

**METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA Y EL ANÁLISIS
DE RIESGO E INCERTIDUMBRE DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE
AGUA**



**JENNY PATRICIA MEJÍA ROMERO
JORGE MARIO PALMA BUSTAMANTE**

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

2008

**METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA Y EL ANÁLISIS
DE RIESGO E INCERTIDUMBRE DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE
AGUA**

**JENNY PATRICIA MEJÍA ROMERO
JORGE MARIO PALMA BUSTAMANTE**

Trabajo de grado para optar el título de Ingenieros de Petróleos

Director

SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO

**M. Sc. Ingeniería de
Petróleos**

Co-directora

**CLAUDIA DELGADILLO AYA
Ingeniera de Petróleos**

Co-director

**GUSTAVO ADOLFO MAYA
Ingeniero de Petróleos**

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

2008

DEDICATORIA

A Dios, Ingeniero de ingenieros, Rey de reyes y Doctor de doctores, mil gracias papito hermoso porque me has regalado todas las bendiciones que una persona necesita para cumplir sus sueños, a la Virgen María y al Espíritu Santo, porque me han levantado de mis caídas y me han protegido en cada instante de mi vida, a ustedes les debo este gran logro y los amo con todo mi ser.

A mi mamita y mi papito, porque sus brazos siempre se abren cuando necesito un abrazo. Su corazón sabe comprender cuándo los necesito como amigos. Sus ojos sensibles se endurecen cuando necesito una lección. Su fuerza y su amor me han dirigido por la vida y me han dado las alas que necesitaba para volar. Los amo.

A mis hermanos, Carlos, Néstor y Eliana, porque siempre me han apoyado en todas mis decisiones y me han acompañado en muchas travesuras, los adoro. A mi abuelita Pachita, a la memoria de mis abuelos Josefina y Antonio, los extraño y solo les pido que siempre me acompañen desde el cielo. A todos mis tíos y familiares por sus consejos y por la confianza que han depositado en mí.

A Julio, porque me has enseñado a creer en el amor, y me has demostrado que la distancia no es una barrera cuando se ama de verdad, gracias por tus consejos y los momentos más hermosos de mi vida los he pasado contigo. Te amo mi cielito.

A Jorge, Edwin, Kelly y Mary, porque me acompañaron durante toda la universidad, estuvimos juntos en buenos y malos momentos y por todo su apoyo en la realización de este proyecto.

A todas aquellas personas que en algún momento de mi vida han aportado su granito de arena en mi formación espiritual, personal y profesional, mil gracias de todo corazón.

Jenny Patricia Mejía

DEDICATORIA

A Dios por haberme otorgado la fuerza y la voluntad necesaria para cumplir con las metas propuestas. A mi mamá María por todo su amor y apoyo incondicional en cada momento de mi vida, a mi papá Jorge y a mi hermano Jacobo por todo su apoyo y frases de aliento. A todos mis tíos, en especial a mi tía casi madre Teresa, por toda la confianza que depositaron en mí y por brindarme toda esa alegría y calor de hogar. A mi abuelo Lázaro por el gusto infundado hacia el fútbol, a mi abuelita Mercedes por el amor hacia mi religión.

A Jenny por su apoyo y confianza para la realización de este proyecto. Al GRM por todas las oportunidades otorgadas, a sus ingenieros en especial a mi "mamá" Claudia y a León por toda su colaboración, y a sus integrantes Fabián, Ingrith, Joel, Franklin, Leandro, Jaime, Andrés. Al Ingeniero Samuel por toda su colaboración y apoyo en la realización de este trabajo.

A Rolo y a José por todos esos buenos momentos de desparche de los que hicimos buen uso, como la elaboración de la Súper Fórmula, esos momentos son inolvidables, muchas gracias amigos. A Leydi por ser tan especial y amable siempre conmigo, te quiero mucho mi Ley. A Say por todo el apoyo y confianza que me dio, gracias por ser tan buena amiga conmigo. A los cuatro gracias por permitirme hacer parte de ese gran grupo social y de estudio que fuimos. A Diana (Rola), Sando, Juanfe, gracias por su amistad y apoyo durante toda la carrera.

A Sandra, Andre y Chiky por haberme permitido compartir todos esos momentos especiales que vivimos, gracias por todo niñas las quiero mucho y siempre las llevaré en mi corazón. A Janice, Yoleth, Silvia I, Silvia R, Yessica, Karen, Fefer y Zora por haberme brindado su amistad.

A los costeños (2040), Jules, Renzo, Risas, Du, Max y Anita por ser siempre buenos amigos conmigo, muchas gracias de todo corazón. Claudia, Dianita, Alejo, Zully, Betty, Guillermo por ser buenos compañeros de trabajo en ACEIP, por todos esos gracias muchachos.

A Yudy, Monsalve, Elisa, Daniel y Castro gracias por los buenos momentos que permitieron que estuviera a su lado, y por recibirme como uno más de ustedes. A Cristina, Shirley, Marcela gracias por brindarme su confianza y su amistad. A todos mil y mil gracias por hacer esto posible.

Jorge Mario.

AGRADECIMIENTOS

Queremos expresar nuestros más sinceros agradecimientos a todas aquellas personas que con su colaboración y apoyo, hicieron posible la realización de este trabajo.

A la Universidad Industrial de Santander por fomentar un espacio propicio para el desarrollo del conocimiento, y por permitirnos hacer parte de esta magnífica institución.

