

**Evaluación de la Incorporación de Tecnología de Trazadores Químicos en Procesos de
Recobro Mejorado en Ecopetrol S.A**

Edinson Javier Torres Palacios, Hernán Dario Jerez Patiño

Trabajo de grado para optar el título de Ingeniero Industrial

Director

Carlos Enrique Vecino Arenas

Ph.D. in Management

Codirectora

Venus Minerva Díaz Guardia

Magister en Ingeniería Industrial

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas

Escuela de Estudios Industriales y Empresariales

Bucaramanga

2018

Dedicatoria

A dios por sus bendiciones, por iluminar mi camino y guiarme de la mejor manera al cumplimiento de este sueño.

A mis papas Hernán y Rocío, mis ejemplos a seguir, los seres que me motivan a ser cada día mejor; gracias por tanto apoyo, por las enseñanzas y el esfuerzo han hecho para el cumplimiento de este objetivo.

A mi hermano, por su apoyo y buen ejemplo.

A mis abuelos por sus buenos consejos, sus enseñanzas y sus atenciones.

Hernan J

A Dios por todas las bendiciones y por la sabiduría recibida durante estos años de preparación. A mis padres Raimundo y Lucila que siempre me han brindado apoyo incondicional, me han guiado con sus sabios consejos demostrando que el verdadero amor existe y son la motivación para superar cualquier reto. A mis hermanas Yeny, Yurley y Carolina por acompañarme y brindar apoyo en este proceso.

A mis jefes Cesar y Claudia por brindarme la oportunidad de trabajar aun con los difíciles horarios siempre con la mayor disposición y a ese hermoso angelito por demostrar que el amor de Dios es infinito y ser mi guía.

A todos mis amigos y familiares que siempre han creído en mi potencial en especial a aquellos que me han brindado de su tiempo para compartir y dar una voz de aliento en momentos difíciles.

Edinson T

Agradecimientos

A la Universidad Industrial de Santander y la Escuela de Estudios Industriales y Empresariales por contribuir en nuestra formación personal y profesional.

Al grupo *Finance and Management* y en especial al profesor Carlos Vecino nuestro director por aportar sus valiosos conocimientos en el desarrollo del proyecto.

A la ingeniera Venus Díaz nuestra co-directora por sus enseñanzas, paciencia, apoyo y acompañamiento en cada fase del trabajo de investigación.

Al ingeniero Romel Pérez y demás integrantes del Grupo de Recobro del ICP por su disposición de colaborar en todo momento y aportar la información necesaria para llevar a la práctica este trabajo.

Al ingeniero Álvaro Villar por su disposición y colaboración durante este proceso.

A todas las personas que de una u otra manera hicieron parte del desarrollo de este trabajo.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	20
1. Definición Del Proyecto	22
1.1 Planteamiento Del Problema.....	22
1.2 Justificación	24
2. Objetivos	25
2.1 Objetivo general.....	25
2.2 Objetivos específicos.	25
3. Marco Teórico	26
3.1 Recuperación Mejorada De Petróleo (EOR).....	26
3.2 Generalidades Sobre Trazadores.....	28
3.2.1 Definición de trazador.....	28
3.2.2 Trazadores de agua y gas.	28
3.2.3 Clasificación de trazadores.	29
3.2.3.1 Trazadores Químicos.	29
3.2.3.2 Trazadores de partición.....	30
3.2.3.3 Trazadores Radiactivos.....	31
3.3 Pruebas De Trazadores En Procesos EOR.....	32
3.3.1 Prueba de Inyección de Trazadores en un Pozo (Single-Well).....	33

3.3.2 Prueba De Inyección De Trazadores Entre Pozos (Inter-Well).....	35
3.4 Evaluación Financiera.....	40
3.4.1 Valor presente neto.	41
3.4.1.1 Evaluación del valor presente neto.	41
3.4.2 Tasa interna de retorno (TIR).	42
3.4.2.1 Evaluación de la tasa interna de retorno.	43
3.4.3 Relación Beneficio-Costo (R B/C)	43
3.4.3.1 Evaluación de la relación Beneficio-Costo.....	44
3.5 Evaluación De Activos Intangibles.....	44
3.6 Valor De La Información (VOI).....	50
3.6.1 Herramientas empleadas en la metodología (VOI).....	56
3.6.1.1 Valor esperado (EV)	56
3.6.1.2 Árbol de decisión	56
3.6.1.3 Simulación de Monte Carlo	57
4. Incorporación De Trazadores Campo Casabe	58
4.1 Generalidades Del Campo Casabe.....	58
4.1.1 Historia y ubicación del campo casabe.....	59
4.1.2 Recuperación Mejorada de Petróleo campo Casabe.....	61
5. Valor De La Información De Trazadores En Procesos EOR.....	63
5.1 Metodología VOI y Caso De Estudio.	63
5.1.1 Primer Paso. Establecer un caso base	64
5.1.2 Segundo paso: Identificar las principales fuentes de incertidumbre del caso base.....	66

5.1.3 Tercer Paso: Elaborar una tabla que vincule la decisión con la incertidumbre y fuente de información.....	67
5.1.4 Cuarto Paso: Establecer escenarios con información	68
5.1.5 Quinto paso: Evaluar la fiabilidad de la información	70
5.1.6 Sexto Paso: Calcular probabilidades de cada escenario.	71
5.1.7 Séptimo Paso: Cálculo del resultado del nodo terminal	73
5.1.7.1 Variables de impacto para el modelo de evaluación y valoración.....	74
5.1.7.2 Presentación del modelo.	75
5.1.7.3 Producción.	75
5.1.7.4 Capex	77
5.1.7.5 Opex	78
5.1.7.6. Depreciación	80
5.1.7.7 Flujo de caja libre.....	81
5.1.8 Octavo Paso: seleccionar y desarrollar el enfoque de valoración (clásico y/o monte carlo)82	
5.1.8.1 enfoque clásico.....	82
5.1.8.2 Enfoque Monte Carlo.....	83
5.1.9 Noveno Paso: Cálculo del valor de la información (VOI) y comunicar resultados.....	86
6. Resultados.....	87
6.1 Análisis VOI Enfoque Clásico.....	87
6.1.1 Caso sin información	87
6.1.2 Caso con información.	88
6.1.3 Valor de la información (VOI)	89
6.2 Análisis VOI Enfoque Monte Carlo (MCVOI).	89

6.2.1 Valor Presente Neto Escenario de Éxito.....	90
6.2.2 Valor Presente Neto Escenario Fracaso.....	90
6.2.3 Valor Monetario Esperado (VME) casos con y sin información.....	91
6.2.4 Comparación VOI.....	95
7. Conclusiones.....	96
8. Recomendaciones.....	98
Referencias Bibliográficas.....	99

Lista De Tablas

	Pág.
Tabla 1. Metodologías de valoración de activos intangibles.	45
Tabla 2. Distribuciones de probabilidad.	51
Tabla 3. Resumen escenario caso sin información.	66
Tabla 4. Incertidumbre y fuente de información.	67
Tabla 5. Alternativas y escenarios caso con información.	73

Lista De Figuras

	Pág.
Figura 1 Esquemas de explotación de los yacimientos de hidrocarburos.....	27
Figura 2. Modelado a prueba de trazadores	28
Figura 3. Prueba de inyección de trazadores en un pozo	33
Figura 4. Pasos en la inyección de trazadores en un pozo	34
Figura 5. Flujo Esquemático de los Trazadores en el Yacimiento	36
Figura 6. Fase de diseño para la realización de una Prueba de Trazadores Entre Pozos.....	37
Figura 7. Fase de ejecución en una prueba de trazadores entre pozos.....	38
Figura 8 Fase de Interpretación de resultados en una Prueba de Trazadores entre Pozos.....	39
Figura 9. Técnicas de evaluación financiera.....	40
Figura 10. Ejemplo Arbol de Desicion	57
Figura 11. Ubicación campo Casabe. Adaptado de Acosta y otros 2017	60
Figura 12. Seguimiento de producción	62
Figura 13. Seguimiento de producción	62
Figura 14. Árbol sin información.....	65
Figura 15. Rama con información	69
Figura 16. Modelo de evaluación financiera.....	75
Figura 17. Producción incremental.	77
Figura 18. Módulo CAPEX	78

Figura 19. Módulo OPEX.....	80
Figura 20. Módulo DEPRECIACIÓN	81
Figura 21. Módulo FCL	82
Figura 22. Árbol de decisión incorporación de trazadores	83
Figura 23. Distribuciones de probabilidades	84
Figura 24. Distribución binomial escenario favorable y desfavorable EOR	85
Figura 25. Diagrama árbol caso no hacer prueba de trazadores	87
Figura 26. Diagrama árbol caso hacer prueba de trazadores	88
Figura 27. Valor de la información.....	89
Figura 28. Valor Presente Neto de Éxito con y sin trazadores	90
Figura 29. Valor Presente Neto de Fracaso con y sin trazadores.....	91
Figura 30. Valor Monetario Esperado sin trazador y Alternativas de Hacer EOR con Trazador. 92	
Figura 31. Valor Monetario Esperado con trazadores y sin trazadores.	93
Figura 32. Diagrama tornado VME sin trazadores	94
Figura 33. Diagrama tornado VME con trazadores	94
Figura 34. Resultados VOI	95

Lista de Apéndice

**(Ver apéndices adjuntos en el CD y pueden visualizarlos en la Base de Datos de la
Biblioteca UIS)**

Apéndice A. Modelo de evaluación y valoración de la incorporación de trazadores (Herramienta de Excel).

Apéndice B. Artículo Evaluación de la incorporación de Trazadores Químicos en procesos de Recobro Mejorado en Ecopetrol S.A.

Apéndice C. Diagrama de Flujo Metodología Valor de la Información.

Tabla cumplimiento de objetivos

Objetivos Específicos	Apartado Relacionado
Revisar la literatura existente relacionada con las técnicas de evaluación financiera y metodologías de valoración del conocimiento y/o información.	Pág. 32, pág. 36
Identificar la técnica de evaluación financiera y metodología de valor de la información aplicada a la valoración del proyecto raíz: “Incorporación de tecnología de trazadores químicos para evaluación de procesos de Recobro Mejorado (EOR) en Ecopetrol S.A”	Pág. 39, pág. 51, pág. 61
Determinar las variables de mayor impacto en la evaluación y valoración del proyecto Incorporación de tecnología de trazadores químicos para evaluación de procesos de Recobro Mejorado (EOR) en Ecopetrol S.A.	Pág. 54, pág. 61
Diseñar el modelo de evaluación con el fin de cuantificar el impacto de las variables relevantes identificadas previamente.	Pág. 55

Analizar los resultados obtenidos a fin de generar conclusiones y recomendaciones que sirvan como aporte a los resultados esperados del proyecto de Incorporación de tecnología de trazadores químicos para evaluación de procesos de Recobro Mejorado (EOR) en Ecopetrol S.A.

Pág. 72.

Elaborar un artículo publicable con los resultados obtenidos de la investigación.

Ver apéndice

B

Resumen

TÍTULO: EVALUACIÓN DE LA INCORPORACIÓN DE TECNOLOGÍA DE TRAZADORES QUÍMICOS EN PROCESOS DE RECOBRO MEJORADO EN ECOPETROL S.A.*

AUTORES: EDINSON JAVIER TORRES PALACIOS, HERNÁN DARIO JEREZ PATIÑO **

PALABRAS CLAVE: Árbol de Decisión, Recuperación Mejorada de Petróleo, Recuperación Secundaria, Simulación de Monte Carlo, Trazadores, Valor de la Información.

DESCRIPCIÓN: El campo Casabe ubicado en el Valle Medio del Río Magdalena en el departamento de Antioquia desde hace más de 30 años viene desarrollando recuperación secundaria por inyección de agua, sin embargo actualmente se considera que su factor de recobro es “bajo”, haciendo necesario implementar un mejoramiento en la condición de la eficiencia de barrido que produzca un mayor arrastre del petróleo remanente.

Lo anterior ha llevado a Ecopetrol a realizar pruebas y evaluaciones para aplicar recuperación mejorada de petróleo (EOR), sin embargo este mejoramiento en los procesos de explotación de yacimientos principalmente en procesos de producción terciaria dependen de que tan acertada sea la caracterización que se disponga de los yacimientos, por esta razón Ecopetrol en colaboración con el ICP (Instituto Colombiano del Petróleo) viene desarrollando estudios y evaluaciones para la incorporación de la tecnología de trazadores en miras de obtener información importante de las características de los yacimientos que permitan alcanzar un éxito en EOR.

El presente proyecto evalúa la incorporación de la tecnología de trazadores en procesos EOR a partir de la definición de una metodología VOI (Value of information por sus siglas en ingles), evaluando múltiples escenarios y calculando su valor a partir del VME (valor monetario esperado) por medio de un árbol de decisión para el enfoque clásico o discreto, sin embargo este enfoque se limita para muchos proyectos de la industria petrolera dado los valores que pueden tomar las variables inciertas, por tal razón se define y aplica a su vez el enfoque Monte Carlo fundamentado en la teoría bayesiana, permitiendo a partir de una descripción más acertada de la variable incierta obtener un VOI más real y conocer el impacto que tienen las principales variables sobre la rentabilidad del proyecto.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Industrial. Director: Carlos Enrique Vecino Arenas, PH.D. in Management. Co-Directora ICP: Venus M. Díaz Guardia, MEng en Ingeniería Industrial.

Abstract

TITLE: EVALUATION OF INCORPORATING CHEMICAL TRACERS ENHANCED OIL RECOVERY PROCESSES AT ECOPETROL S.A.*

AUTHORS: EDINSON JAVIER TORRES PALACIOS, HERNÁN DARIO JEREZ PATIÑO **

KEY WORDS: Tracers, Value of Information, Monte Carlo Simulation, Decision Tree, Secondary recovery, Enhanced oil recovery.

DESCRIPTION: The Casabe Field is located in the Middle Magdalena Valley in Antioquia department, for more than 30 years it has been developing secondary recovery by water injection, however, it is currently considered that its recovery factor is “low”, making it necessary the implementation and improvement of the condition of sweep efficiency that produces a greater drag of oil remainder.

This has led Ecopetrol to carry out tests and evaluations to apply enhanced oil recovery (EOR), however, this improvement in the processes of exploitation of deposits, mainly in tertiary production processes, depends on how accurate the available characterization in the deposits is, for this reason Ecopetrol in collaboration with the ICP (Instituto Colombiano de Petróleo by its acronym in Spanish) has been developing studies and evaluations for the incorporation of the technology of tracers in order to obtain important information of the characteristics of the deposits that allows to reach a success in EOR.

The present project evaluates the incorporation of technology of tracers in EOR processes from the definition of a VOI (Value of information), evaluating multiple scenarios and calculating their value from the VME (Valor Monetario Esperado by its acronym in Spanish) through a decision tree for the classical or discrete approach, however, this approach is limited for many oil industry projects given the values that uncertain variables can take, for that reason the Monte Carlo approach is defined and applied in turn based on the Bayesian theory, allowing for a more accurate description of the uncertain variable to obtain a more real VOI and to know the impact of the main variables on the profitability of the project.

* Trabajo de grado.

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingeniería Industrial. Director: Carlos Enrique Vecino Arenas, PH.D. in Management. Co-Directora ICP: Venus M. Díaz Guardia, MEng en Ingeniería Industrial.

Introducción

La investigación en proyección de desarrollo y nuevas tecnologías que permitan aumentar la eficiencia en el proceso de extracción de crudo está en constante crecimiento y marcado auge en la actualidad, puesto que la industria petrolera considera que el desarrollo de estas, conlleva a resultados exitosos, producto de realizar una evaluación financiera previa que, en palabras de Miranda (2005), el objetivo es determinar las ventajas y desventajas que se pueden esperar de asignar o no recursos hacia objetivos determinados, en otras palabras consiste en medir objetivamente ciertas magnitudes resultantes de la formulación del proyecto para convertirlas en cifras financieras, con el fin de obtener indicadores que permitan al inversionista conocer de qué forma puede cambiar las variables que influyen en el desarrollo del proyecto y de cómo estos cambios afectan los rendimientos esperados.

La empresa colombiana de petróleo (ECOPETROL S.A.), apoyada en el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), ha enfocado esfuerzos en la implementación de procesos tendientes a incrementar el factor de recobro, los cuales presentan importantes incertidumbres técnicas. Una alternativa identificada para reducir dichas fuentes de incertidumbre, es la incorporación de la tecnología de trazadores químicos de un pozo (*single-well*) y entre pozos (*inter-well*), en palabras de Orlando y López, esta alternativa pretende determinar información como: condiciones dinámicas de los yacimientos, acumulaciones remanentes de crudo, eficiencia volumétrica de barrido, heterogeneidades en la roca del yacimiento, inyectoras con problemas de canalización, barreras geológicas, entre otros; dicha información permite mejorar la construcción de modelos capaces de reproducir el comportamiento real del yacimiento y predecir su comportamiento futuro,

mejorando significativamente el desarrollo de los modelos estático y dinámico del yacimiento. (Orlando y López, 2006)

El desarrollo de este tipo de proyectos representa retos para quienes lo evalúan, puesto que, en su mayoría corresponden a proyectos innovadores que requieren generalmente de inversiones en I+D, difíciles de justificar teniendo en cuenta que, como resultado el proyecto debe proveer conocimiento e información, considerados activos intangibles, cuya cuantificación y valoración es compleja y requiere de metodologías no convencionales.

Partiendo de lo anterior, se propone realizar una investigación que permita seleccionar la metodología con mayor adaptabilidad al proyecto, cuyo objetivo será evaluar y valorar los beneficios no tangibles entregados por la tecnología de trazadores en los procesos EOR en el campo Casabe, bajo la metodología del valor de la información *VOI*.

Para entender el enfoque planteado, se recurre a las investigaciones de Lohne y Bratvold (2008), donde se afirma entre otras cosas que, la metodología del valor de la información (*VOI*) surge en el contexto de la toma de decisiones bajo incertidumbre donde debe seleccionarse una acción de un conjunto de acciones posibles. Un experimento o toma de datos adicionales tiene valor para un proyecto, solo si la información obtenida puede cambiar la selección de la acción óptima, es decir, hay valor agregado en la nueva información si la decisión depende de ésta. Por lo cual, es pertinente aplicar esta metodología en los procesos realizados en Campo casabe y, en este sentido, afirman los autores que, el *VOI* puede utilizarse para determinar si se debe recopilar información adicional antes de tomar una decisión. La mayoría de los estudios de *VOI* emplean el enfoque de árbol de decisión discreto para dicha valoración, sin embargo no siempre proporcionan buenas

representaciones de las incertidumbres relevantes, de manera que se decide incluir un enfoque de Monte Carlo (*MCVOI*) que permite una descripción completa de la incertidumbre de las variables.

En definitiva, esta metodología es muy común en el desarrollo de proyectos en las industrias de hidrocarburos, lo que la hace idónea para el cumplimiento del objetivo planteado. El proyecto presenta, en primera medida, una descripción general de la tecnología a evaluar “*trazadores en procesos EOR*”, posteriormente se exponen los principales conceptos relacionados con la evaluación de proyectos, como lo son técnicas de evaluación financiera y herramientas utilizadas en la valoración del conocimiento y/o información basadas en la metodología *VOI*. Finalmente se muestra un caso de aplicación de la metodología, mediante la evaluación de la implementación de la tecnología de trazadores interwell en el campo Casabe. Es decir, se presenta la construcción del modelo de valoración del conocimiento y/o información con base en la metodología *VOI* y un enfoque Monte Carlo.

1. Definición Del Proyecto

1.1 Planteamiento Del Problema

Con el objetivo de aumentar la eficiencia de recuperación de crudo de sus yacimientos, la industria petrolera viene implementando técnicas de recuperación mejorada de petróleo, “las cuales emplean fuentes externas de energía y/o materiales para recuperar el aceite remanente que no puede ser recuperado por medios convencionales” (Germán, 2015). Sin embargo, el éxito de estas técnicas radica en establecer una correcta descripción del yacimiento que permita conocer sus propiedades, el comportamiento del flujo dentro del mismo e identifique las zonas que han sido pobremente barridas. Por esta razón, la industria del petróleo ha venido trabajando en el desarrollo de

tecnologías en exploración de pozos que permitan obtener una mejor caracterización de sus yacimientos.

Actualmente el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) viene trabajando en la implementación de tecnología de trazadores en procesos de recobro mejorado (EOR) en ECOPETROL S.A. con el fin de optimizar el desarrollo y explotación de sus yacimientos. Este tipo de pruebas permite investigar el rendimiento de flujo, conectividad, posibles canalizaciones, saturación del petróleo residual y las propiedades del yacimiento que controlan los procesos de desplazamiento, facultando el aumento de su recuperación final y maximizando el valor económico de sus reservas de hidrocarburos.

Los avances tecnológicos en la industria petrolera se han producido tras la necesidad de reducir el grado de incertidumbre en proyectos de explotación de pozos, permitiendo aumentar la producción de conocimiento e información, el cual se considera un beneficio no tangible, poco valorado dentro de cualquier compañía pero muy importante para la toma de decisiones. En la mayoría de los casos, la recopilación de información para reducir las fuentes de incertidumbre resulta tener un costo elevado y puede llevar a reducir la rentabilidad en proyectos de explotación de pozos, por esta razón, antes de recopilar información a un alto precio es importante evaluar los datos que se requieren recopilar y la utilidad que estos pueden brindar, por consiguiente, el problema abordado en este proyecto es la valoración de los beneficios no tangibles, como el conocimiento e información entregados por las pruebas de trazadores, para evaluar la implementación de esta tecnología en los activos de ECOPETROL S.A.

1.2 Justificación

En un sector económico tan importante para el país como lo es el petrolero, es de vital importancia disponer de tecnologías que brinden oportunidades de mejora a los procesos de extracción de crudo, mayor conocimiento de sus yacimientos y reducción de los altos niveles de incertidumbre técnica y comercial a los que se enfrentan, es por esto que durante los próximos tres años Ecopetrol S.A apoyado en el Instituto Colombiano de Petróleo (ICP) planea la ejecución del proyecto *Incorporación de tecnología de trazadores para la evaluación de procesos de recobro mejorado*, con el fin de obtener información más precisa de sus yacimientos de crudo, que faciliten los horizontes de planeación y permita que sus procesos de extracción sean aún más efectivos. Sin embargo, estos estudios e investigaciones incurren en costos que afectan directamente las finanzas de la compañía y requieren del análisis de los beneficios no tangibles como el conocimiento y la información que estos arrojan, así como una evaluación de su implementación.

