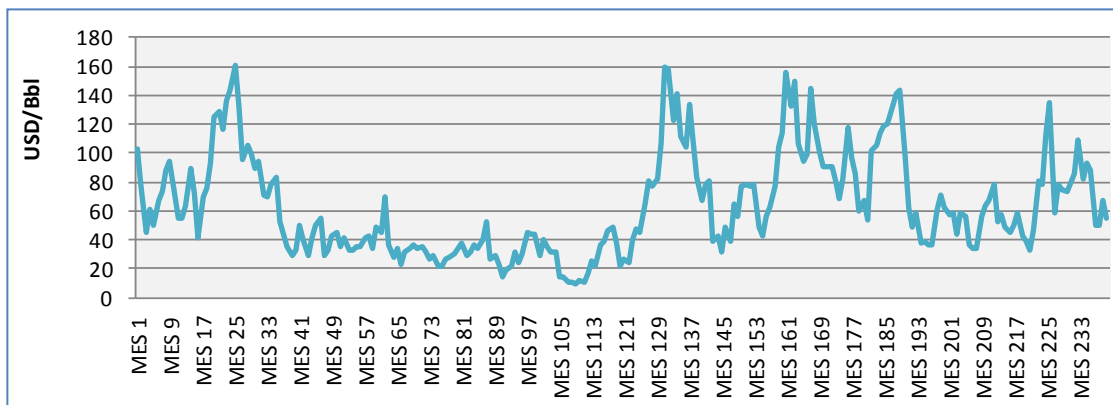
Tabla C1. Estadística descriptiva WTI – ene 2003 / abr 2013

ESTADISTICA DESCRIPTIVA WTI	
Media	71,08
Error típico	2,50
Mediana	69,13
Moda	65,10
Desviación estándar	27,78
Varianza muestra	771,71
Curtosis	-0,99
Coeficiente asimetría	0,14
Rango	107,06
Mínimo	25,49
Máximo	132,55
Suma	8742,48
Cuenta	123,00

Predicción precio WTI.

Finalmente se realiza la predicción del precio del WTI a partir de la ecuación C1. En la Figura C2. Se presenta una de las predicciones para el año 2023.

Figura C1. **Predicción WTI – modelo GM MR**



Fuente: Los autores

Anexo C. Plantilla para la Evaluación Financiera de Proyectos Piloto de Inyección de Agua.

Se diseñó una plantilla en Excel 7.0. con el objeto de facilitar la evaluación financiera de un proyecto piloto de inyección como una opción real. El modelo propuesto, comprende la evaluación probabilística del proyecto de inyección de agua, desde dos perspectivas. La primera con un precio WTI estático, permite visualizar el efecto de la incertidumbre técnica del proyecto. Mientras la segunda, cuya variación del WTI se basa en un modelo geométrico browniano con reversión a la media, permite analizar el efecto de la incertidumbre del mercado.

Para la estimación de la producción incremental, se emplea el método de predicción analítica Craig Geffen and Morse (CGM), en el que se pueden sensibilizar las variables de yacimiento y operación.

La plantilla se encuentra en el documento xls. (ver Anexo D. Plantilla evaluación financiera proyecto piloto WF-@risk). El software empleado para la simulación y análisis de riesgo del modelo es @risk, sin embargo, se puede adaptar fácilmente a otras herramientas disponibles en el mercado.