Es por esto que se plantea realizar una metodología de evaluación del conocimiento e información, producto de la aplicación de la tecnología de trazadores en procesos de Recobro Mejorado, donde se pretende hacer un análisis significativo de las variables que tienen gran impacto en los resultados esperados y que permitan determinar su rentabilidad.

2. Objetivos

2.1 Objetivo general.

Realizar una evaluación al proyecto incorporación de tecnología de trazadores químicos para evaluación de procesos de recobro mejorado (EOR) en Ecopetrol S.A.

2.2 Objetivos específicos.

- Revisar la literatura existente relacionada con las técnicas de evaluación financiera y metodologías de valoración del conocimiento y/o información.
- Identificar la técnica de evaluación financiera y metodología de valor de la información aplicada a la valoración del proyecto raíz: “Incorporación de tecnología de trazadores químicos para evaluación de procesos de Recobro Mejorado (EOR) en Ecopetrol S.A”
- Determinar las variables de mayor impacto en la evaluación y valoración del proyecto Incorporación de tecnología de trazadores químicos para evaluación de procesos de Recobro Mejorado (EOR) en Ecopetrol S.A.
- Diseñar el modelo de evaluación con el fin de cuantificar el impacto de las variables relevantes identificadas previamente.
- Analizar los resultados obtenidos a fin de generar conclusiones y recomendaciones que sirvan como aporte a los resultados esperados del proyecto de Incorporación de tecnología de trazadores químicos para evaluación de procesos de Recobro Mejorado (EOR) en Ecopetrol S.A.
- Elaborar un artículo publicable con los resultados obtenidos de la investigación.

3. Marco Teórico

3.1 Recuperación Mejorada De Petróleo (EOR).

En Ecopetrol S.A, a partir del apoyo en investigación, establecido con el Instituto Colombiano del Petróleo, se propende por implementar procesos que de la mano de las nuevas tecnologías desarrollen métodos más eficientes, es por esto que el presente proyecto se fundamenta en la perspectiva conceptual que afirma que los procesos de recuperación mejorada, conocidos como EOR (por sus iniciales en inglés, Enhanced Oil Recovery) comprende métodos que usan fuentes externas y/o sustancias (que alteran las propiedades originales del petróleo) para recuperar crudo que no puede ser producido por métodos convencionales. Los métodos de EOR pueden ser clasificados de forma general como: métodos no térmicos (inyección de químicos, miscibles y empuje de gas) y métodos térmicos (inyección de vapor, agua caliente y combustión in-situ) (Orlando y López, 2006).

En concordancia con lo anterior, y en la misma perspectiva del proyecto, se considera que: El objetivo de un proceso de recuperación mejorada es movilizar el aceite residual o remanente en todo el yacimiento. Esto es posible a través de los mecanismos microscópicos de desplazamiento de aceite y la eficiencia de barrido. La eficiencia de desplazamiento se incrementa reduciendo la viscosidad del aceite (por ejemplo, por métodos térmicos) o bien reduciendo las fuerzas capilares o tensión interfacial (por ejemplo, por inyección de químicos). La eficiencia de barrido volumétrica es mejorada a través del decremento en la movilidad de fluido desplazante (por ejemplo, inyección de polímeros).

Los procesos EOR se han usado como una continuación de la recuperación secundaria, por lo que se les denomina procesos de recuperación terciaria. Sin embargo, en el caso de aceites muy viscosos y lutitas petrolíferas, con muy poca o ninguna recuperación, los métodos EOR se referirán

a las técnicas de recuperación de petróleo empleadas desde el comienzo de la vida productiva del yacimiento. (Sabag, 2008)

La Figura 1 representa los dos tipos de explotación de hidrocarburos: convencional y terciaria, donde se observa el mecanismo de extracción.

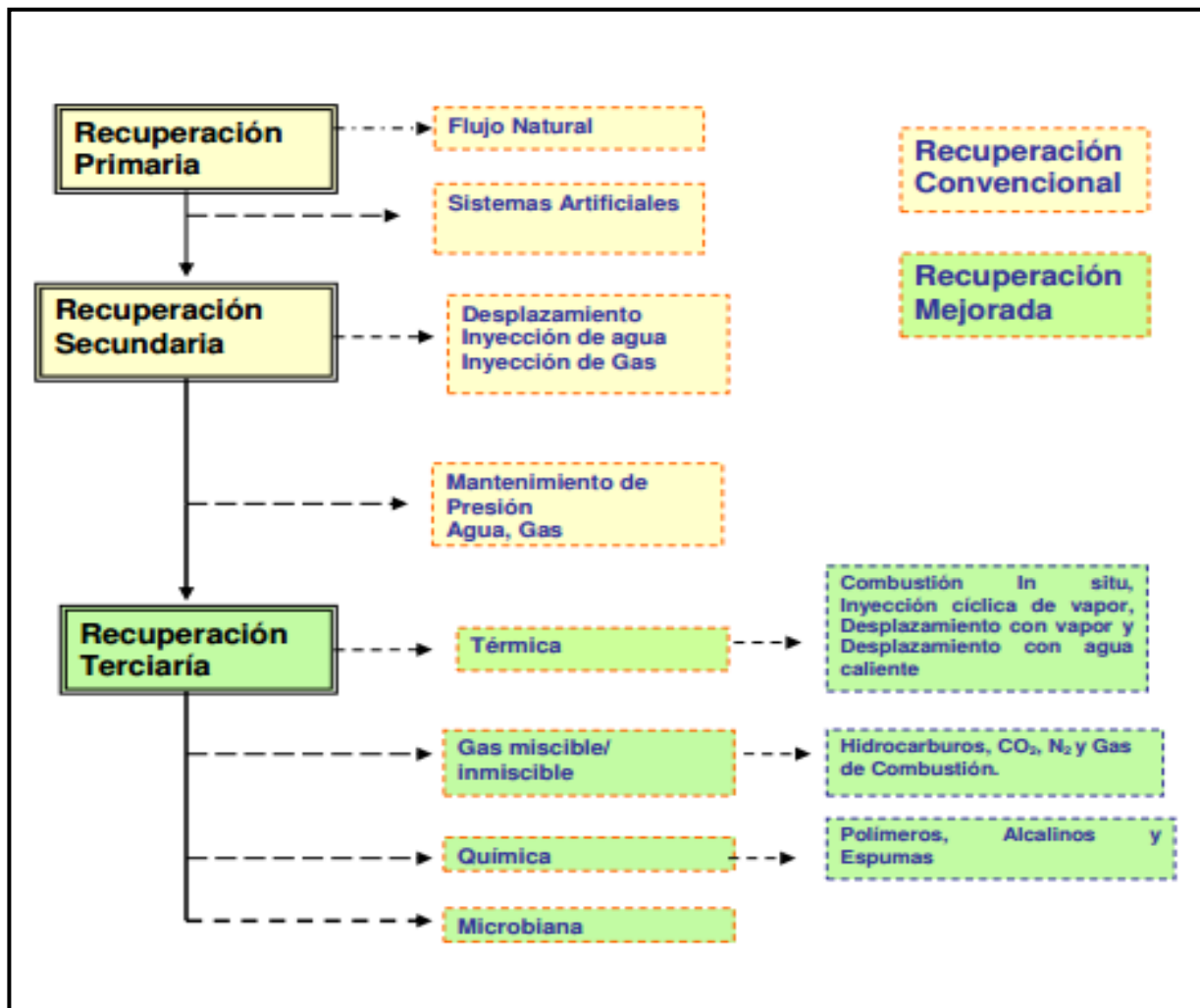


Figura 1 Esquemas de explotación de los yacimientos de hidrocarburos. Adaptado de Sabag, J. (2008). Pruebas de trazadores en la recuperación de hidrocarburos.

3.2 Generalidades Sobre Trazadores.

3.2.1 Definición de trazador. Los trazadores adquieren definiciones cada vez más específicas a medida que se determinan el área y el tipo de proceso en el cual van a ser utilizados, en lo que al estudio de pruebas de trazadores se refiere, se pueden definir como compuestos de propiedades químicas específicas que disueltos en agua, gas o incluso vapor son inyectados en los pozos con el fin de obtener una mejor descripción de las características de los yacimientos; estos, pueden ser utilizados en procesos de recuperación secundaria y/o terciaria durante pruebas piloto de nuevos procesos de inyección de fluidos y/o cuando se desee evaluar cualquier obra de inyección. (Orlando y López, 2006)

3.2.2 Trazadores de agua y gas. Con frecuencia es común encontrar que los trazadores adquieren el nombre del tipo de fluido inyectado. Si es agua, adquieren el nombre de “trazadores acuosos”, por el contrario si el fluido inyectado es gas se les conoce como “trazadores gaseosos”. (Orlando & López, 2006)

El desarrollo de los trazadores en fase gas es totalmente distinto a los de fase agua puesto que se comportan de forma diferente en el yacimiento; los primeros usualmente son particionados entre la fase de aceite y la de agua (García, 2013), la Figura 2 muestra el porcentaje en el que el modelado de pruebas de trazadores entre pozos ha sido reportado en la literatura a nivel mundial.

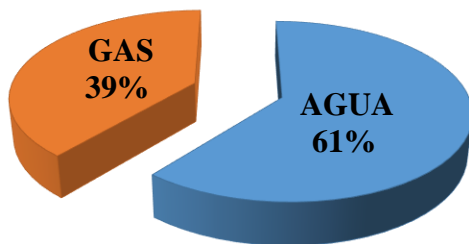


Figura 2. Modelado a prueba de trazadores. Adaptado de Du, R. (1996). *The value of information. Information systems management.*

3.2.3 Clasificación de trazadores. Existe una clasificación más específica dependiendo del tipo de propiedades del trazador y de su comportamiento dentro del yacimiento, existen dos grandes grupos, trazadores químicos y trazadores de partición. Ambos grupos son utilizados en la definición de las heterogeneidades del yacimiento y en el cálculo de la saturación de hidrocarburos remanentes. Sin embargo, algunos de los compuestos que han probado ser apropiados para ser utilizados como trazadores pueden ser marcados con isotopos radioactivos para proporcionales límites de detección mucho más bajos. Estos, son conocidos como Trazadores Radiactivos los cuales en el mercado superan en cantidad al número de los otros trazadores, por esta razón son estudiados de manera especial (Orlando & López, 2006).

3.2.3.1 Trazadores Químicos. Para (García, 2013), es una sustancia química que se agrega a un fluido inyectado, el cual sirve como herramienta para estudiar las propiedades del yacimiento y debe de cumplir con ciertas características, entre las que se encuentran: no interferir con el flujo de fluidos, satisfacer los requerimientos con bajas concentraciones y además ser de fácil conducción. “Por definición, un trazador químico no contiene isotopos radioactivos y puede ser identificado y ser medido por métodos analíticos comúnmente utilizados como un espectro elemental” (Orlando y López, 2006). Asimismo, Según García, los trazadores químicos Pueden ser clasificados como:

- **Tintas:** Usadas cuando la exposición a la roca es mínima y el tiempo de transición es corto, sin embargo estas tintas pueden ser detectadas en un rango de partes por billón (ppb), aunque son muy susceptibles a la absorción. (García, 2013).
- **Iónicos:** Son aniones solubles en agua de sal, sodio, o amonio como son: Br, NO₃, SCN, respectivamente, la mayoría de estas sales están disponibles en forma cristalina o como soluciones que son mucho más fáciles de manejar en el campo. El método de análisis de

estos aniones son: cromatografía del ión o cromatografía del líquido a alta presión (García, 2013). Tanto los métodos químicos como la sensibilidad del anión, pueden ser los métodos de investigación más rápidos y pueden llevarse a cabo en el campo, aunque tienen la inconveniencia de ser más susceptibles, obteniendo datos más dispersos (García, 2013).

- **Orgánicos:** Los alcoholes tal como el etanol (EtOH), metanol (MeOH), isopropanol (IPA), butanol terciario (TBA), o solventes, típicamente son trazadores orgánicos. Éstos no se producen de forma natural y pueden ser utilizados en fluidos de tratamiento (García, 2013).
- Los trazadores orgánicos son los que mejor se pueden cuantificar, lo cual se hace por medio de cromatografía de gases donde para lograrlo con facilidad el límite de detección aproximadamente es de una parte por millón por volumen” (García, 2013).

3.2.3.2 Trazadores de partición. Son trazadores solubles tanto en la fase agua como en la fase aceite o gas. Se caracterizan porque durante su proceso de inyección se disuelven parcialmente en las otras fases presentes en el yacimiento, retrasándose o viajando más lentamente en comparación al frente de avance del fluido de inyección. Estos trazadores pueden clasificarse:

- **Alcoholes:** Utilizados comúnmente en soluciones acuosas de alcoholes inferiores en proyectos de inyección de agua. Utilizados como indicadores de la saturación del aceite debido a que son solubles en hidrocarburos líquidos y a que son detectados a bajas concentraciones. En este caso el retraso es una medida directa del volumen de aceite en el yacimiento (Orlando y López, 2006).
- **Gases:** Todos los materiales que han demostrado ser apropiados para ser utilizados en proyectos de gas, sufren partición y por lo tanto caen dentro de la definición de este tipo de trazadores (Orlando y López, 2006). Los trazadores de gas más utilizados según la

literatura se destacan: Helio (He), Hexafluoruro de Azufre (Sf6), Helio-3, Metano Perdeuterado (CD4), Argón (Ar), Monóxido de Carbono (CO) y Óxido Nitroso (NOx), Metano y etano Perfluorados (CF4), (C2F6) (Orlando y López, 2006).

3.2.3.3 Trazadores Radiactivos. “Desde comienzos de los años sesenta ha tenido gran auge en empleo de radio nucleídos naturales y artificiales como trazadores, hasta el punto de convertirse en los trazadores más extensamente usados en la industria petrolera” (Orlando y López, 2006).

“Estos trazadores pueden ser definidos como compuestos que contienen isótopos radiactivos que se desintegran en un estado estable y pueden emitir radiación beta o gamma, proporcionan información sobre el comportamiento del yacimiento, la cual se obtiene mediante la detección y el análisis de la radiación emitida. Para su uso como trazador el isótopo debe de tener una vida media adecuada, la cual es comparable con el tiempo de transición en el yacimiento. Este tipo de trazadores tienen una detección con cantidades extremadamente pequeñas, en el orden de partes por trillón (ppt), y por consecuencia sólo se requiere de un pequeño volumen de inyección” (García, 2013).

En este sentido, los trazadores radioactivos se clasifican como:

- **Artificiales:** “Son aquellos que han sido obtenidos en un laboratorio, generalmente por un acelerador de partículas o por medio de los reactores nucleares” (García, 2013). Así como también, “Son compuestos químicos marcados con isotopos o elementos radiactivos que pueden desintegrarse y emitir radiación beta o gamma”. Son fácilmente detectables en cantidades muy pequeñas.
- **Activables:** En este tipo de radio trazadores, se emplea un compuesto químico no reactivo pero que contiene algún elemento radioactivo detectable, químicamente debe de ser adecuado para que no sea absorbido por el medio.(García, 2013)
- **Naturales:** “Se pueden encontrar en la naturaleza, ya que todas las aguas existentes en ella, los contienen disueltos o bien, forman parte de su estructura molecular” (García, 2013). No obstante, se afirma que “los más usados son los que permiten evaluar y estimar las edades

de las formaciones productoras. Dentro de este tipo, el de mayor adaptabilidad es el carbono-14” (Orlando & López, 2006).

- Isótopo estable: “Se considera estable si no se transmuta en 1021 años, sin embargo puede transmutarse bajo ciertas condiciones. Existen 115 elementos químicos conocidos que tienen este papel, 92 existen en la naturaleza y el resto ha sido obtenido artificialmente” (García, 2013).

3.3 Pruebas De Trazadores En Procesos EOR

La Empresa Colombiana de Petróleo, ECOPETROL S.A., apoyada en su centro de investigación y desarrollo de tecnología el Instituto Colombiano de Petróleo (ICP), ha enfocado esfuerzos en la recuperación de petróleo mediante procesos de recobro mejorado (EOR); procesos a los cuales se planea ejecutar un proyecto de incorporación de tecnología de trazadores químicos de un pozo (single-well) y entre pozos (inter-well), con el fin de determinar información tal como; concentraciones de agua en los embalses bien sea saturación residual del aceite, saturación de agua connata, condiciones dinámicas de los yacimientos, acumulaciones remanentes de crudo, eficiencia volumétrica de barrido, heterogeneidades en la roca del yacimiento, inyectoras con problemas de canalización, barreras geológicas, entre otros; información considerada confiable y que en muchos de los casos no puede ser obtenida por medio de otras técnicas (Orlando y López, 2006). Enunciado lo anterior, luego de la aplicación del método, con la información adquirida se desarrollan modelos capaces de reproducir y predecir el comportamiento del yacimiento aumentando el conocimiento de los perfiles de conectividad inyección/producción, volumen y permeabilidad de los pozos contactados, permitiendo un mayor entendimiento del campo y una selección apropiada de la tecnología a implementar en el proceso EOR mejorando su eficiencia;

así mismo la información reduce riesgos producto de establecer controles en la optimización de estos modelos. (Orlando y López, 2013)

3.3.1 Prueba de Inyección de Trazadores en un Pozo (Single-Well). Es un método in situ para medir las concentraciones de agua en los embalses. La medición puede ser para saturación de aceite residual (*Sor*) en la que según Deans y Carlisle (1988), con una medición in-situ confiable se define el objetivo para la recuperación mejorada de petróleo y al mismo tiempo permite estimar cuánto petróleo podría estar en el campo, o para saturación de agua connata *Swc* que es fundamental para la estimación de petróleo recuperable. En cualquier caso, la medición de saturación se lleva a cabo cuando una fase es efectivamente estacionaria en el espacio poroso.

La inyección de trazadores en un pozo se utiliza principalmente para medir las saturaciones de aceite objetivo antes de iniciar operaciones de recuperación mejorada de petróleo, medir la efectividad de los agentes EOR en un pozo o evaluar un campo para objetivos de petróleo desviados. La Figura 3 representa proceso de inyección de trazadores en un pozo.

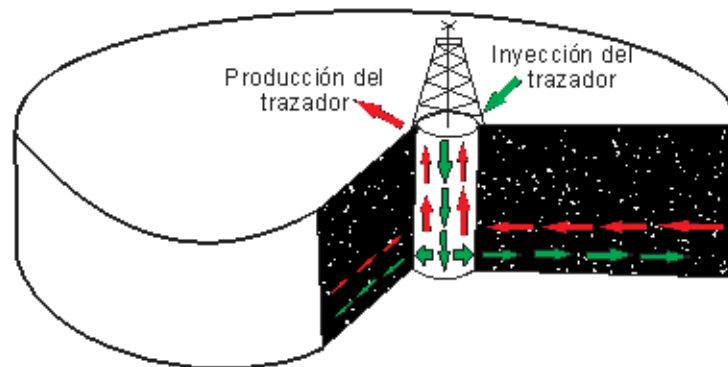


Figura 3. Prueba de inyección de trazadores en un pozo. Adaptado de García, I. (2013). Pruebas de trazadores químicos en la estimación de la saturación de aceite residual.

Según García las fases del procedimiento de una prueba de trazadores químicos en un pozo se describen a continuación:

- Fase de Diseño: Para el diseño son necesarios ciertos factores de la formación del pozo al cual se desea realizar la prueba de trazadores, estos son: parámetros esenciales del yacimiento (cierre de pozo, temperatura del yacimiento, litología del yacimiento, índice de producción, tamaño del intervalo de la prueba y porosidad promedio, salinidad del agua de formación), volumen total de inyección, tiempo de duración de la prueba, selección del trazador.
- Fase de Ejecución: Después de que el trazador primario está seleccionado (éster) y el tamaño del volumen es ensayado, la ubicación del campo donde se va a llevar a cabo la prueba, los métodos de producción y los requerimientos de seguridad son considerados. (García, 2013)

Así las cosas, la Figura 4 permite observar los pasos operacionales a seguir en la fase “trazador primario”.

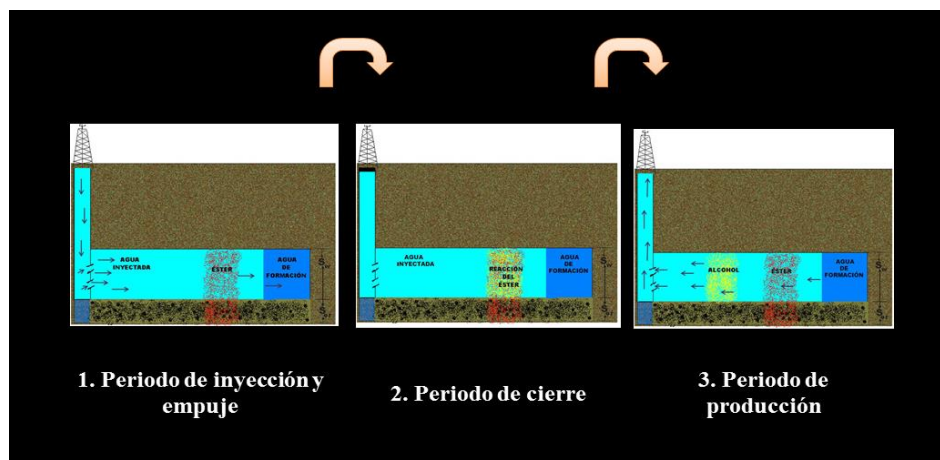


Figura 4. Pasos en la inyección de trazadores en un pozo. Adaptado de García, I. (2013). Pruebas de trazadores químicos en la estimación de la saturación de aceite residual.

- Fase De Interpretación De Resultados. En esta fase, con las muestras tomadas se procede a realizar un análisis con el fin de las localizar las concentraciones del trazador. El volumen total

de producción se registra en el momento en que es tomada cada muestra. Por lo cual al instante de ser tomados los datos, los perfiles de concentración del trazador contra el volumen producido o bien contra el tiempo de arribo, ya pueden ser elaborados, con lo cual posteriormente se estima un valor de *Sor*. (García, 2013)

3.3.2 Prueba De Inyección De Trazadores Entre Pozos (Inter-Well). Consiste en la adición de uno o varios elementos o marcadores químicos de fácil detección, y su posterior recuperación a través de al menos un pozo productor que fungirá como pozo de observación o de monitoreo mediante un cronograma de muestreo. (García, 2013)

La aplicación de esta técnica busca construir un modelo capaz de reproducir adecuadamente el comportamiento histórico y actual de los fluidos que permita predecir el comportamiento futuro del yacimiento.

Con la información recolectada y de acuerdo al análisis de curvas de retorno del trazador es posible obtener a partir de analogías con trabajos previos, modelamientos matemáticos y métodos de regresión no lineal algunas variables del sistema roca fluido tales como: coeficiente de difusión-dispersión, volumen de hidrocarburos remanentes., distribución de saturación del aceite, ancho de las fracturas (en yacimientos naturalmente fracturados) Mediante estos análisis se identifican concentraciones del trazador en el fluido producido, las cuales permiten identificar la procedencia de dicho fluido, estableciendo así la relación entre inyectores y productores. Así mismo, esta relación permite identificar comunicaciones a nivel de unidades de flujo y fallas, con lo que se mejora la caracterización geológica de los yacimientos del campo. Mediante este análisis se determinan fallas comunicantes, canales preferenciales de flujo, fallas que comunican unidades de flujo en el yacimiento; lo cuales permiten interpretar estrategias de control de la producción de agua, reubicación de volúmenes de inyección, mejoramiento del perfil inyección-producción de

los pozos del campo; y mejorar el monitoreo y seguimiento del comportamiento de los



Figura 5. Flujo Esquemático de los Trazadores en el Yacimiento. Adaptado de Orlando & López 2006. Metodología para el diseño y evaluación de pruebas de trazadores entre pozos como herramienta complementaria en la caracterización de yacimientos.

yacimientos, así como también sus modelos geológico y dinámico (Orlando y López, 2006). La Figura 5 permite observar el comportamiento del flujo esquemático de los trazadores en el yacimiento de una prueba entre pozos.

Para García (2013), al igual que las pruebas de un solo pozo, las pruebas entre pozos, básicamente consisten de tres etapas para su desarrollo, las cuales son: Diseño, ejecución e interpretación.

- Fase de Diseño. Según García (2013), la fase de diseño consiste principalmente en la identificación y localización de los pozos inyectoros y productores, la selección del trazador y el programa de muestreo. Esta fase es determinante dado que un buen diseño de la prueba permite obtener respuestas correctas del trazador empleado. La Figura 6 representa detalladamente las actividades a realizar en la fase de diseño de la prueba de trazadores entre pozos.

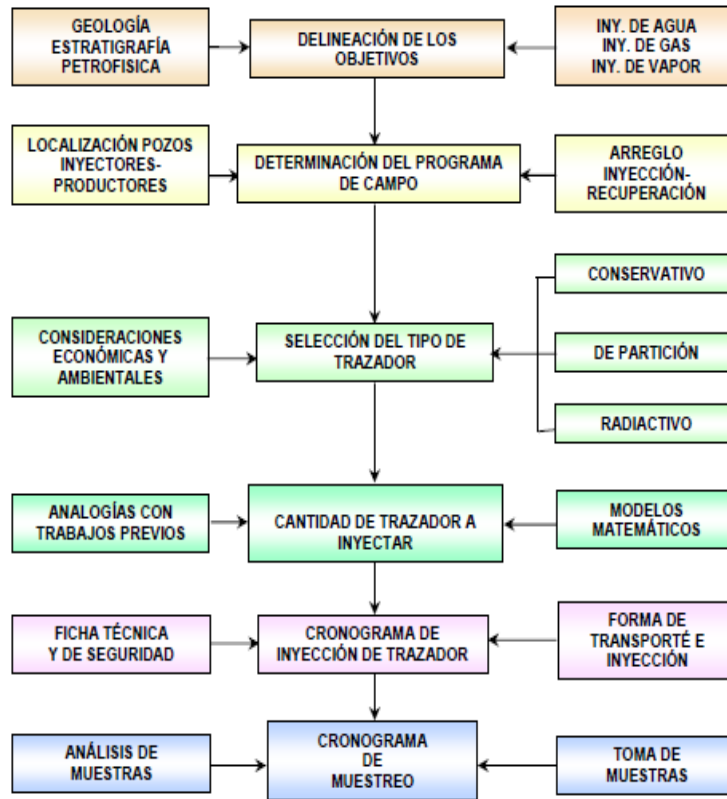


Figura 6. Fase de diseño para la realización de una Prueba de Trazadores Entre Pozos. Adaptado de Orlando & López 2006. Metodología para el diseño y evaluación de pruebas de trazadores entre pozos como herramienta complementaria en la caracterización de yacimientos.

- Fase De Ejecución. Considerada una fase de transición entre el diseño y la evaluación de la prueba. Consiste en el trabajo de campo, donde se debe realizar: transporte del trazador y su correcta preparación, inyección del trazador, posterior la recolección de muestras y análisis de muestra en el laboratorio (Orlando y López, 2006). La Figura 7 muestra el esquema de la fase de ejecución de la prueba de trazadores entre pozos.



Figura 7. Fase de ejecución en una prueba de trazadores entre pozos adaptado de Orlando & López 2006. Metodología para el diseño y evaluación de pruebas de trazadores entre pozos como herramienta complementaria en la caracterización de yacimientos.

- Fase Interpretación De Resultados. En esta etapa se lleva a cabo la evaluación e interpretación de los resultados obtenidos de las fases anteriores. Durante esta etapa se obtienen los “parámetros mediante el análisis de los resultados de las pruebas de laboratorio; el análisis de los tiempos de arribo, la dirección preferencial de flujo; entre otras” (Orlando y López, 2006). La Figura 8 permite observar las actividades que se desarrollan durante la fase de interpretación de resultados para una prueba de trazadores entre pozos.



Figura 8 Fase de Interpretación de resultados en una Prueba de Trazadores entre Pozos. Adaptado de Orlando & López 2006. Metodología para el diseño y evaluación de pruebas de trazadores entre pozos como herramienta complementaria en la caracterización de yacimientos.

Sin embargo, para García (2013) antes de llevar a cabo e incluso para poder desarrollar las tres etapas anteriores, primero se tienen que determinar tanto los objetivos generales como los específicos de la prueba. Una vez que estos objetivos estén bien definidos se empieza a recabar información del campo, considerando que el tipo y el detalle de ésta estará en función de dichos objetivos, de forma general la información que se requiere es la siguiente:

- Estructura geológica del campo.
- Registros geofísicos de los pozos.
- Estados mecánicos de los pozos.
- Gastos de producción e inyección de los fluidos.
- Propiedades PVT (Presión, volumen y temperatura).

3.4 Evaluación Financiera.

Cuando se habla de la evaluación financiera y se pregunta por el para qué se desarrolla, se debe clarificar que esta se realiza con el fin de determinar las ventajas y desventajas que pudiesen esperarse de asignar o no los recursos designados a objetivos determinados. Es por esto que, el proceso de evaluar es un ejercicio que, consiste en medir objetivamente ciertas magnitudes resultantes de la formulación del proyecto y transformarlas en valores financieros, con el fin de obtener indicadores que permitan al inversionista conocer de qué forma pueden cambiar las variables que influyen en el desarrollo del proyecto y, asimismo, establecer cómo estos cambios afectan los rendimientos esperados, facilitándole el proceso de toma de decisiones. En este sentido, se afirma que existen diferentes técnicas para evaluar un proyecto, entre las más conocidas se encuentran: valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), relación beneficio-costos (R B/C) y Payback, representados en la Figura 9; todos estos planteamientos responden a una pregunta que puede y debe hacerse en los procesos de toma de decisiones: ¿Cuándo es buena decisión?, cuya respuesta siempre será la misma: “cuando los beneficios superen a los costos (Miranda, 2005).

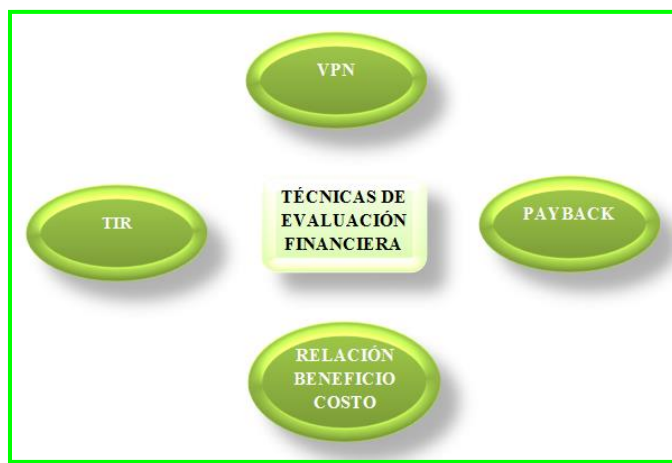


Figura 9. Técnicas de evaluación financiera.

3.4.1 Valor presente neto. Es el valor de los dineros de periodos futuros, traídos al periodo cero, es decir hoy, a una tasa de oportunidad determinada. Así entonces el VPN es la diferencia entre el valor presente de los ingresos y el valor presente de los egresos, nuevamente calculado con la tasa de descuento del proyecto a un periodo determinado. Matemáticamente el VPN se calcula con la ecuación (1):

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t} + \sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+i)^t} \quad (1)$$

Dónde:

i: tasa de descuento

n: #de periodos

I_t : Flujo positivo en el periodo t

E_t : Flujo negativo en el periodo t

t: Periodo

En herramientas ofimática como Excel el VPN se calcula

$$:F(x) = VNA(i; Rango) - Po$$

Dónde:

i: tasa de descuento

Rango: Corresponde a los flujos desde el periodo uno hasta el último periodo

Po Flujo efectuado en el periodo cero. (Castillo y Díaz, 2009)

3.4.1.1 Evaluación del valor presente neto. Las tres reglas básicas para la toma de decisiones basadas en el VPN son:

- $VPN = 0$, El proyecto se considera indiferente, es el caso cuando se recibe justamente la inversión sin ninguna utilidad.

- $VPN > 0$, El proyecto se considera recomendable, es el caso cuando se recibe la inversión y adicional un monto de utilidad.
- $VPN < 0$, El proyecto se considera no recomendable y es el caso cuando no se logra recuperar la inversión.

“El VPN como medida de desempeño, permite no solamente evaluar la rentabilidad de un proyecto, sino además comparar y seleccionar alternativas, una alternativa con mayor VPN será más atractiva que otra” (Castillo y Diaz, 2009).

3.4.2 Tasa interna de retorno (TIR). “La TIR es la tasa de interés de oportunidad para la cual el proyecto será apenas aceptable, es considerado como un valor crítico que representa la mayor rentabilidad que el inversionista está dispuesto a aceptar” (Miranda, 2005).

Para calcular al TIR, es necesario comprender su relación directa con el VPN, cuando este último es positivo, a una tasa de oportunidad definida, representa un pago al inversionista, el pago de un interés adicional y una suma extra. Se puede ver entonces que este pago de interés y dinero extra corresponder a la totalidad de los beneficios que produce el proyecto, entonces la tasa de oportunidad o tasa que permite medir los beneficios de la inversión, será aquella que hace que el VPN sea igual a cero. La ecuación matemática de esta medida es la (2):

$$\sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t} + \sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+i)^t} = 0 \quad (2)$$

En herramientas ofimática como se Excel la TIR se calcula

$F(x) = TIR(\text{rango}; i \text{ semilla})$ (Castillo y Díaz, 2009)

3.4.2.1 Evaluación de la tasa interna de retorno. Teniendo en cuenta la tasa de descuento o tasa de oportunidad (t_0) como punto de comparación la TIR se interpreta:

- TIR = t_0 , Indiferente, sin beneficio adicional
- TIR > t_0 , Recomendable, el retorno del proyecto es suficiente para compensar el costo de oportunidad y además produce un rendimiento adicional.
- TIR < t_0 , No recomendable, el retorno del proyecto no alcanza a compensar el costo de oportunidad.

3.4.3 Relación Beneficio-Costo (R B/C). Según Miranda (2005), este es otro método muy utilizado en el análisis de proyectos de inversión, también tiene en cuenta el cambio del valor del dinero a través del tiempo. Este índice se define como la relación entre los beneficios y los costos o egresos del proyecto.

Los beneficios se definen como el valor presente de los flujos de caja positivos (ver ecuación 3):

$$VP_B = \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t} = B \quad (3)$$

Los costos se definen como el valor presente de los flujos de caja negativos (ver ecuación 4):

$$VP_C = \sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+i)^t} = C \quad (4)$$

La Relación (B/C) se calcula con la ecuación (5):

$$R(B/C) = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (5)$$

Cabe aclarar que esto es cierto suponiendo el caso en que las tasas de descuento son iguales y constantes a lo largo del proyecto.

3.4.3.1 Evaluación de la relación Beneficio-Costo. No resulta fácil elegir entre varias alternativas que atienden necesidades diferentes, que requieren cantidades de recursos distintos, que varían de tamaño y localización y que además utilizan y aplican variadas tecnologías; por lo tanto el estudio de los proyectos requiere la aplicación de técnicas cualitativas y cuantitativas que permitan una adecuada asignación de recursos. Estos criterios, desde las ideas de Miranda (2005), se basan en la comparación entre los beneficios y costos, directos e indirectos, internos y externos, tangibles e intangibles, explícitos y de oportunidad propios de cada opción de inversión. Por lo tanto:

- $R (B/C) = 1$ Indiferente.
- $R (B/C) > 1$ Recomendable.
- $R (B/C) < 1$ No recomendable.

3.5 Evaluación De Activos Intangibles.

La evaluación de beneficios tangibles no permiten entrever el área de estudio de activos intangibles, que para Guerra (s.f.), en su artículo *Evaluación de las inversiones en intangibles: una aproximación al estado de la cuestión*, define que estos activos como el conocimiento, son un conjunto de competencias básicas distintivas y de carácter inmaterial que permiten crear y sostener ventajas competitivas. Y que para dichos activos se necesita un marco conceptual aceptado que, tras definir la naturaleza económica de los recursos, identifique, mida y publique la información de los beneficios poseídos por la empresa, en base a esta necesidad es cuando comienzan a aparecer una serie de metodologías enfocadas a la evaluación de activos intangibles.

La Tabla 1 presenta las metodologías de valoración de activos intangibles que se ajustan a proyectos de inversión, las cuales fueron identificadas a partir del análisis bibliográfico correspondiente.

Tabla 1.

Metodologías de valoración de activos intangibles.

Metodología	Descripción
Opciones Reales	<p>Conociendo su uso en proyectos de inversión de investigación científica y desarrollo tecnológico. Esta metodología, según Guerra (s.f.), asume el riesgo como una fuente de ventaja competitiva y de que puede recompensarse financieramente y su relación con los métodos financieros tradicionales se encuentran en la aplicación en su fase final de un esquema beneficio costo superponiendo una interacción de simulación y estadística representada en la aplicación de posibles escenarios. Por otra parte esta metodología encara una serie dificultades a la hora de ser aplicada, entre las que se pueden resaltar su aplicación práctica en el mundo empresarial, dado que sus modelos de valoración son más exactos por lo que a menudo presentan una matemática compleja difícil de comprender por quienes están a cargo de las decisiones, las metodología de opciones reales intenta modelar los comportamientos de las propiedades reales. Sin embargo, según Márquez (2016), las diversas posibilidades creadas por el factor humano limitan este tipo de modelado. Las situaciones reales por lo general tienen muchas opciones incluidas, lo que hace complicado el análisis.</p>
VOI	<p>Es de las metodologías destacadas para valorar activos intangibles, esta metodología en términos financieros lo que propone es encontrar el valor</p>

monetario representado en flujos de caja que justifique a la compañía el adquirir información, surge de la toma de decisiones bajo incertidumbre. Las aplicaciones de VOI requieren de métodos y herramientas que permitan manejar situaciones realistas, que le permita al analista identificar y estructurar la decisión. “El analista debe, por ejemplo, tener permitido utilizar múltiples fuentes de información potencialmente correlacionadas, así como también cualquier tipo de distribución de probabilidad a priori” (Bratvold, Bickel, Risk, & Lohne, 2009). Esta metodología. El concepto de "valor de la información" (VOI) se puede aplicar a la evaluación subsuperficial en la exploración y producción de petróleo para proporcionar un criterio auditable y coherente para la asignación justa de dicha actividad. “El enfoque VOI para la evaluación ayuda a evitar la subvaloración y la sobrevaloración, y podría tener un impacto significativo en la economía de las etapas iniciales” (Demirmen & Consultant, n.d.). Esta metodología en ocasiones posee una alta aplicabilidad al mundo real debido a sus características y sus métodos cuantitativos, ya que se apoya de técnicas tradicionales como el VPN y Valor Esperado, y es en ocasiones debido a que se limita al cálculo del valor de adquirir o no información lo que hace difícil su reproducibilidad para otros intangibles. (Concha & Chacur, 2014).

Otros tipos de metodologías para la toma de decisiones en proyectos de inversión que implican altos riesgos dadas las características de este

Redes**Bayesianas**

(activos intangibles) proponen una estructuración de la perspectiva del inversionista determinando el valor esperado en base a unas redes bayesianas. Esta metodología propone en realizar un análisis cualitativo y cuantitativo de las variables. El análisis cualitativo se basa en la temprana estimación de la distribución de la probabilidad del estado de iliquidez mediante una red bayesiana partiendo de diferentes factores como variables financieras tales como rentabilidad operativa, flujos de caja operacional, factores externos, calidad del equipo y de los riesgos del proyecto; para el análisis cuantitativo la metodología propone una proyección y simulación del impacto de la variables relevantes exógenas obtenidas del análisis de riesgos definidas previamente frente al flujo de caja libre en un horizonte de tiempo determinado y una simulación de estrategias de decisión de las variables endógenas y exógenas para determinar el valor del proyecto bajo distintos escenarios (Villarreal & Meza, 2007)

Multi-Criterio**AHP**

Esta metodología propone el Proceso de Análisis Jerárquico AHP, que además de tratar factores tangibles, intangibles y riesgo, jerarquiza las variables de estos factores de acuerdo con las preferencias del decisor al asignarles niveles y puntuaciones del cual se formaría un modelo de programación lineal cuyo output fuese el orden definitivo de las alternativas (Guerra, s.f). Una de las ventajas del AHP como herramienta para la toma de decisiones es la posibilidad que brinda frente a la

agregación de diferentes tipos de información, cualitativa y cuantitativa que permiten realizar análisis muy variados, desde financieros hasta situaciones cualitativas como impacto en el ambiente o sociedad. Entre las desventajas se resalta que es un procedimiento relativamente nuevo y su aplicabilidad exige un amplio conocimiento (GÓMEZ & CABRERA, 2008).

La metodología demuestra cómo se puede aplicar el enfoque de cadenas de efectos de utilidad para cuantificar de forma efectiva los beneficios tangibles y específicamente intangibles de las inversiones en escenarios antes de incorporar sus valores monetarios en un análisis de beneficio-costos. Para su aplicación este enfoque primero identifica los beneficios tangibles e intangibles a nivel de tarea, luego realiza una identificación de los efectos de utilidad de las ventajas de la tarea para obtener medidas cuantitativas apropiadas para todos los beneficios y finalmente incorporar el valor monetario de todos los beneficios al análisis Beneficio-Costo. En caso de que se identifiquen nuevos beneficios o efectos de utilidad, se recomienda la reconsideración iterativa de los pasos previos para complementar los resultados.

Cadenas

Efecto Efecto

Aunque el método de las cadenas de efectos de utilidad tiene como objetivo principal proporcionar una comprensión conceptual de las posibles relaciones causa-efecto asociadas con el escenario de inversión, no responde la pregunta de cómo asignar valores a los efectos de utilidad

identificados. Sin embargo, cuando se examinan los impactos financieros que surgen de la inversión dentro de un análisis de beneficio-costos, es necesario predecir los valores monetarios de sus beneficios antes de incorporar sus valores en el análisis cuantitativo final. Como consecuencia, todas las cadenas de efectos de utilidad deben transferirse a un modelo de cuantificación

Es por todo lo anterior, que cada una de las metodologías expuestas puede ser aplicada en evaluaciones de proyectos de inversión dependiendo de las características del proyecto a evaluar. En consenso con el grupo técnico de recobro de la compañía, el presente proyecto se desarrolla bajo la metodología de VOI, seleccionada con base en su alta aplicabilidad en el mundo real en proyectos de explotación petrolera. El objetivo es posibilitar una valoración financiera de activos intangibles, para este caso la información de la tecnología de trazadores, en la que bajo incertidumbre busca brindar un valor monetario reflejado en flujos de caja que permita, a quien decide, entrever si es rentable o no adquirir dicho activo.

Entre otras ventajas el cálculo de VOI evita la subvaloración y la sobrevaloración que podrían tener un impacto significativo en la economía de las etapas iniciales del proyecto. Para un análisis más profundo de VOI se tendrá en cuenta un análisis de escenarios bajo la teoría bayesiana basado en el enfoque Monte Carlo que permite ampliar el rango de valoración obteniendo en el cálculo de VOI una aproximación real.

3.6 Valor De La Información (VOI).

La metodología del valor de la información, según Lohne y Bratvold (2008), surge en el contexto de la toma de decisiones bajo incertidumbre donde debe seleccionarse una acción de un conjunto de acciones posibles. Un experimento o toma de datos adicionales tiene valor para un proyecto, solo si la información obtenida puede cambiar la selección de la acción óptima. Es decir, hay valor agregado en la nueva información si la decisión depende de ésta. Puede utilizarse para determinar si se debe recopilar información adicional antes de tomar una decisión. La ecuación (6) representa el cálculo de VOI.

$$(\text{VOI}) = (\text{Valor del activo con información}) - (\text{Valor del activo sin información}) \quad (6).$$

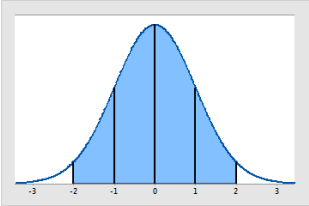
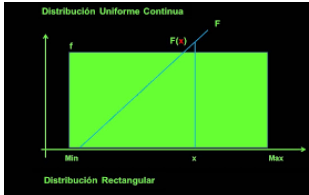
En este sentido, afirman Lohne y Bratvold (2008) que por lo general, un VOI se calcula sobre la base de un valor esperado (EV) por medio de un árbol de decisión, y el costo de la información se compara con el VOI para determinar si se debe llevar a cabo una recopilación de datos adicional. La mayoría de los estudios de VOI emplean el enfoque de árbol de decisiones discretas para la evaluación de VOI". De manera que, para el cálculo del valor de la información es importante aclarar algunos conceptos claves que facilitan el entendimiento del desarrollo de la metodología:

- Información perfecta: Se considera información perfecta, basados en la perspectiva de Du (1996), aquella donde es eliminada toda incertidumbre sobre los resultados de las alternativas de decisión. Si bien rara vez hay una opción en las decisiones del mundo real que elimine realmente toda incertidumbre, calcular el valor de la información perfecta en un VOI proporciona un punto de referencia sobre el valor de recopilar información adicional.

- Información imperfecta: Se considera información imperfecta, de acuerdo con Du (1996), aquella que reduce la incertidumbre sobre los resultados de las alternativas de decisión y es la más común en las decisiones del mundo real.
- Distribuciones de probabilidad: La probabilidad determina la proporción de veces que se presentaría un evento. Las distribuciones de probabilidad representan de forma gráfica las relaciones entre los posibles eventos y su posibilidad de ocurrencia. La Tabla 2 muestra las distribuciones comúnmente usadas.

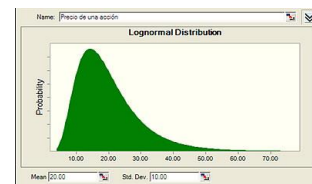
Tabla 2.

Distribuciones de probabilidad.

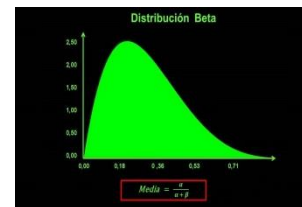
Distribución de probabilidad	Descripción	Representación grafica
Normal	También llamada gaussiana, es la más conocida y utilizada de las distribuciones, tiene forma de campana, es continua y una de sus principales características es que su media, moda y mediana tienen el mismo valor.	
Uniforme	La distribución uniforme es una distribución continua que modela un rango de valores con igual probabilidad. La distribución uniforme	

se especifica mediante cotas inferior y superior. “Es poco utilizada ya que muy pocos eventos tienen este comportamiento” (Castillo y Diaz, 2009).

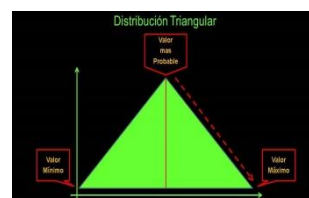
Lognormal
 Es una probabilidad frecuentemente utilizada para expresar el comportamiento de observaciones con asimetría positiva (parecida a la normal pero sesgada a un lado). Esta distribución es característica en conjuntos de datos donde existe mayor frecuencia de valores pequeños.



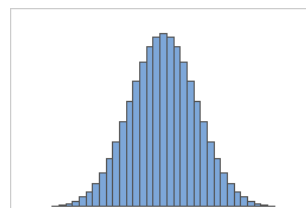
Beta o PERT
 Representa las variaciones sobre un intervalo fijo desde cero a un valor positivo, diseñada para modelar situaciones de opiniones de expertos junto a la Triangular; para esta distribución el usuario define los valores mínimo (pesimista), probable y máximo (optimista).



Triangular El nombre de esta distribución viene dado por la forma de su función de densidad. Este modelo proporciona una primera aproximación cuando hay poca información disponible. Es también muy utilizada al introducir riesgos en proyectos de inversión, requiere de solo tres datos: el pesimista, el más probable y el optimista.



Binomial Es una distribución discreta que modela el número de eventos en un número de ensayos fijo. Cada ensayo tiene dos resultados posibles, y evento es el resultado de interés en un ensayo.



Actualmente existen inversiones enfocadas en la explotación de pozos que conducen a un mayor avance tecnológico y a una mayor producción de conocimiento e información, con el fin de reducir el grado de incertidumbre en el desarrollo de nuevos proyectos y maximizar los activos de las compañías. En este sentido, Coopersmith y Cunningham (2002) en su artículo, exponen sobre la importancia y el costo elevado de muchas decisiones sobre campos petrolíferos e introducen una metodología para valorar la adquisición de información y las decisiones incrustadas, combinando el análisis de problemas de decisión y la teoría bayesiana. Así mismo, estos autores

definen el valor de la información (*VOI*) en términos de la gestión de activos como el aumento o disminución del valor de un activo, después de adquirir información.

Ahora bien, para Lohne y Bratvold (2008), el *VOI* se calcula sobre una base de valor monetario esperado (*EV*) mediante un árbol de decisión, estos autores en su artículo presentan dos enfoques para calcular *VOI*; el enfoque clásico donde las probabilidades relevantes están representadas por distribuciones discretas y el enfoque de Monte Carlo para el valor de la información (*MCVOI*) el cual permite tratar varios parámetros inciertos simultáneamente y donde la incertidumbre clave es una variable con rango continuo. Dentro del enfoque clásico definen 6 pasos para un estudio de *VOI*:

1. Establecer un caso base, es decir, calcular el valor monetario esperado (*EMV*) de tomar la decisión bajo consideración hoy, sin recabar más información.
2. Crear una tabla de incertidumbre que vincule la decisión bajo consideración con las incertidumbres.
3. Cronograma de decisión e incertidumbre para información imperfecta.
4. Evaluar la fiabilidad de la información.
5. Construir el árbol de decisión para el caso de información perfecto e imperfecto y realizar los cálculos del árbol de decisión.
6. Realizar análisis de sensibilidad y comunicar los resultados al tomador de decisiones.

Muchas veces la información que permite seleccionar el mejor proyecto de desarrollo de un campo petrolífero es limitada. Sin embargo, los investigadores Salomao y Figueiredo (2007), consideran que en muchos casos la manera de proteger el proyecto no es recopilar más información ya que esta puede llegar a ser muy costosa o puede pasar demasiado tiempo para adquirirla, lo que implica una demora en la implantación del proyecto y reducción de su

rentabilidad. Por esta razón, proponen cambiar de estrategia de explotación con base en la información con la que se cuenta. Es por esto que, en su artículo proponen las estrategias de explotación en el campo Marlin Saul, ubicado en la región central de la Cuenca de Campor, Brasil, donde buscan seleccionar la mejor estrategia de explotación que pueda maximizar el valor presente neto (VPN) con base en la estrategia original, una estrategia optimizada para un escenario más probable y una estrategia alternativa menos sensible a la incertidumbre. Para comparar los planes de desarrollos originales y alternativos, estiman el valor monetario esperado (EV), la función de utilidad y el equivalente de certeza (CE) en una metodología que tiene los siguientes pasos:

- 1 Identificar las principales fuentes de incertidumbre y generar diferentes escenarios para las propiedades
- 2 Asignar probabilidades a cada escenario.
- 3 Construir un modelo geológico y un simulador de flujo asociados a cada escenario.
- 4 Calcular el VPN de cada escenario, utilizando el proyecto base y después del proyecto alternativo.
- 5 Obtener EV de ambos proyectos.
- 6 Calcular la función de utilidad U (PNV) relativa a cada VPN
- 7 Calcular el CE de ambos proyectos;
- 8 Comparar los proyectos con base en el VPN, EV y CE.

3.6.1 Herramientas empleadas en la metodología (VOI). Las aplicaciones del *VOI* requieren de métodos y herramientas que permitan manejar situaciones realistas, que le permita al analista identificar y estructurar la decisión. “El analista debe, por ejemplo, tener permitido utilizar múltiples fuentes de información potencialmente correlacionadas, así como cualquier tipo de distribución de probabilidad a priori” (Bratvold et al., 2009).

3.6.1.1 Valor esperado (EV). También conocido como media o esperanza matemática, es el estimativo del valor promedio que se espera para una variable y se calcula con base en la probabilidad de ocurrencia de los posibles valores de la misma. EV se define mediante la ecuación (7):

$$E(x) = \sum_{i=1}^n P_i X_i \quad (7)$$

Dónde:

X_i : es el i -ésimo valor alternativo de la variable X

P_i : es la probabilidad de ocurrencia del valor X_i . (Castillo y Díaz, 2009)

3.6.1.2 Árbol de decisión. “Los arboles de decisión ilustran las opciones disponibles, las incertidumbres que enfrenta el responsable de tomar la decisión y los resultados estimados de cada decisión posible” (Castillo y Diaz, 2009). Esta técnica permite analizar decisiones secuenciales basada en el uso de resultados y probabilidades asociadas al proyecto con el fin de seleccionar la opción que represente mayores beneficios. En un árbol de decisión los eventos se pueden clasificar en dos tipos:

- **Nodos de decisión:** En los cuales quien toma la decisión decide por que rama quiere seguir son representados por un cuadrado.

- Nodos de incertidumbre: En donde los resultados están determinado por probabilidades, dichas probabilidades son la debilidad de la herramienta pues la determinación de estas es lo más importante; son representados por un círculo.

La Figura 10 permite observar un ejemplo de árbol de decisión donde se puede percibir los tipos eventos descritos anteriormente.

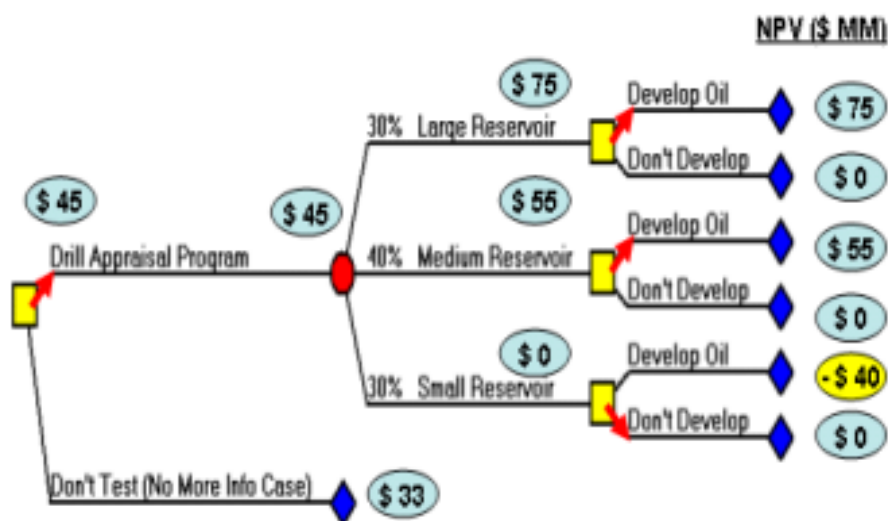


Figura 10. Ejemplo Arbol de Decision. Adaptado de E. M. Coopersmith, P. C. Cunningham. *A Practical Approach to Evaluating the Value of Information and Real Option Decisions in the Upstream Petroleum Industry*

3.6.1.3 Simulación de Monte Carlo. El proceso de toma de decisiones bajo incertidumbre representa altos riesgos para el inversor debido, según Grijalva (2009), a los cambios en los resultados esperados de las variables. Con los avances en ciencia y tecnología ha evolucionado el proceso de toma de decisiones y hoy por hoy es posible representar el mundo real mediante simulaciones de modelos matemáticos que permiten predecir los posibles comportamientos y resultados de las variables con mayor impacto en el sistema evaluado.

La simulación de Monte Carlo es una técnica cuantitativa que hace uso de la estadística y los ordenadores para imitar el comportamiento aleatorio de sistemas reales no dinámicos. En la evaluación de un proyecto, permite incluir la incertidumbre en las diferentes variables en forma de

distribuciones de probabilidad con el fin de modelar su comportamiento, considerando todas las posibles combinaciones, interrelaciones y escenarios, para obtener mediante múltiples iteraciones la distribución de probabilidad de las variables de salida.

La clave de la simulación Monte Carlo consiste en crear un modelo matemático del sistema, proceso o actividad que se quiere analizar, identificando aquellas variables (*inputs* en el modelo) cuyo comportamiento aleatorio determina el comportamiento global del sistema. Una vez identificados dichos *inputs* o variables aleatorias, se lleva a cabo un experimento que consiste en generar muestras aleatorias (valores concretos) para dichos *inputs* y analizar el comportamiento del sistema ante los valores generados. Tras repetir n veces este experimento, se dispone de n observaciones sobre el comportamiento del sistema, lo cual servirá para atender el funcionamiento del mismo (este análisis será más preciso cuanto mayor sea el número de n experimentos que se lleve a cabo).

Con el fin de superar y abordar las simplificaciones introducidas al realizar una evaluación VOI discreta, un enfoque de Monte Carlo se puede aplicar. Esto aumenta la complejidad computacional, pero permite una descripción completa de la incertidumbre de las variables de rango. (Lohne & Bratvold, 2008)

4. Incorporación De Trazadores Campo Casabe

4.1 Generalidades Del Campo Casabe.

El Campo Casabe, según estudios de Acosta y otros autores (2017), se encuentra bajo un sistema de recuperación secundaria por inyección de agua desde hace más de 30 años. En la actualidad busca mejorar la eficiencia de barrido disminuyendo la diferencia de movilidades entre el petróleo

y agua inyectada, produciendo de esta manera mayor arrastre de crudo remanente. Para el 2014 Ecopetrol inicio pruebas y evaluaciones para la aplicación de métodos EOR. El piloto involucra la inyección de agua mejorada en un patrón correspondiente al bloque VI del Campo Casabe y los objetivos principales que se persiguen con la ejecución de este piloto son los siguientes:

Estimar el potencial de recursos recuperables y el factor de recobro incremental de petróleo que se podría lograr mediante la aplicación de métodos de recuperación mejorada (IOR/EOR) en el campo Casabe.

Desarrollar nuevas tecnologías específicas y conocimientos sobre recuperación mejorada IOR/EOR que contribuyan a lograr los objetivos delineados, probando su aplicabilidad en el campo mediante pruebas piloto para luego escalar a nivel de campo y propiciar su extensión a campos similares a Casabe.

Entre los estudios y evaluaciones Ecopetrol planeo el desarrollo de pruebas de trazadores en aras de recopilar información de la caracterización del yacimiento con el fin de cumplir exitosamente los objetivos trazados.

4.1.1 Historia y ubicación del campo casabe. El campo Casabe está ubicado en el Valle medio del Rio Magdalena en el departamento de Antioquia Colombia, fue descubierto en 1941 con el pozo CSBE-1 de la compañía Shell. Su explotación comercial inicio en 1945, sin embargo, su desarrollo completo se dio en 1958 luego de haber perforado 448 pozos de los cuales 10 resultaron secos. La máxima tasa de producción se alcanzó en 1954 con 46000 BOPD. Los estimados oficiales de aceite original en sitio son de 1700 MMbbls, pero un estudio realizado en el año 2008, luego de una interpretación sísmica arrojó un volumen inicial de aceite de 1780 MMbbls. Para el año 1979 ECOPETROL S.A inicio la explotación secundaria del campo mediante pilotos de inyección de agua dulce proveniente de la formación de la mesa, estrategia que se extendió a

partir del 1985 al resto del campo. Se perforaron 591 pozos entre inyectores y productores para el proceso de recuperación secundaria.

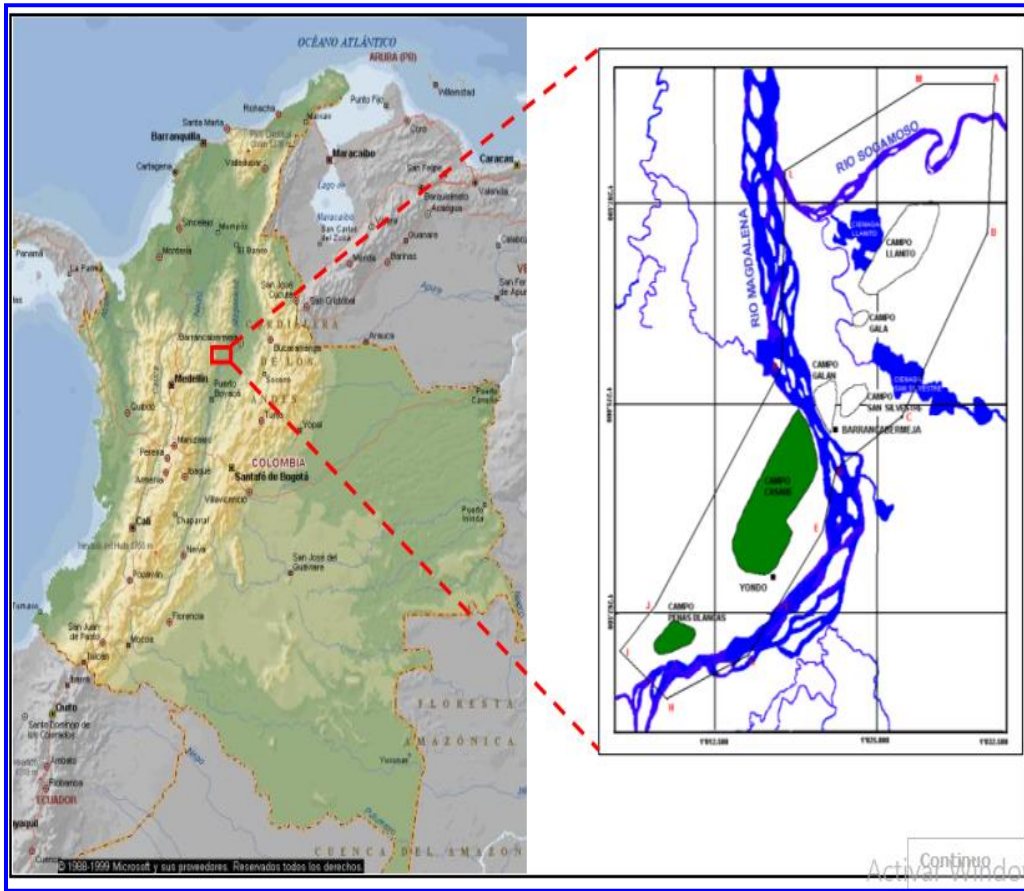


Figura 11. Ubicación campo Casabe. Adaptado de Acosta y otros 2017. Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio).

Con el fin de incrementar la producción del campo mediante la implementación de nuevas tecnologías, técnicas y reducción de costos se firma en el año 2004 la Alianza Tecnológica Casabe entre Ecopetrol S.A y Schlumberger. Dentro del marco de esta alianza tecnológica se ha logrado incrementar la producción desde 5000 BOPD hasta 20218 BOPD e incrementar la inyección de agua de 25000 BOPD hasta 131000 BOPD. (Acosta y otros, 2017)

4.1.2 Recuperación Mejorada de Petróleo campo Casabe. Siguiendo a Acosta y otros (2017), actualmente el campo Casabe se encuentra bajo un sistema de recuperación secundaria por inyección de agua desde hace más de 30 años, sin embargo, se ha venido presentando la necesidad de implementar mejoramientos con el fin de aumentar la eficiencia de barrido debido a los problemas operativos surgidos por la diferencia de movilidad entre el aceite y el agua ($M \sim 25$), la madurez del campo y la complejidad estratigráfica de este.

Dado lo anterior Ecopetrol S.A inicio para el año 2014 realizo pruebas y evaluaciones para la aplicación de métodos Recuperación Mejorada de Petróleo, desarrollando un piloto de recuperación con agua mejorada mediante la inyección de polímeros en el Bloque VI en las arenas A2/A2i pertenecientes a la formación Colorado, en donde se venía inyectando agua continua desde 1979. Este piloto se desarrolló a partir de la inyección de agua mejorada con polímero en cuatro pozos inyectoros existentes de forma simultánea

4.1.3 Comportamiento de la Producción. Afirman Acosta y otros (2017) que, pese a que las tasas de inyección por capa han permanecido en su mayoría debajo de los volúmenes planeados, el piloto implementado registra un alto impacto en la reducción del corte de agua del área y producción incremental asociada a la inyección de polímero desde febrero de 2015 con periodos de producción que superan el caudal estimado.

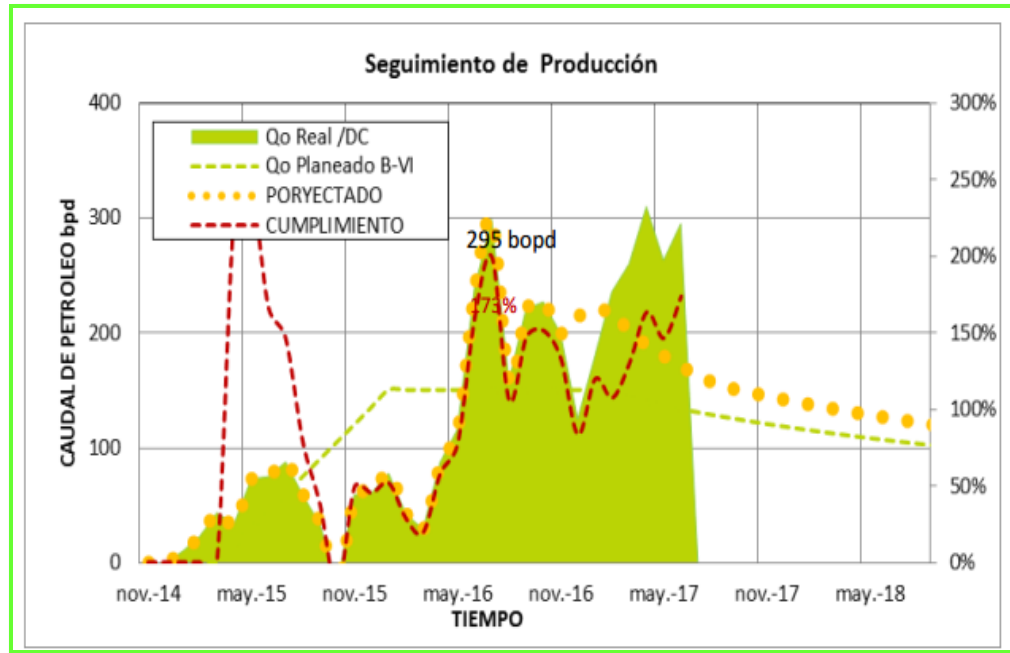


Figura 12. Seguimiento de producción. Adaptado Acosta y otros 2017. Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio).

La producción incremental para el piloto de inyección de agua mejorada fue evaluada y ajustada a partir de los resultados obtenidos a la fecha. La Figura 13 presenta los perfiles planeados inicialmente (Plan ANH), real y pronostico (Plan ajustado).

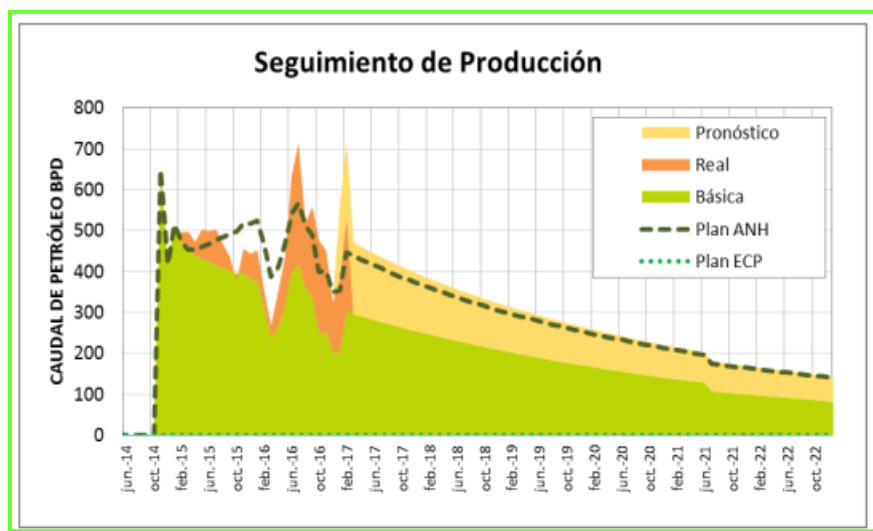


Figura 13. Seguimiento de producción. Adaptado Acosta y otros 2017. Recuperación mejorada en un yacimiento de alta complejidad estratigráfica: Campo Casabe (Caso de estudio).

5. Valor De La Información De Trazadores En Procesos EOR

Un completo análisis bibliográfico permitió evidenciar diferentes métodos de abordar esta metodología dependiendo de las características de cada proyecto. A continuación, se describe la metodología abordada para la valoración de la información arrojada por la prueba de trazadores, la cual servirá como documento guía para el cálculo de VOI en futuros proyectos de la compañía.

5.1 Metodología VOI y Caso De Estudio.

El proyecto se desarrolla bajo los dos enfoques de la metodología existentes (Clásico y Monte Carlo).

El enfoque Clásico o Discreto, es utilizado comúnmente según Lohne y Bratvold (2008), cuando las variables inciertas representan un rango discreto de probabilidad, sin embargo, en la industria petrolera existen variables cuyos valores posibles están en un rango continuo, en este caso es recomendable hacer una discretización de la distribución, un ejemplo de tal discretización es dividir el rango continuo en categorías bajo, medio y alto. La discretización puede dar como resultado un valor VOI diferente que cuando se usa el enfoque Monte Carlo VOI. En algunos casos esto dará lugar a conclusiones diferentes con respecto a si vale la pena recopilar información adicional.

Asimismo, sobre el enfoque Monte Carlo o continuo, afirman los autores que, surge con el fin de superar y abordar las simplificaciones introducidas al realizar una evaluación VOI clásica, un enfoque de Monte Carlo basado en la teoría bayesiana de la decisión se puede aplicar cuando las variables inciertas presentan una distribución de probabilidad con rango continuo o es difícil determinar un valor discreto de probabilidad para las variables, esto aumenta la complejidad

computacional, pero permite una descripción completa de la incertidumbre de las variables. Este enfoque permite al evaluador describir las variables inciertas con una distribución de probabilidad dando así un amplio rango continuo. Es importante resaltar que para los dos enfoques sólo difiere el método de cálculo del VME que se explicara en el paso 8 de la metodología que se presenta a continuación.

5.1.1 Primer Paso. Establecer un caso base. Se establece un escenario para el cual se tomará la decisión hoy sin adquirir información adicional (Caso sin información). Este escenario cuenta con Am alternativas que el tomador de decisiones puede elegir, las cuales para el presente proyecto están definidas por hacer EOR o continuar con Recuperación secundaria (alternativa Statu Quo). Así mismo cada alternativa dará lugar a escenarios posibles, los cuales para la alternativa de hacer EOR se definen como Éxito y Fracaso; el escenario de éxito se describe como el escenario en el cual Campo Casabe presenta un incremental en producción dado un factor de recobro entre el 4% y 8% para el enfoque Monte Carlo y del 6% para el enfoque clásico, el escenario de Fracaso se define como un incremental en producción dado un factor de recobro entre el 0 y 1% para Monte Carlo y 0,5% para el enfoque clásico; este factor es definido por el grupo técnico de recobro del ICP y depende del tipo de tecnología EOR, es importante resaltar que estos tipos de tecnologías se definen por la caracterización del yacimiento obtenidos en la prueba de trazadores (canalizaciones, conectividad inyector/productor y la Saturación de aceite residual $S_{or} > \text{Saturación aceite irreducible } S_{oir}$). La alternativa Statu Quo no contara con posibles escenarios dado que esta no presenta incertidumbre para el proyecto en cuestión. En la Figura 14 se puede observar las alternativas presentes en el caso base con sus respectivos escenarios.

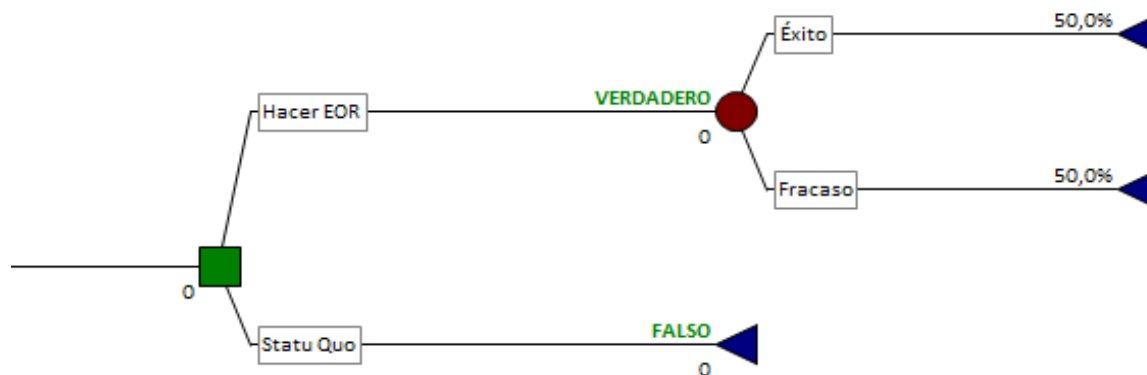


Figura 14. Árbol sin información. Extraído de *Precision Tree* 7.5 2018

Por otra parte se contará con una variable incierta presente en cada escenario la cual podrá tomar x valores posibles denotados por X_1, X_2, \dots, X_j . Para el presente proyecto se define la variable incierta como producción incremental, para la cual sus valores están dados por el pico de producción definidos de la siguiente manera: Éxito entre 3929 y 7859 Bl/día para enfoque Monte Carlo y 5894 Bl/día para enfoque clásico, Fracaso entre 0 y 982 Bl/día para enfoque Monte Carlo y 491 Bl/día para enfoque clásico.

Es necesario cuantificar la incertidumbre sobre la variable incierta presente en cada escenario, donde sus probabilidades correspondientes para que estos valores ocurran están denotadas por $P(X_1), P(X_2), \dots, P(X_j)$, para ello se debe considerar el juicio de los expertos y la información histórica. Los resultados se miden típicamente en VPN, y un resultado determinado es una función del valor elegido alternativa y el valor realizado de la variable incierta, que se denotará por VPN (A_i, X_j) (Lohne & Bratvold, 2008). En esta etapa la compañía contempla que el proceso EOR se desarrolla en completa incertidumbre por lo tanto las probabilidades dado que se tienen dos posibles escenarios (Éxito y Fracaso) son del 50% para cada una. La Tabla 3 muestra en resumen las alternativas y escenarios con sus respectivas probabilidades para el caso base.

Tabla 3.

Resumen escenario caso sin información.

Alternativas	Escenarios	Valor de la variable incierta		Probabilidad
		Enfoque Monte	Enfoque	
		Carlo	Clásico	
Hacer EOR	Éxito	3929-7859 (Bl/día)	5894 (Bl/día)	50%
	Fracaso	0-982 (Bl/día)	491 (Bl/día)	50%
Statu Quo				

5.1.2 Segundo paso: Identificar las principales fuentes de incertidumbre del caso base.

Una vez definido el caso base, se deben identificar las fuentes de incertidumbre de las variables inciertas para reducirlas en miras de la maximización de parámetros económicos como el valor presente neto (VPN), esta identificación se puede realizar mediante métodos clásicos como lluvia de ideas, diagrama causa efecto integrado, consultas de expertos entre otros.

Las fuentes de incertidumbre del proyecto están dadas por las características del yacimiento tales como:

- Conectividad inyector productor. Un mayor conocimiento de esta permite definir el área de afectación, una concentración de polímero y tasa de inyección más precisa, limitando así la sobrevaloración o subvaloración que permite obtener un incremento en los flujos de caja, esta incertidumbre también afecta directamente la decisión de Hacer o no EOR dado que si no hay conectividad podría elegirse continuar con Recuperación Secundaria.
- Canalizaciones. Conocer el tamaño, cantidad y ubicación de las canalizaciones permite aplicar un sellante de manera que el polímero inyectado no se canalice permitiendo obtener un factor de recobro esperado alto.

- Saturación aceite residual (S_{or}) > Saturación aceite irreducible (S_{oir}). Esta desigualdad afecta directamente tomar la decisión de Hacer o no EOR dado que, si la saturación de aceite irreducible es mayor, la mejor elección será continuar con Recuperación Secundaria.

Esto se determinó a partir de un análisis de la literatura, consulta de expertos y una lluvia de ideas con grupo técnico de recobro del ICP donde se buscó identificar la relación directa de las fuentes de incertidumbre con la variable incierta en miras de maximizar los flujos de ingreso para la compañía.

5.1.3 Tercer Paso: Elaborar una tabla que vincule la decisión con la incertidumbre y fuente de información. Identificadas las incertidumbres se debe construir una tabla que vincule las incertidumbres con las decisiones de impacto y las fuentes de información que se consideraran, con el fin de describir los elementos necesarios para realizar el estudio de VOI.

La necesidad de obtener una correcta y precisa caracterización de yacimientos ha llevado a Ecopetrol S.A apoyado del Instituto Colombiano de Petróleo (ICP) a pensar en realizar pruebas de trazadores con el fin de reducir la incertidumbre existente.

La prueba de trazadores se define como la fuente información para el presente proyecto, y será la información que esta arroja el centro de valoración del presente proyecto. La tabla 4 muestra los elementos necesarios para realizar el estudio del VOI.

Tabla 4.

Incertidumbre y fuente de información.

<p>Incertidumbres Claves Para Abordar</p>	<p>Producción Incremental</p>
--	-------------------------------

Decisiones Futuras	Hacer EOR o No Hacer EOR
---------------------------	--------------------------

Impactadas

Fuentes de Información	Prueba de Trazadores
-------------------------------	----------------------

Adaptado de Lohne & Bratvold 2008. *A Monte Carlo Approach to Value of Information Evaluation*

5.1.4 Cuarto Paso: Establecer escenarios con información. Dentro del árbol de decisión establecido en el caso base surge una nueva rama producto de la nueva información, esta iniciara con una nueva alternativa de decisión la cual es definida como “Adquirir información” o “Hacer prueba de trazadores”, por otra parte, la alternativa “No adquirir información” será la decisión de elegir el caso base es decir “No hacer prueba de trazadores”.

Para la nueva rama se establecen las nuevas alternativas de decisión junto con sus posibles escenarios siguiendo un orden cronológico similar a como se hizo en el caso base. Para el caso de hacer prueba de trazadores existe la posibilidad de obtener dos escenarios definidos como:

- Favorable en EOR: Se puede definir como el escenario en el cual se obtiene respuesta del trazador en los pozos esperados, no presenta canalizaciones, el área de afectación muestra conectividad en los perfiles inyección/producción y la Saturación de aceite residual es mayor que la Saturación de aceite irreducible.
- Desfavorable en EOR: Es aquel en el que no se obtienen trazador lo que puede interpretarse como no conectividad en los perfiles inyección/producción del área afectada, presenta bastantes canalizaciones de gran tamaño o la Saturación de aceite residual es menor a la Saturación de aceite irreducible.

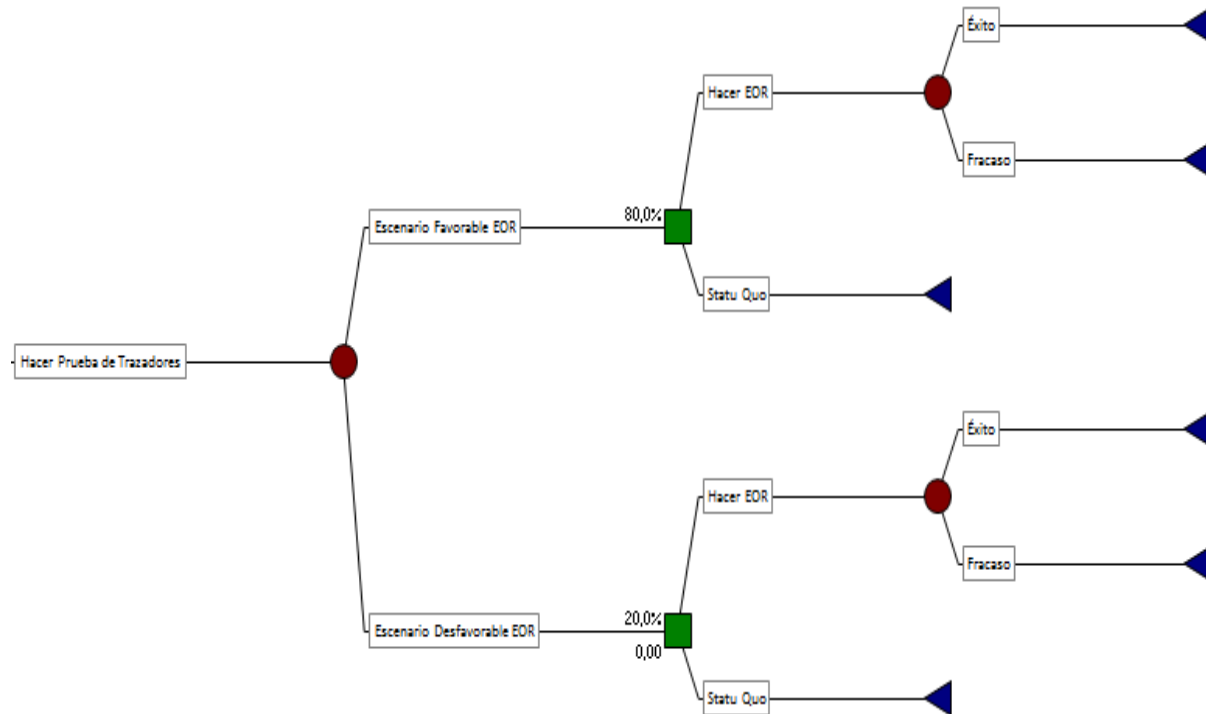


Figura 15. Rama con información. Extraído de *Precision Tree* 7.5 2018

Una vez realizada la prueba de trazadores para cada uno de los dos nuevos escenarios posibles, el decisor tendrá las mismas dos alternativas presentes en el caso base (Hacer EOR o Statu Quo), así mismo estas alternativas llevarán a los mismos escenarios definidos de hacer o no EOR (Éxito y Fracaso en EOR). La Figura 15 muestra la nueva rama producto de adquirir información con sus respectivas alternativas y escenarios.

Se debe tener en cuenta que las probabilidades $P(X_j)$ para el caso con información difieren a las del caso base y se deben actualizar, esta explicación se hará en el paso 6 donde se harán los respectivos cálculos de $P(X_j)$ para cada escenario. Con ayuda del grupo técnico de recobro del ICP, criterio de expertos y una revisión bibliográfica se considera que la probabilidad de obtener escenario Favorable en EOR luego de realizar la prueba de trazadores es del 80%.

5.1.5 Quinto paso: Evaluar la fiabilidad de la información. Es importante, basados en la propuesta de Bravo y Sánchez (2005), al momento de realizar la valoración conocer si de la fuente de información arroja resultados que eliminen en su totalidad la incertidumbre, lo que se conoce como “información perfecta”, sin embargo, en la vida real esto rara vez ocurre pues eliminar la incertidumbre en su totalidad es más para casos ideales, lo común es encontrar información que reduzca el porcentaje de dicha incertidumbre “información imperfecta.

El cálculo de VOI en caso de que esta no sea perfecta requiere de un ajuste en las probabilidades, para este caso se debe cuantificar el grado de confianza en las mediciones de la fuente de información bajo consideración utilizando el Teorema de Bayes. (Mendoza y Sánchez, 2005)

Se considera que la información que se desea adquirir con la prueba de trazadores no elimina totalmente la incertidumbre de la variable (Producción Incremental) por lo que se concluye que la información obtenida por la prueba es información imperfecta. Según datos históricos y criterio de expertos la prueba de trazadores no es infalible y puede arrojar datos erróneos, se estima que cuando se desarrolla con éxito el proceso EOR el 90% de las veces se obtuvo escenario favorable en EOR, sin embargo esta confiabilidad no es la misma para el escenario Desfavorable, dado que el no detectar el trazador o tener una mala caracterización no siempre va a significar fracaso en el proceso EOR, existe la posibilidad que de no detectar el trazador y concluir que no existe conectividad el proceso EOR tenga éxito, dado que puede suceder que si exista conectividad y que la no detección del trazador se deba a un muestreo incorrecto, una inadecuada técnica de detección o un mal diseño de la prueba, por esto último y a partir del criterio de expertos cuando el proceso EOR fracasa, la prueba de trazadores habría arrojado un escenario desfavorable en EOR el 75% de las veces.

5.1.6 Sexto Paso: Calcular probabilidades de cada escenario. Para cada escenario E_i presente en el caso base se deben asignar las probabilidades de ocurrencia $P(X_j)$, estas son definidas como probabilidades iniciales o previas y son calculadas o asignadas a partir de datos históricos o consenso de expertos. En el paso 1 estas probabilidades fueron determinadas como: $P(\text{Éxito EOR}) = 0.5$ y $P(\text{Fracaso EOR}) = 0.5$.

Para el caso con información se determinan las probabilidades iniciales de los nuevos posibles escenarios, así mismo las probabilidades previas o iniciales calculadas en el caso base deben actualizarse a partir del Teorema de Bayes representado por la ecuación (8) que se utiliza para determinar la probabilidad de un evento adquiriendo información de antemano. En este paso es necesario definir las probabilidades condicionales presentes luego de adquirir información, al igual que las iniciales estas se determinan con criterio de expertos o a partir de datos históricos para obtener las probabilidades a posteriori del nuevo caso.

$$P(A/B) = \frac{P(AB)}{P(B)} = \frac{P(B/A)*P(A)}{P(B/A)*P(A)+P(B/A')*P(A')} \quad (8)$$

Dónde:

$P(AB)$: Probabilidad de que dos sucesos ocurran de forma conjunta.

$P(A/B)$: Probabilidad de que ocurra el evento A dado que ocurrió el evento B.

$P(B/A)$: Probabilidad de que ocurra el evento B dado que ocurrió el evento A.

$P(A')$: Probabilidad de complemento del evento A, es decir $1-P(A)$.

$P(B/A')$: Probabilidad de que ocurra el evento B dado que ocurrió el complemento del evento A, es decir $1-P(B/A)$.

Con lo mencionado en el paso 4 las probabilidades iniciales del caso “adquirir información” están dadas por: $P(E. Favorable) = 0.8$ y $P(E. Desfavorable) = 0.2$. Dada la confiabilidad de la prueba expuesta en el paso 5 se pueden definir las probabilidades condicionales como:

$$P(E. Favorable | \acute{E}xito EOR) = 0,9$$

$$P(E. Desfavorable | \acute{E}xito EOR) = 0,1$$

$$P(E. Favorable | Fracaso EOR) = 0,25$$

$$P(E. Desfavorable | Fracaso EOR) = 0,75$$

Con estas probabilidades definidas se procede a calcular las probabilidades a posteriori con ayuda del Teorema de Bayes, para el proyecto en desarrollo se define \acute{E}xito en EOR como el “evento A” y E. Favorable como el “evento B”. Reemplazando en la ecuación (8) se obtiene.

$$P(\acute{E}xito EOR | E. Fav) = \frac{P(E. Fav | \acute{E}xito EOR) \times P(\acute{E}xito EOR)}{P(E. Fav | \acute{E}xito EOR) \times P(\acute{E}xito EOR) + P(E. Fav | Fracaso EOR) \times P(Fracaso EOR)}$$

$$P(\acute{E}xito EOR | E. Fav) = \frac{0,9 \times 0,5}{0,9 \times 0,5 + 0,25 \times 0,5} = 0,78$$

$$P(\acute{E}xito EOR | E. Desfav) = 1 - P(\acute{E}xito EOR / E. Desfav) = 1 - 0,78 = 0,22$$

$$P(\acute{E}xito EOR | E. Desfav)$$

$$= \frac{P(E. Desfav | \acute{E}xito EOR) \times P(\acute{E}xito EOR)}{P(E. Desfav | \acute{E}xito EOR) \times P(\acute{E}xito EOR) + P(E. Desfav | Fracaso EOR) \times P(Fracaso EOR)}$$

$$P(\acute{E}xito EOR | E. Desfav) = \frac{0,1 \times 0,5}{0,1 \times 0,5 + 0,75 \times 0,5} = 0,12$$

$$P(Fracaso EOR | E. Desfav) = 1 - P(Fracaso EOR / E. Desfav) = 1 - 0,12 = 0,88$$

La Tabla 5 muestra las alternativas y escenarios con sus respectivas probabilidades presentes en el caso con información.

Tabla 5.

Caso con información.

Nuevas Alternativas	Nuevos Escenarios	Probabilidad	Alternativas Posteriores	Escenarios	Probabilidad	
Adquirir Información	Escenario Favorable EOR	0,8	Hacer EOR	Éxito EOR	0,78	
			Statu Quo	Fracaso EOR	0,22	
	Escenario Desfavorable EOR	0,2	Hacer EOR	Éxito EOR	0,12	
			Statu Quo	Fracaso EOR	0,88	
	No Adquirir Información	Caso Base				

5.1.7 Séptimo Paso: Cálculo del resultado del nodo terminal. Consiste en calcular el resultado definitivo de las rutas de decisión, para ello se propone desarrollar una herramienta de evaluación financiera en la que a partir de las variables de cada escenario permita calcular el VPN considerado para el proyecto en desarrollo como el resultado final de las rutas de decisión. La posibilidad de ejercer alguna ruta de decisión proveerá a la compañía un valor presente neto (VPN) para cada uno de estas alternativas en función de la producción incremental (Q), el precio del petróleo (P), los costos de operaciones u OPEX (C), la tasa de oportunidad definida por la compañía (r) y la inversión requerida o CAPEX (I) (ver apéndice A), como se describe a continuación en las ecuaciones (9) y (10).

$$VPN_{SQ} = \sum \frac{Q_{SQn}P_n - C_{SQn}}{(1+r)^n} \quad (9)$$

$$VPN_{EOR} = \sum \frac{Q_{EORn}P_n - C_{EORn}}{(1+r)^n} - I_{EOR} \quad (10)$$

Para el presente proyecto la lógica del modelo se fundamenta en el análisis de VPN con base en el flujo de caja libre calculado a partir de la producción incremental, el cálculo de los OPEX y CAPEX para cuatro escenarios generados por dos alternativas de decisión; la primera “hacer la prueba de trazadores” en la cual se desarrolla el proyecto a evaluar, y la segunda “no hacer pruebas de trazadores”. El cálculo del flujo de caja para cada escenario permite a partir de parámetros como el VPN determinar la viabilidad económica de implementar esta tecnología en procesos EOR y el valor de la información en términos de aumento o disminución de los activos de Ecopetrol S.A.

La información fue recopilada gracias a la colaboración del grupo de recobro y equipo técnico de trazadores del Instituto Colombiano del Petróleo ICP, además de una completa revisión bibliográfica de proyectos de trazadores en la industria petrolera.

A continuación, se explica cada módulo del modelo de evaluación junto con sus fuentes de información.

5.1.7.1 Variables de impacto para el modelo de evaluación y valoración. Es importante resaltar que la variable incierta causal de la prueba de trazadores es Producción, sin embargo, para la evaluación se tendrán en cuenta otras variables inherentes a proyectos de inversión de este tipo tales como: Precio del crudo, Lifting Cost del Campo, costo del polímero, alquiler de facilidades, concentración del polímero y tasa de inyección, donde cuyos parámetros para la valoración se definen en el paso 8

5.1.7.2 Presentación del modelo. El primer módulo contiene una introducción con el fin de dar a conocer al usuario el objetivo del modelo, presenta un índice de los diferentes módulos a los que el usuario podrá acceder para realizar nuevos cálculos y estimaciones, y muestra los resultados o valores de los parámetros financieros como el VPN, TIR y VOI que determinan la viabilidad de la incorporación de la tecnología de trazadores en procesos EOR como se presenta en la Figura 16.

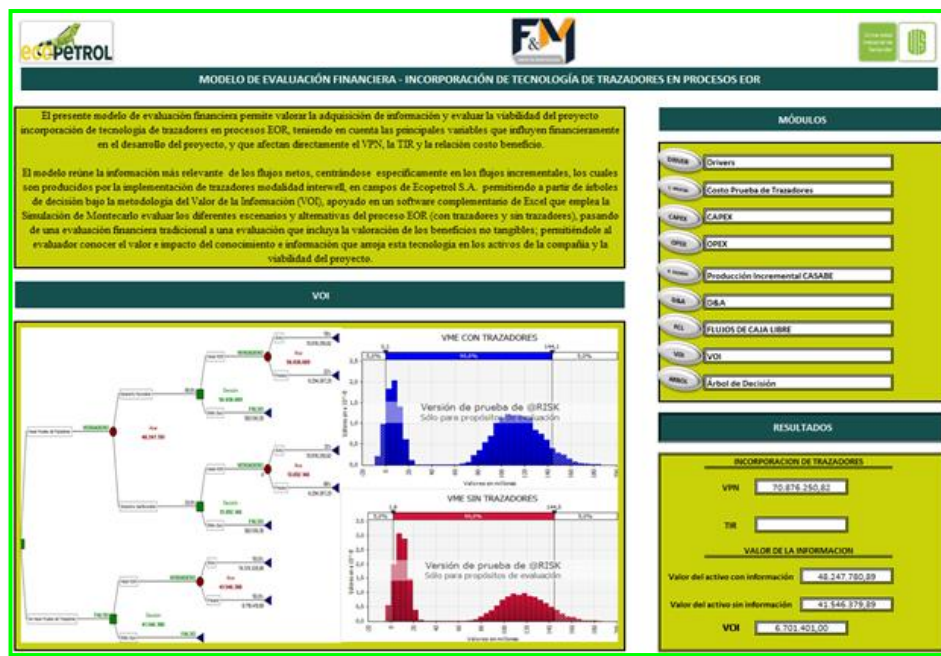


Figura 16. Modelo de evaluación financiera. Suministrado de grupo técnico de Recobro Mejorado ICP

5.1.7.3 Producción. El módulo “Producción” presenta la estimación de la producción de los escenarios Status Quo como EOR para el campo Casabe a un tiempo de 15 años. Cabe señalar que para la evaluación del proyecto se trabajara con base en la producción incremental, la cual definirá los escenarios de éxito y fracaso a partir de un factor del recobro estimado en el paso 1.

Producción Statu Quo: La producción SQ representa la producción esperada base del campo de acuerdo con sus condiciones actuales (bajo recuperación secundaria). Dado que la evaluación del proyecto se abordara a partir de la producción incremental y sabiendo que esta se calcula

sobre la curva de producción actual (statu quo), se define para este caso una producción incremental de cero.

Producción EOR: La producción EOR corresponde a la producción incremental esperada como resultado del proceso implementado, su comportamiento y producción se puede predecir a partir de métodos empíricos, analíticos o numéricos y cada uno de ellos es aplicable dependiendo de la cantidad y calidad de la información disponible.

Teniendo en cuenta lo anterior y tras la necesidad de enlazar esta predicción con el modelo de evaluación se emplea un método analítico avalado por el Grupo Técnico de Recobro con el fin de dar una estimación de la producción incremental asociada a la inyección del polímero para el campo Casabe, considerando el Original Oil in Place (OOIP), aceite recuperable del campo, factor de recobro estimado para la inyección de polímero, porcentaje del campo afectado por la tecnología y el tiempo de duración del proyecto.

El método analítico inicialmente calcula la producción incremental que representa el recobro que se va a lograr recuperar tras la inyección del polímero. La Figura 17 describe el comportamiento de la producción incremental estimada para el campo Casabe a un periodo de 15 años (una vez iniciada la recuperación mejorada se tendrá un crecimiento positivo hasta llegar a un máximo o pico de producción en el que la producción empezará a decrecer). En el apéndice A se presenta el procedimiento y desarrollo del método para el cálculo y estimación de la producción incremental.

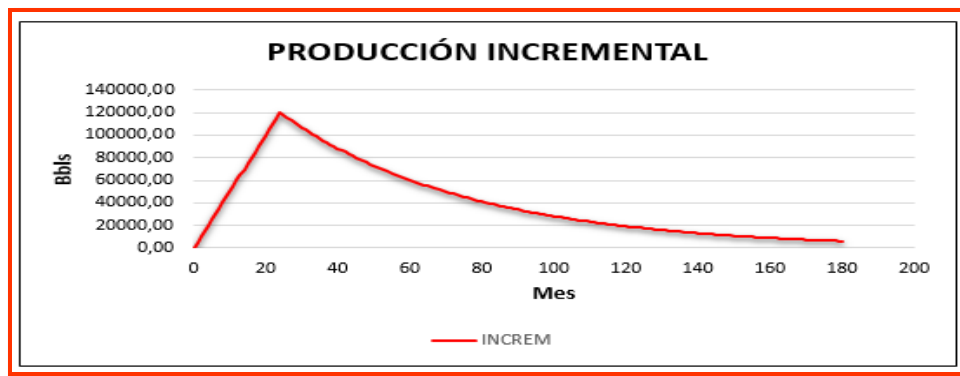


Figura 17. Producción incremental. Suministrado de grupo técnico de Recobro Mejorado ICP

5.1.7.4 Capex. Para una correcta evaluación de la incorporación de trazadores es necesario conocer los Capex requeridos para su ejecución, definidos como las inversiones de capital necesarias para llevar a cabo el proyecto. La Figura 19 representa el módulo de Capex para la ejecución de la prueba trazadores, las principales inversiones requeridas están dadas por el estudio técnico realizado por 4 profesionales; 2 profesionales del ICP y 2 Profesionales bajo el convenio UIS-ICP, así como la compra de equipos tales como; (1) Cromatógrafo UHPLC/MS-MS, (2) bombas, (1) tanque de mezcla, (1) tanque de almacenamiento de agua, (1) mangueras o líneas de flujo, (1) Mezclador, y reactivos (FBA's) que serán los trazadores a inyectar en los pozos del campo Casabe. En la Figura 18 se presenta en detalle las inversiones requeridas al inicio del proyecto con sus respectivos valores.

Esta información fue suministrada por el equipo técnico del grupo de recobro mejorado del ICP. Los valores presentes en el CAPEX son resultado de la investigación de mercado realizada por el equipo inscrito al convenio UIS-ICP.

DESCRIPCION	
Estudio Técnico	
DESCRIPCION TRAZADORES	Unidad
Equipos	
Cromatografo UHPLC/MS-MS	USD
Bomba de alta presion	USD
Bomba Air Cooled Diésel	USD
Tanque de Mezcla	USD
Linea de inyeccion de trazador	USD/Meter
Tanque de Almacenamiento de Agua	USD
DESCRIPCION EOR	Unidad
Pruebas experimentales de Polimeros	USD
Ingenieria y Obras de facilidaes	USD
Gestion de proyectos	USD

Figura 18. Módulo CAPEX. Suministrado de grupo técnico de Recobro Mejorado ICP

5.1.7.5 Opex. Los “Operational Expenditures” se definen como los costos de operación que deben ser suplidos durante la ejecución del proyecto, estos son:

Costo campo casabe: Dentro de los costos operativos presentes en los diferentes OPEX se encuentra, según Ledesma y Botteon (2015), el costo directamente relacionado con la producción y mantenimiento del campo llamado Field Lifting Costs (en inglés, Costos Directos de Producción de Campo), el cual abarca los costos de extraer petróleo luego de que la perforación y terminación de los pozos está completa. Este costo tiene en cuenta sueldos, costos de supervisión, insumos, costos de operar los mecanismos de bombeo, energía, reparación de pozos y pago a los superficiarios por utilizar sus terrenos.

Así mismo el módulo presenta en dos hojas de cálculo los OPEX para cada escenario, donde se evidencia una diferencia en los costos de operación en EOR para los escenarios de Éxito y fracaso dado que los valores presentes en estos varían en función de la producción incremental.

Opex EOR: son aquellos costos operativos en los que se incurre para el desarrollo del proceso EOR, tales como: Costo del polímero por barril incremental, monitoreo, traslado y alquiler de facilidades.

Opex trazadores en EOR: los costos operativos para la incorporación de trazadores son los mismos costos de operación presentes en el Opex EOR más los costos de operación en los que se incurre por realizar la prueba de trazadores, tales como: Interpretación, muestreo, análisis de muestras, transporte, operación de inyección de trazadores y consumibles.

Opex statu quo: este Opex representa los costos de operación de realizar el proceso como se venía realizando (recuperación secundaria) los cuales están representados por el Lifting cost o lifting del campo. Sabiendo que la producción incremental para el escenario statu quo es cero, y que el costo de operación o “Lifting Cost” se calcula en base a los barriles producidos (para el caso del proyecto barril incremental), se asume un costo de operación para este caso de cero.

La información presente en los OPEX de cada escenario fue suministrada por el grupo técnico de recobro del ICP con base en la guía para la estructuración de portafolio de inversiones de Ecopetrol.

	Unidades	2019	2020	2021	2022	2023
Costo campo CASABE	USD	8,327,278.96	23,700,717.04	27,233,243.69	21,681,045.98	17,260,806.68
Lifting cost	USD	8,327,278.96	23,700,717.04	27,233,243.69	21,681,045.98	17,260,806.68
Opex EOR	USD	1,363,289.65	1,362,429.01	1,239,661.11	0.00	0.00
Costo EOR (Polimero)	USD	123,628.54	123,628.54	0.00	0.00	0.00
Traslado de Facilidades	USD	860.64	0.00	860.64	0.00	0.00
Alquiler facilidades	USD	700,000.00	700,000.00	700,000.00	0.00	0.00
Monitoreo	USD	538,800.47	538,800.47	538,800.47	0.00	0.00
Costo Operación Trazador	USD	184,646.77	0.00	0.00	0.00	0.00
Interpretación	USD	32,410.00				
Muestreo	USD	41,303.24				
Análisis de Muestras	USD	32,410.00				
Transporte	USD	2,530.00				
Operación Inyección Trazadores	USD	41,303.24				
Consumibles	USD	1,935.36				
Otros	USD	32,754.92				
TOTAL OPEX TRAZADOR		9,907,970.30	25,095,900.97	28,505,659.73	21,713,800.90	17,293,561.61
TOTAL OPEX SIN TRAZADOR		9,690,568.61	25,063,146.05	28,472,904.81	21,681,045.98	17,260,806.68

Figura 19. Módulo OPEX. Suministrado de grupo técnico de Recobro Mejorado ICP.

5.1.7.6. Depreciación. Se realiza una depreciación por UOP (en base a las unidades de producción) hasta el límite económico, es decir hasta el punto en el que los ingresos se igualan a los costos incurridos en la explotación de hidrocarburos. Lo anterior se define según guía para la estructuración de portafolio de inversiones de Ecopetrol.

Dado que este tipo de depreciación depende de la producción esperada, el presente módulo calcula la depreciación del Cromatógrafo para los dos escenarios (Éxito y fracaso en EOR) con base al factor de recobro correspondiente definidos en el paso 1. La Figura 20 presenta la depreciación del escenario de Éxito por UOP a 15 años del costo del Cromatógrafo (base de depreciación).

Depreciación Éxito por UOP(Unidades de producción)				
	Producción Anual	Cuota de asignación de la depreciación	Depreciación Anual	Depreciación Acumulada
2019	582,327.20	0.04	20,987.22	20,987.22
2020	1,657,392.80	0.04	59,732.85	80,720.07
2021	1,904,422.64	0.04	68,635.87	149,355.94
2022	1,516,157.06	0.04	54,642.68	203,998.62
2023	1,207,049.42	0.04	43,502.36	247,500.99
2024	960,961.32	0.04	34,633.29	282,134.27
2025	765,044.62	0.04	27,572.40	309,706.67
2026	609,070.58	0.04	21,951.06	331,657.73
2027	484,895.87	0.04	17,475.77	349,133.50
2028	386,037.36	0.04	13,912.88	363,046.38
2029	307,333.71	0.04	11,076.38	374,122.77
2030	244,675.82	0.04	8,818.18	382,940.95
2031	194,792.36	0.04	7,020.37	389,961.31
2032	155,078.92	0.04	5,589.08	395,550.40
2033	123,462.09	0.04	4,449.60	400,000.00

Costo de Maquinaria	400,000.00
Producción esperada	11,098,702
Años de producción	15.00
Valor residual	0.00
Importe depreciable	400,000.00
Cuota de Depreciación por unidad	0.04

Figura 20. Módulo DEPRECIACIÓN. Suministrado de grupo técnico de Recobro Mejorado ICP.

La cuota de depreciación por unidad es el resultado del cociente entre la producción esperada y el importe depreciable, este último se calcula restando al costo de la Maquinaria su valor para el año 2032 (valor residual) el cual se asume que será de cero.

5.1.7.7 Flujo de caja libre. El presente módulo busca evaluar la incorporación de trazadores a partir del cálculo del VPN a un periodo de 15 años. Los flujos de caja en valores constantes se descuentan con una tasa del 10%. Sus ingresos están en función de la producción incremental y el precio del petróleo, el cual se calcula aplicando ajustes de calidad y transporte por 2,05% y 6,3% respectivamente sobre el precio del Brent que es de \$50 USD/BL (según guía para la estructuración de portafolio de inversiones de Ecopetrol). Las regalías son del 8% por pertenecer a proyectos de recuperación terciaria de acuerdo con la ley 756 de 2002 y los impuestos serán del 33% (según guía para la estructuración de portafolio de inversiones de Ecopetrol). Se presenta un módulo de FCL para cada caso evaluado (con y sin trazadores), cada caso evalúa los escenarios definidos en la metodología VOI (Éxito y fracaso en EOR). La Figura 21 representa la estructura del FCL para el caso con trazadores y el escenario de Éxito EOR.

FLUJO DE CAJA LIBRE		CASABE - CON TRAZADOR - ÉXITO EOR						
		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
	Precio		41.65	41.65	41.65	41.65	41.65	41.65
(*)	Producción Incremental		582,327.20	1,657,392.80	1,904,422.64	1,516,157.06	1,207,049.42	960,961.32
(=)	Ingreso		24,253,927.88	69,030,410.12	79,319,202.79	63,147,941.61	50,273,608.27	40,024,039.18
(-)	Regalías		1,940,314.23	5,522,432.81	6,345,536.22	5,051,835.33	4,021,888.66	3,201,923.13
(-)	OPEX		9,907,970.30	25,095,900.97	28,505,659.73	21,713,800.90	17,293,561.61	13,774,501.87
(=)	UTILIDAD OPERATIVA (EBITDA)		12,405,643.35	38,412,076.34	44,468,006.83	36,382,305.38	28,958,158.01	23,047,614.17
(-)	Depreciación		20,987.22	59,732.85	68,635.87	54,642.68	43,502.36	34,633.29
(-)	Amortización		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
(=)	UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS (EBIT)		12,384,656.13	38,352,343.49	44,399,370.96	36,327,662.70	28,914,655.64	23,012,980.89
(-)	Impuestos		4,086,936.52	12,656,273.35	14,651,792.42	11,988,128.69	9,541,836.36	7,594,283.69
(=)	UTILIDAD NETA		8,297,719.61	25,696,070.14	29,747,578.55	24,339,534.01	19,372,819.28	15,418,697.19
(+)	Depreciaciones, intereses, diferidos, provisiones		20,987.22	59,732.85	68,635.87	54,642.68	43,502.36	34,633.29
(=)	FLUJO DE CAJA BRUTA (FCB)		8,318,706.83	25,755,802.99	29,816,214.42	24,394,176.69	19,416,321.64	15,453,330.48
(-)	CAPEX	3,399,790.26	1,097,996.68	1,097,996.68	0.00	0.00	0.00	0.00
(=)	FLUJO DE CAJA LIBRE (FCL)	-3,399,790.26	7,220,710.15	24,657,806.31	29,816,214.42	24,394,176.69	19,416,321.64	15,453,330.48

Figura 21. Módulo FCL Suministrado de grupo técnico de Recobro Mejorado ICP.

5.1.8 Octavo Paso: seleccionar y desarrollar el enfoque de valoración (clásico y/o monte carlo). Es considerado uno de los pasos más importantes para el desarrollo de la metodología, en este paso se debe hacer un análisis de los valores que pueden tomar las variables inciertas con el fin de determinar el enfoque de valoración, generalmente en la industria de hidrocarburos los valores de las variables de incertidumbre se discretizan para la cuantificación de VOI, sin embargo, esta discretización no siempre proporcionan buenas representaciones de las variables inciertas dado que en situaciones comunes las distribuciones previas o de verosimilitud son subjetivas (Lohne & Bratvold, 2008).

5.1.8.1 enfoque clásico. Una vez obtenidas las probabilidades en los escenarios con información y sin información se construye el árbol de decisión y se realizan los cálculos del Valor Monetario Esperado (VME) con la ecuación (11) a partir del VPN calculado en el paso 7. Cabe resaltar que el cálculo del VME se realiza de derecha a izquierda, la alternativa elegida será aquella con el VME más alto y representará el tomar la decisión hoy sin adquirir más información. La Figura 22 presenta el árbol de decisión de Hacer la Prueba de Trazadores.

$$VME_i = \sum_{j=1}^k VPN(A_m, X_j)P(X) \quad (11)$$

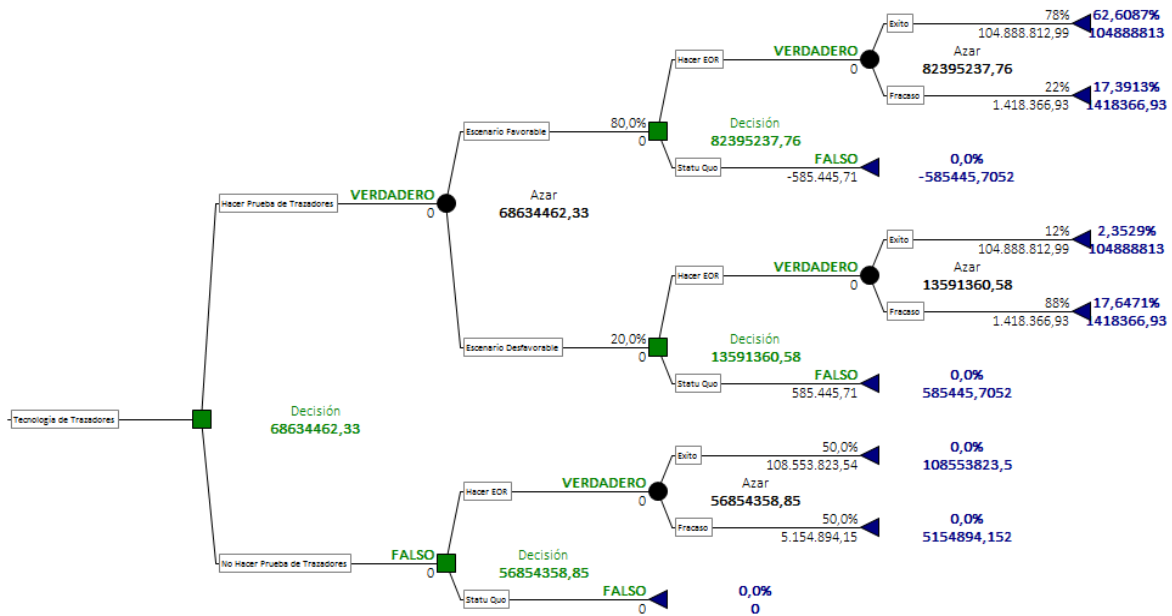


Figura 22. Árbol de decisión incorporación de trazadores. Extraído de *Precision Tree7.5* 2018

5.1.8.2 Enfoque Monte Carlo. Dado que existe un continuo de valores posibles tanto para los resultados de medición/información como para la variable incierta, no tiene sentido construir árboles de decisión para el caso MCVOI ya que las ramas donde se observa un nodo de incertidumbre serán infinitas” (Lohne y Bratvold, 2008). Sin embargo, se recomienda construirlo ya que sirve como herramienta visual para el desarrollo del presente enfoque. Al igual que en el enfoque clásico este busca calcular el valor de adquirir información, no obstante, su cálculo difiere debido al comportamiento de los valores de las variables inciertas, por lo que se hace necesario realizar su cálculo mediante simulación de Monte Carlo.

La simulación que calcula VME representado por la ecuación (12) se da por el siguiente algoritmo:

$$VME_i = \int_{\min}^{\max} VPN(A_m, R) f(x)dx \quad (12)$$

I. Definir la distribución de probabilidad y respectivos parámetros de las variables inciertas. Dada la información muestral disponible y el criterio de expertos (conocimiento subjetivo) se decide asignar una distribución PERT para cada una de las variables presentes en la evaluación, la cual fue diseñada para modelar este tipo de situaciones junto a la Triangular, en las que el usuario define los valores mínimo (pesimista), más probable y máximo (optimista). En la distribución PERT a diferencia de la triangular, los valores situados alrededor del más probable y los extremos tienen más probabilidades de producirse, es decir sus extremos no tienen tanto peso, lo que representa una ventaja en su uso.

II. Dibujar una muestra x^* de las distribución $f(x)$ ingresando en el simulador los datos del paso I. Seleccionada las distribuciones de probabilidad en el paso I se ingresan estas en @RISK con sus respectivos parámetros. La imagen 23 muestra en resumen las distribuciones de las variables de entrada.

Nombre	Gráfico	Función	Min	Media	Máx
Concentración Polimero		RiskPert(300;360;400;RiskStatic(360))	300	357	400
Pico Produccion (BBl/dia) del escenario de Éxito		RiskPert(3929;5894;7859;RiskStatic(3929))	3929.00	5894.00	7859
Pico Produccion (BBl/dia) del escenario de Fracaso		RiskPert(0;491;982;RiskStatic(491))	0.00	491.00	982
Precio del crudo		RiskPert(45;50;60;RiskStatic(50))	45	50.83333	60
Tasa de inyeccion		RiskPert(1000;2000;3000;RiskStatic(1500))	1000	2000	3000
Alquiler de facilidades		RiskPert(600000;700000;800000;RiskStatic(700000))	600.000.00	700.000.00	800000
Lifting Cost		RiskPert(12;14.3;15;RiskStatic(14.3))	12.00	14.03	15
Costo Polimero		RiskPert(3;4;5;RiskStatic(4))	3.00	4.00	5

Figura 23. Distribuciones de probabilidades. Extraído @Risk7.5 2018

III. Ingresar para cada alternativa una distribución de probabilidad que permita obtener cada posible escenario con los aleatorios del simulador teniendo en cuenta las probabilidades de los pasos 6 y 8. Se define una distribución Binomial que requiere del ingreso de parámetros n (número de ensayos de Bernoulli independientes entre sí) y p (probabilidad de ocurrencia de éxito entre los ensayos), para el caso se toma $n=1$ (convirtiéndose en una distribución bernoulli) y probabilidad de ocurrencia respectiva a cada alternativa, con el fin de generar aleatoriamente valores de 1 y 0 que representan el Éxito y el Fracaso para cada escenario. Por ejemplo en el caso de hacer la prueba de trazadores existe una probabilidad de obtener éxito del 80% y fracaso del 20% cuyo valor de salida (1 o 0) ayuda a determinar en cada iteración un VME. La Figura 24 muestra lo descrito en este paso, cabe resaltar que se debe hacer para todos los posibles escenarios.

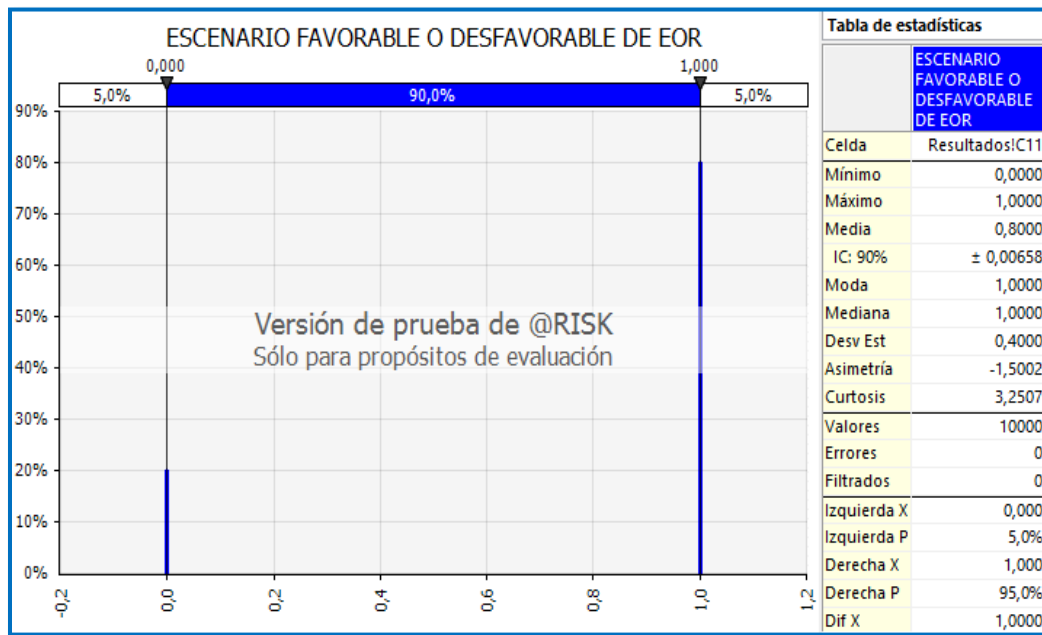


Figura 24. Distribución binomial escenario favorable y desfavorable EOR. Extraído de @Risk7.5 2018

IV. Definir una función lógica que me relacione los escenarios aleatorios del paso III con los flujos de caja obtenidos de la variación de la muestra dibujada en el paso II. Para el caso se define una “función si” de Excel que relacione los posibles escenarios con los flujos de caja de cada uno, es decir siguiendo el ejemplo del paso III de obtener 1 (Escenario Favorable) la función si arrojará los FCL de Hacer EOR / Escenario Favorable (Ver Resultado Apéndice A).

V. Cálculo del VPN para cada escenario. Este paso se desarrolla fácilmente con ayuda de la herramienta VAN de Excel que determina este resultado para cada una de las iteraciones, esta se define como una salida en @RISK y se hace para cada uno de los escenarios.

VI. Cálculo del VME con n iteraciones definidas por el evaluador para cada escenario. Los pasos presentes en el paso 8 se repiten N veces donde N=10.000. El cálculo del VME de cada alternativa A_i presentará un conjunto muestral de VPNs dadas sus respectivas probabilidades de ocurrencia obteniendo como resultado una curva del comportamiento de estos.

En el apéndice C se desarrolla un diagrama de flujo con la ayuda de la herramienta Visio, para mayor entendimiento de la metodología de VOI.

5.1.9 Noveno Paso: Cálculo del valor de la información (VOI) y comunicar resultados.

Calcular VOI con la ecuación (13).

$$VOI = (\text{Valor del activo con información}) - (\text{Valor del activo sin información}) \quad (13)$$

Comunicar resultados y tomar la decisión bajo los criterios:

- $VOI > 0$, El tomador de decisiones optara por adquirir información adicional
- $VOI = 0$, La información adicional será indiferente para el proyecto.
- $VOI < 0$, No se recomienda adquirir información adicional para el proyecto en desarrollo

6. Resultados

6.1 Análisis VOI Enfoque Clásico.

6.1.1 Caso sin información. Con base en el modelo de evaluación establecido este caso contempla el análisis del proyecto sin adquirir información adicional, obteniendo dos escenarios producto de realizar EOR definidos como Éxito y Fracaso, de los cuales de realizar un proceso EOR con éxito se obtiene un VPN de USD\$108.553.823,54 y de realizar un proceso EOR con fracaso un VPN de USD\$5.154.894,15

En la Figura 25 se observa que con una probabilidad de ocurrencia del 50% para cada escenario se obtiene un VME de USD\$56.854.358,85 para la alternativa de hacer EOR y un VME de 0 para la alternativa Statu Quo, producto de que esta no incurre en costos y tampoco obtiene ingresos; dado que es un nodo de decisión el VME de no hacer la prueba de trazadores es el mismo de la alternativa de hacer EOR.

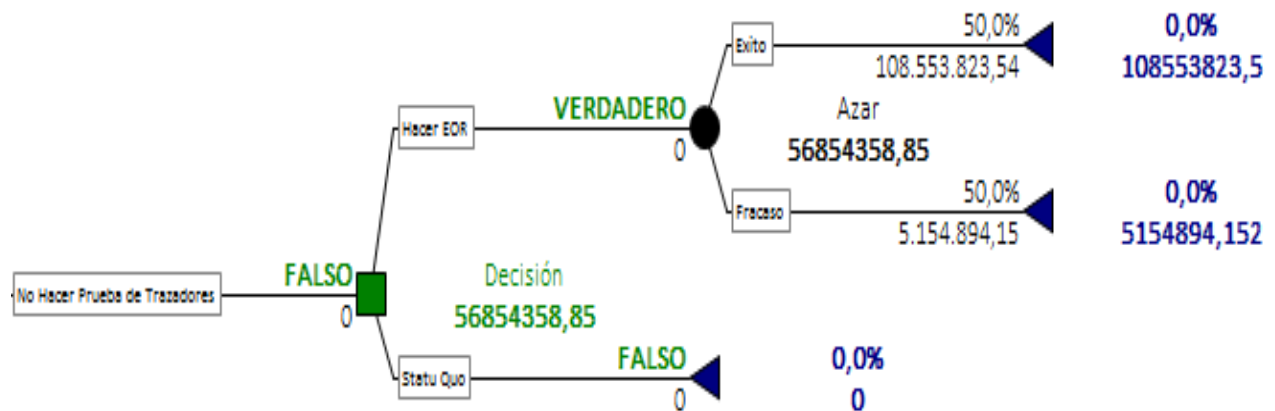


Figura 25. Diagrama árbol caso no hacer prueba de trazadores. Extraído de Precision Tree7.5 2018

6.1.2 Caso con información. Para el caso con información se observa en la Figura 26 los VPN de los escenarios de éxito y fracaso de hacer EOR con valores de USD\$104.888.812,99 y USD\$1.418.366,93 respectivamente, así mismo se observa un VPN negativo en la alternativa Statu Quo de los escenarios Favorable y Desfavorable que representan la inversión y costos operacionales de la Prueba de Trazadores.

En el presente caso se observa un VME de USD\$68.634.462,33 resultado del mayor valor de las alternativas (hacer EOR y Statu Quo) por la probabilidad de cada escenario (Favorable y Desfavorable de hacer EOR). Este valor es mayor respecto al VME del caso sin información, dado que el escenario de obtener éxito en trazadores presenta la mayor probabilidad de ocurrencia (80%) y este contiene la mejor alternativa de hacer EOR con un aumento a su vez en la probabilidad de éxito del 28% respecto al éxito de EOR sin trazadores.

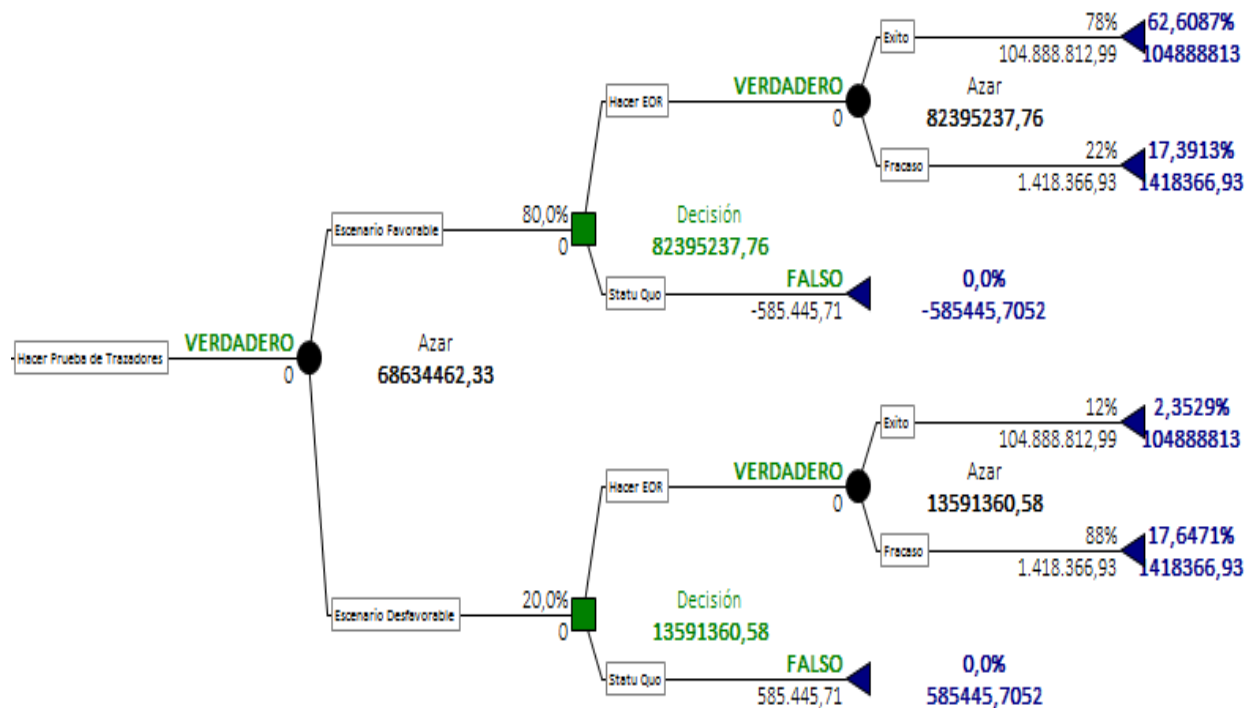


Figura 26. Diagrama árbol caso hacer prueba de trazadores. Extraído de Precision Tree 7.5 2018

6.1.3 Valor de la información (VOI). De realizar la prueba de trazadores se obtiene un valor de la información de USD\$11.780.103,48 como lo muestra la Figura 27, producto de la diferencia entre el VME de hacer la prueba y el VME de no hacerla. Dado que el valor obtenido de VOI es positivo, la recolección de información adicional en busca de reducir la incertidumbre en EOR a partir de la prueba de trazadores resulta ser viable generando valor en los activos de la compañía.

VALOR DE LA INFORMACIÓN CLÁSICO	
Valor del activo con información	68.634.462,33
Valor del activo sin información	56.854.358,85
VOI	11.780.103,48

Figura 27. Valor de la información. Suministrado de grupo técnico de Recobro Mejorado ICP

6.2 Análisis VOI Enfoque Monte Carlo (MCVOI).

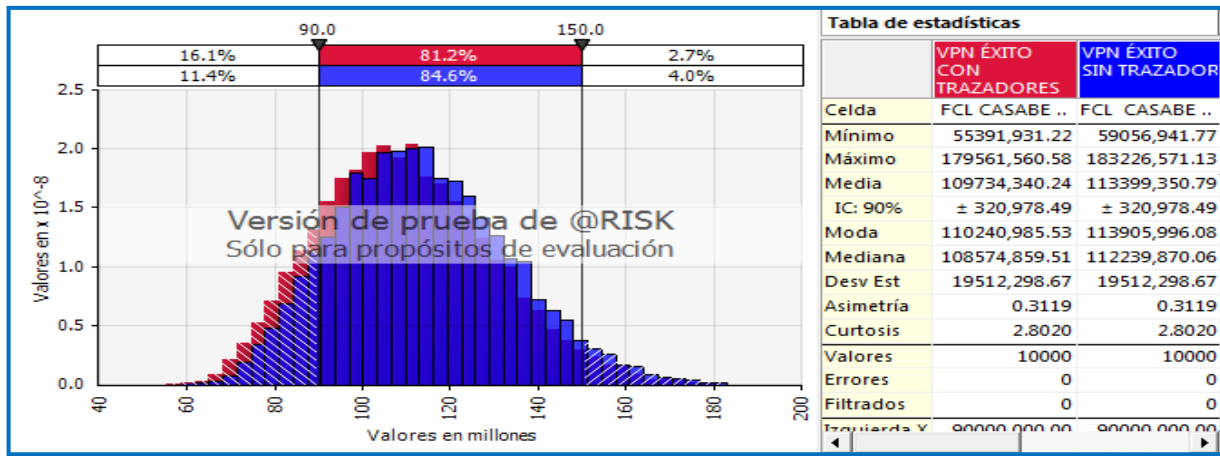
Para el presente enfoque se empleó la simulación de Monte Carlo con el fin de generar distribuciones de probabilidad para cada una de las variables de interés y obtener 10.000 iteraciones del modelo de evaluación, base para el presente análisis de resultados.

La evaluación de este enfoque contempla el análisis de los escenarios de éxito y fracaso en EOR de los casos con información y sin información, con el objeto de obtener el valor de la información.

6.2.1 Valor Presente Neto Escenario de Éxito. Contempla el análisis de éxito a partir de tomar la decisión de adquirir o no información adicional, el escenario de éxito presenta un VPN positivo para cada uno de los casos, en la Figura 28 se observa una media de USD\$113.399.350,79 para el caso sin información, siendo esta un poco mayor comparada con el caso de adquirir información que presenta una media de USD\$109.734.340,24. Esta diferencia presente en los dos casos se debe a que el desarrollar la prueba de trazadores para adquirir información incurre en costos de

operación e inversión y no genera un aumento en ingresos, su finalidad es reducir la incertidumbre y su beneficio se verá reflejado en el VME del cual se hará un análisis más adelante arrojado por la implementación de trazadores.

Figura 28. Valor Presente Neto de Éxito con y sin trazadores. Extraído de @Risk7.5 2018.



6.2.2 Valor Presente Neto Escenario Fracaso. La Figura 29 presenta los VPN de fracaso para el caso con información y sin información, los valores medio máximo y mínimo de las dos alternativas son similares, sin embargo el caso sin información presenta valores más altos con una media de USD\$5.451.492,06 y un máximo de USD\$18.510.856,38; se estima un Valor en Riesgo (VAR) considerado bajo para ambos casos, con una probabilidad de 34,9% para el caso con información e igual al 8,8% para el caso sin información de presentar valores negativos, con pérdidas máximas de USD\$-8.561.807,37 y USD\$-4.730.892,75 respectivamente.

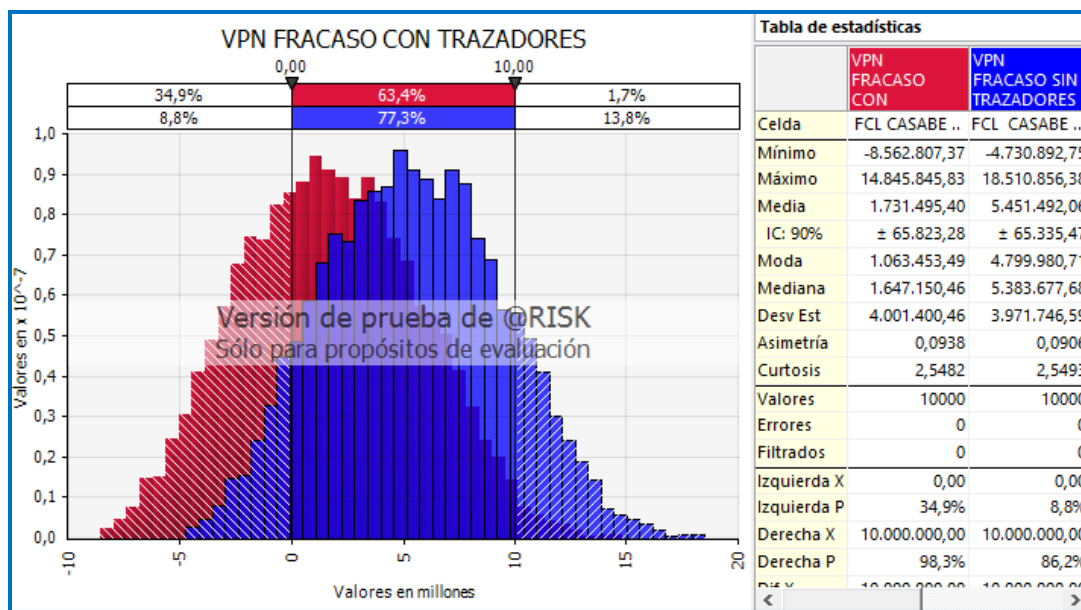


Figura 29. Valor Presente Neto de Fracaso con y sin trazadores. Extraído de @Risk7.5 2018.

6.2.3 Valor Monetario Esperado (VME) casos con y sin información. Como se mencionó, la evaluación VOI contempla las probabilidades de ocurrencia de cada escenario y con base en esta y junto con los respectivos VPN de cada uno, calcula los VME de cada alternativa para determinar el valor de la información.

La Figura 30 contempla los VME de realizar EOR para los casos con y sin información, evidenciando la alta probabilidad de obtener mayores ganancias producto de obtener escenario Favorable en EOR respecto a obtener Desfavorable o no realizar Prueba de Trazadores.

Los valores máximos posibles que se pueden alcanzar de realizar EOR son de USD\$184.519.786,96 para el caso sin trazadores, USD\$181.707.255,92 para el caso de tener escenario Favorable y USD\$166.540.736,30 para el caso de obtener escenario Desfavorable, siendo para el caso sin trazadores la de mayor valor, sin embargo el caso de obtener escenario Favorable resulta ser la mejor opción para la compañía dado que presenta una mayor probabilidad de obtener mayores ganancias con una media de USD\$86.223.554,09 la cual resulta mayor comparada con la media de realizar EOR en el escenario Desfavorable (USD\$14.385.557,90) y

sin trazadores (USD\$59.430.630,91). Así mismo presenta una desviación estándar menor en 8.205.054 respecto al VME en EOR sin trazadores y una desviación estándar de 12.215.189,93 mayor respecto al VME en EOR de obtener escenario Desfavorable, pero este último resulta no ser la mejor opción dada su probabilidad de obtener pérdidas es mayor.

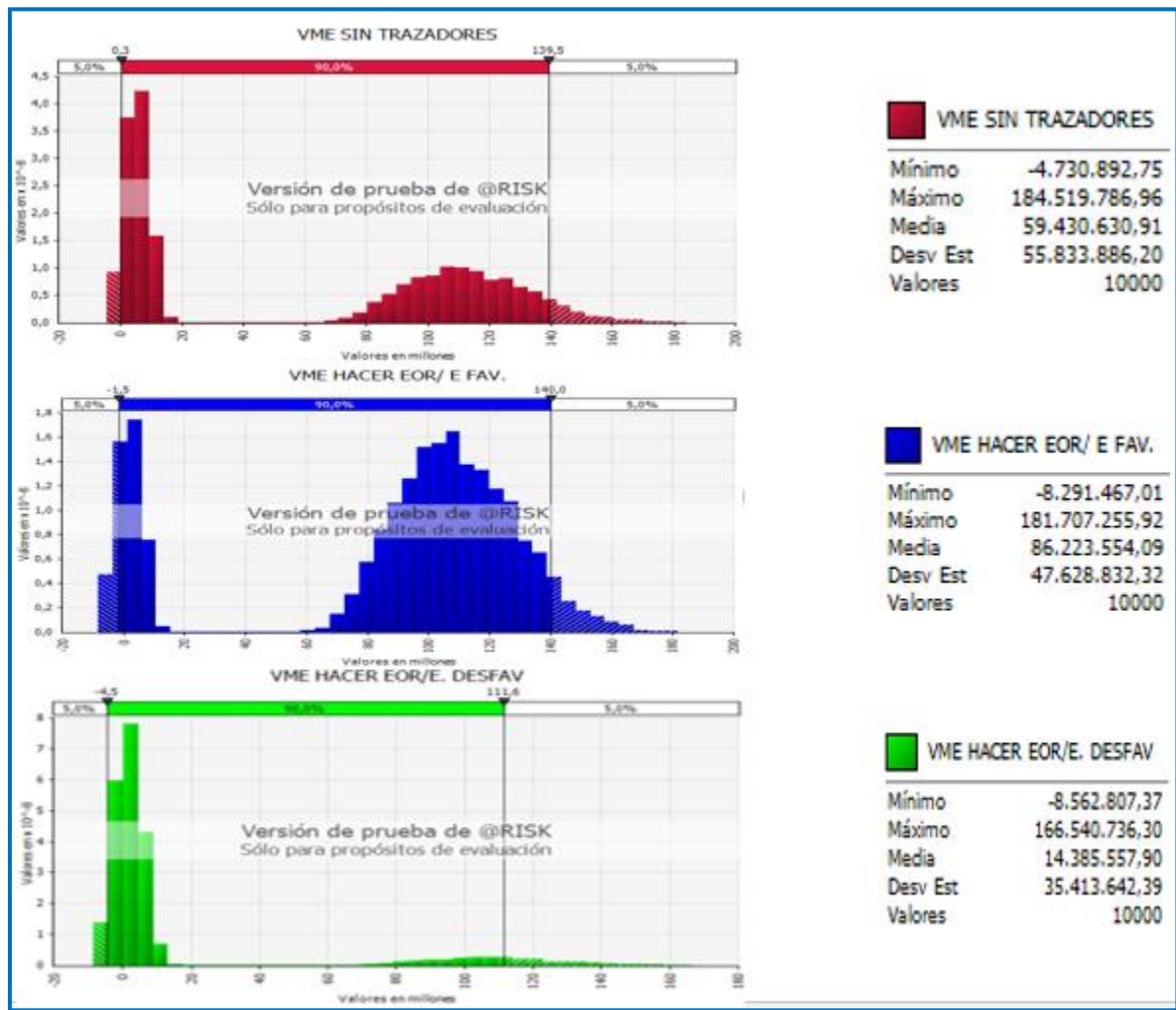


Figura 30. Valor Monetario Esperado sin trazador y Alternativas de Hacer EOR con Trazador. Extraído de @Risk7.5 2018.

Basados en la probabilidad de los escenarios Favorable y Desfavorable (80% y 20% respectivamente) se determina el cálculo del VME final. La Figura 31 representa los VME de adquirir información (curva roja) y sin información (curva azul), donde podemos evidenciar una

curva seccionada cuya media para el caso de adquirir información es de USD\$72.114.058,75 y para el caso sin información de USD\$59.433.709,80 Por otra parte el caso sin información presenta una probabilidad de ocurrencia del valor en riesgo en un 7,4% menor respecto al caso de adquirir. Así mismo se observa que en el caso con trazadores existe una diferencia positiva en la desviación estándar de 2.212.008,28, siendo este atractivo para los intereses de la compañía, dado que una desviación estándar menor representa menor dispersión de los datos respecto a la media.

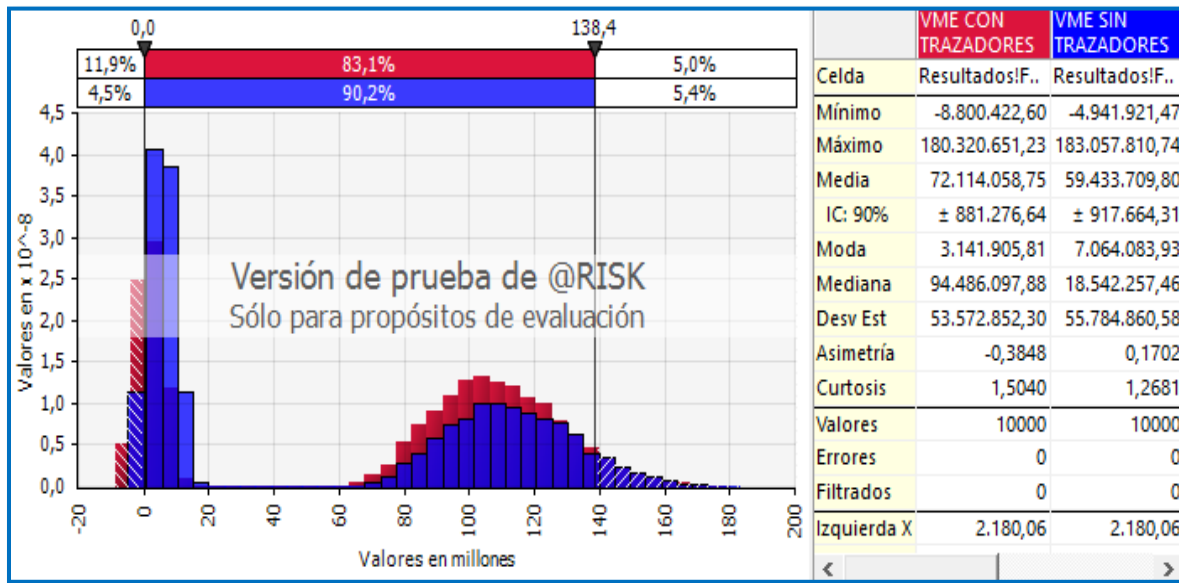


Figura 31. Valor Monetario Esperado con trazadores y sin trazadores. Extraído de @Risk7.5 2018.

Teniendo en cuenta el análisis del diagrama de tornado del VME sin trazadores presentado en la Figura 32, se encuentra que las variables con mayor influencia en el VME son el “éxito o fracaso en EOR sin trazadores”, pico de producción de obtener fracaso en EOR y el precio del Brent, con una correlación de 0.87, 0.24 y 0.22 respectivamente.

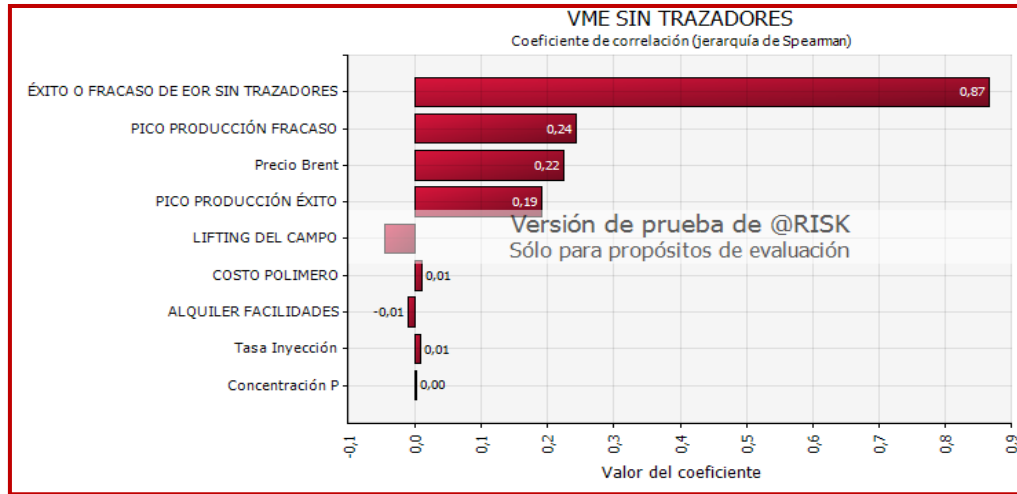


Figura 32. Diagrama tornado VME sin trazadores. Extraído de @Risk7.5 2018.

En el diagrama de tornado correspondiente del VME con trazadores presentado en la Figura 33 se puede observar que la variable que más influye en el VME es “Éxito o Fracaso en EOR dado escenario Favorable” con una correlación de 0.58, seguida de la probabilidad de obtener Escenario favorable o Desfavorable de EOR y pico de producción del éxito en EOR con una correlación de 0.46 y 0.32 respectivamente.

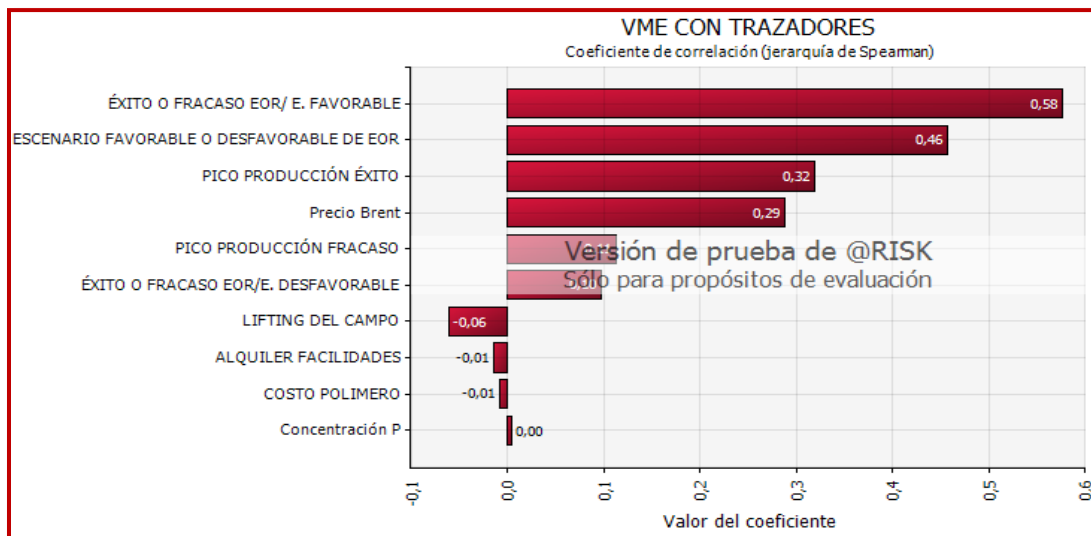


Figura 33. Diagrama tornado VME con trazadores. Extraído de @Risk7.5 2018.

De los diagramas presentados en las Figuras 33 y 34 podemos evidenciar que la variable de éxito o fracaso presenta una correlación de 0.87 para el caso “sin trazador” mostrando un considerable cambio respecto al caso “con trazador” cuya correlación es de 0.46, lo que es lógico ya que en el momento de adquirir información lo que se busca es reducir la incertidumbre de esta variable pasando de un 50% a un 78% de tener Éxito en EOR, variable condicionada por el escenario favorable que representa la mayor correlación en el caso con trazador (0,58).

6.2.4 Comparación VOI. Con respecto al valor de la información de ambos enfoques se evidencia un valor mayor para el enfoque Monte Carlo en comparación al enfoque clásico, Tabla 6. Esta diferencia existe debido a los efectos del proceso de desratización presente en el enfoque clásico y a la frecuencia de VPNs más reales obtenidos durante las simulaciones de Monte Carlo, sin embargo, no se cuenta con el soporte necesario para afirmar que el enfoque continuo en la mayoría de las veces arroja un resultado mayor que un enfoque discreto. Así mismo el enfoque Monte Carlo brinda más y mejores herramientas para la toma de decisiones, pues permite el análisis detallado de múltiples escenarios y no solo los definidos de manera determinística; este análisis depende de las distribuciones de probabilidad asignadas y sus respectivos parámetros.

RESULTADOS	
INCORPORACION DE TRAZADORES	
VALOR DE LA INFORMACIÓN MONTE CARLO	
Valor activo con información	71.491.371,13
Valor activo sin información	59.303.404,49
VOI	12.187.966,64
VALOR DE LA INFORMACIÓN CLÁSICO	
Valor del activo con información	68.634.462,33
Valor del activo sin información	56.854.358,85
VOI	11.780.103,48

Figura 34. Resultados VOI. Suministrado de grupo técnico de Recobro Mejorado ICP

7. Conclusiones

En definitiva, la información que brinda la Prueba de Trazadores se considera valiosa para la compañía, dado que no se puede obtener por otras técnicas convencionales de ingeniería de yacimientos; el valorar esta información ex-ante a un proyecto de Recobro Mejorado, permite ampliar el panorama de toma de decisiones e incrementar su asertividad y con ello incrementar las utilidades de la compañía.

Se diseñó una metodología para la valoración de la información producto de la implementación de tecnologías en la industria de los hidrocarburos desde la perspectiva de VOI, bajo los enfoques Clásico y Monte Carlo, contemplando un análisis de múltiples escenarios, con la simulación de Monte Carlo fundamentado en la teoría Bayesiana, logrando una metodología de valoración más completa y realista, que puede ser adoptada por la gerencia para soportar el proceso de toma de decisiones en proyectos de inversión de este tipo.

La metodología propuesta permite monetizar el valor de la información y estimar la reducción de incertidumbre, permitiendo determinar la factibilidad técnica y financiera de implementar la tecnología de trazadores Inter-Well.

Los resultados obtenidos del VOI para los dos enfoques propuestos en la metodología es diferente, se observa que, para valores continuos en la variable, el VOI es mayor, sin embargo, no hay pruebas que permitan generalizar dicha interpretación, no obstante, se puede decir que existe un efecto en la discretización de la variable y que la magnitud de este depende del método de discretización utilizado.

El enfoque Monte Carlo permite realizar un análisis detallado de las variables con mayor impacto al VPN, donde se evidencia una hegemonía de la incertidumbre del proceso EOR para el

caso sin información adicional y un gran impacto en la incertidumbre de obtener un escenario favorable para el desarrollo del proceso EOR tras hacer la prueba de Trazadores, lo que es apenas lógico, ya que lo que busca la compañía con la prueba es alcanzar un óptimo en sus procesos de Recobro Mejorado de Petróleo reduciendo estas incertidumbres y generando un aumento en los activos.

Las distribuciones de probabilidad continua para el VPN de los casos presentes con y sin trazadores obtenidas en el enfoque Monte Carlo, demuestran la reducción de la incertidumbre que puede proporcionar la información adicional, por lo tanto, la implementación de la tecnología de trazadores puede verse como una medida de reducción de riesgo en EOR y la diferencia entre las dos distribuciones del VPN indicará si la información arrojada por esta, es una medida de reducción de riesgo rentable.

La valoración de beneficios no tangibles despertó un interés en Ecopetrol S.A sobre el trabajo de investigación, por lo que los resultados de la metodología propuesta van más allá de un valor teórico logrando un aporte a nivel práctico, lo que puede causar una amplia utilización de la metodología en futuros proyectos de la compañía.

8. Recomendaciones

Dada la complejidad de la actualización bayesiana de variables continuas para el enfoque Monte Carlo, se recomienda desarrollar herramientas de cálculo para ayudar al profesional evaluador a enfocarse en el flujo de trabajo de VOI en general, en lugar de gastar mucho esfuerzo en cálculos técnicos detallados.

Se recomienda incluir en el modelo una evaluación minuciosa del proceso EOR a implementar, dada la existencia de diferentes procesos y que el diseño de estos requiere de un análisis financiero y probabilístico de la rentabilidad y riesgos más detallado.

Incluir al modelo construido el análisis de riesgos del proyecto con un plan ejecutable de mitigación y el cálculo de las contingencias con sus respectivas incidencias en el flujo de caja libre.

Referencias Bibliográficas

- Bratvold, R. B., Bickel, J. E., Risk, A., & Lohne, H. P. (2009). Value of Information in the Oil and Gas Industry : Past , Present , and Future, (November 2007), 11–14.
- Concha, I. A. G., & Chacur, A. A. (2014). Evaluación económica de proyectos de inversión basada en la teoría de opciones reales. *Revista Ingeniería Industrial*, 2(1), 83–90.
- Coopersmith, E. M., & Cunningham, P. C. (2002). A Practical Approach to Evaluating the Value of Information and Real Option Decisions in the Upstream Petroleum Industry. *Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1–10. <https://doi.org/10.2118/77582-MS>
- Deans, H. A., & Carlisle, C. (1988). Single Well Chemical Tracer Test Handbook. *Chemical Tracers Inc., Houston, TX*, (307).
- Demirmen, F., & Consultant, P. G. (n.d.). Spe 36631 ., 565–579.
- Du, R. (1996). the Value of Information. *Information Systems Management*, 13(1), 68–72. <https://doi.org/10.1080/10580539608906976>
- GÓMEZ, J. C. O., & CABRERA, J. P. O. (2008). El Proceso De Análisis Jerárquico (Ahp) Y La Toma De Decisiones Multicriterio. Ejemplo De Aplicación. *Scientia Et Technica*, XIV(39), 247–252. <https://doi.org/0122-1701>
- Grijalva, Y. E. (2009). Introducción al método de simulación de Monte Carlo. *Métodos Cuantitativos Para Los Negocios*, 232–249.
- Ileana García, S. (2013). Pruebas de Trazadores Químicos en la Estimación de la Saturación de Aceite Residual, 184.

- Lohne, H. P., & Bratvold, R. (2008). A monte carlo approach to value of information evaluation. *International Petroleum Technology Conference IPTC 2008 December 3 2008 December 5 2008, 1*(December), 450–461.
- Márquez, D. A. (2016). Opciones Reales En La Gerencia De Proyectos. Retrieved from https://repository.eafit.edu.co/bitstream/handle/10784/9189/Daniel_ArangoMárquez_2016.pdf?sequence=2&isAllowed=y
- Miranda Miranda, J. J. (2005). Gestion de proyectos. Identificación-Formulación-Evaluación-Financiera, económica,social, ambiental., *Cuarta Edi*, 519. <https://doi.org/10.4067/S0718-34292008000200001>
- Bravo y Mendoza (2005). Gestion Integral de Riesgos Tomo I.
- Orlando, G., & López, P. (2006). Metodologia para el Diseño y Evaluacion de Pruebas de Trazadores entre Pozos como Herramient Complementaria en la Caracterizacion de Yacimientos: Estado del Arte
- Sabag, J. R. (2008). Pruebas de Trazadores en la Recuperación de Hidrocarburos. Retrieved from <http://academiadeingenieriademexico.mx/archivos/coloquios/5/Pruebas de Trazadores en la Recuperacion de Hidrocarburo.pdf>
- Salomao, M. C., & Figueiredo Junior, F. (2007). Risk Analysis for Comparison of Development Plans - Application of Utility Theory and Value of Information in a Real Field. *EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition*, (June 2007), 11–14. <https://doi.org/10.2118/107194-MS>
- Castillo y Díaz (2009). Analisis Financiero Probabilistico de la Rentabilidad y el Riesgo Esperados en un Proyecto de Recobro Mejorado Mediante Inyeccion de Agua. Caso Base - Campo Lisama

Villarreal, J. E., & Meza, D. S. R. (2007). Herramientas Para La Toma De Decisiones De Inversión En Proyectos De Alto Riesgo, *VIII*(1), 22–47. Retrieved from <http://www.redalyc.org/pdf/646/64629832007.pdf>