Al Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), a cada uno de los ingenieros que de una u otra forma nos apoyaron y ayudaron en la elaboración de nuestro trabajo.

A la escuela de Ingeniería de Petróleos–UIS, y a cada uno de los profesores, quienes hicieron de nosotros unos excelentes profesionales.

Samuel Fernando Muñoz, por todos sus consejos y aportes durante el desarrollo del proyecto. Por la exigencia y la confianza expresada en el grupo, que lo llevan a ser ese magnífico líder que tanto se necesitan en las instituciones, por todo eso muchas gracias Profe.

Al Grupo de Investigación de Recobro Mejorado, a cada uno de sus ingenieros, Érika, Robinson, Fernando, Diana por todos sus aportes y sugerencias en el desarrollo del proyecto. A todos nuestros compañeros de grupo por esos buenos momentos que pasamos.

A los Ingenieros Gustavo Maya y Carlos Naranjo, por su colaboración, dedicación y orientación en la dirección de nuestro trabajo.

Claudia Delgadillo y Nelson León, por todo el tiempo dedicado en la orientación de nuestro trabajo, por todos esos consejos y recomendaciones que permitieron desarrollar de una mejor forma nuestro proyecto, muchas gracias.

A Edwin Muñoz y Kelly Colmenares por su amable colaboración en la realización nuestro proyecto.

A todos nuestros amigos y a aquellas personas que en algún momento nos colaboraron y nos dieron un gesto de sincero apoyo. Muchas gracias a todos.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
1. INYECCIÓN DE AGUA.....	4
1.1. PRINCIPIOS BÁSICOS	5
1.2. FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA INYECCIÓN DE AGUA.....	12
1.2.1. Caracterización del agua de inyección.....	12
1.2.2. Fuente de agua	14
1.2.3. Tratamiento de agua	17
1.3. SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA	19
1.3.1. Configuración de la inyección	20
1.3.2. Tipos de pozos.....	21
1.3.3. Facilidades de Inyección	23
1.3.4. Facilidades de producción.....	25
1.4. CONDICIONES OPERACIONALES	28
1.5. PREDICCIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA	29
2. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO	32
2.1. FLUJO DE EFECTIVO.....	32
2.1.1. Inversión neta o inicial.....	34
2.1.2 Costos.....	34
2.1.3 Ingresos	38
2.1.4 Depreciación	39
2.1.5. Impuestos.....	44
2.1.6. Amortización	45
2.2. MÉTODOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO	46
2.2.1. Valor presente neto.....	47
2.2.2. Tasa interna de retorno	49
2.2.3. Tasa promedio de retorno	51
2.2.4. Tiempo de recuperación de la inversión o PAYBACK TIME.	52
3. RIESGOS E INCERTIDUMBRE EN PROYECTOS DE INYECCIÓN DE AGUA.....	56
3.1 IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS.....	58

3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS RIESGOS	59
3.2.1 Riesgos de entorno.....	59
3.2.2 Riesgos financieros.....	60
3.2.3 Retrasos en la ejecución.....	62
3.2.4 Riesgos Operacionales.....	62
3.3 PRIORIZACIÓN DE RIESGOS.....	64
3.4 MATRIZ DE RIESGOS	69
3.5 MODELAMIENTO DE VARIABLES CRÍTICAS	74
3.5.1 Diagramas Causa Efecto	74
3.5.2 Diagramas de Influencia	75
3.6 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	77
3.7 SIMULACIÓN DE MONTECARLO	80
4. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO Y DE RIESGO E INCERTIDUMBRE EN UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE AGUA... 82	
4.1 OBJETIVO ECONOMICO.....	83
4.2 FORMULACIÓN DE ESCENARIOS	84
4.3 RECOLECCION DE DATOS	85
4.3.1 INVERSION INICIAL.....	86
4.3.2 INGRESOS	90
4.3.3 EGRESOS	91
4.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	94
4.4.1 FLUJOS DE EFECTIVO	94
4.5 ANALISIS DE RIESGO E INCERTIDUMBRE.....	98
5. APLICACIÓN	117
5.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO A EVALUAR	117
5.1.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	119
5.1.2 ANÁLISIS DE RIESGO E INCERTIDUMBRE.....	129
6. CONCLUSIONES	140
7. RECOMENDACIONES.....	142
BIBLIOGRAFIA.....	143

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mojabilidad.....	7
Figura 2. Comportamiento de la presión capilar en diferentes sistemas.....	7
Figura 3. Curva de permeabilidad relativa	8
Figura 4. Agua subterránea	15
Figura 5. Agua de producción	15
Figura 6. Agua de superficie	16
Figura 7. Proceso Cíclico de la Inyección de Agua.....	19
Figura 8. Arreglo de cinco puntos	20
Figura 9. Arreglo de 7 puntos.....	21
Figura 10. Arreglo de 9 puntos.....	21
Figura 11. Tipos de Pozos	22
Figura 12. Tanques de almacenamiento según su forma.	27
Figura 13. Comportamiento de un costo fijo respecto a la producción	36
Figura 14. Comportamiento de un costo variable respecto a la producción.	36
Figura 15. Costo semi-variable mixto.....	37
Figura 16. Costo semi-variable escalonado.....	37
Figura 17. Esquema del valor presente neto.	47
Figura 18. Valor presente neto en función de la tasa de interés.	48
Figura 19. Tasa interna de retorno.....	50
Figura 20. Representación grafica del payback simple.....	53
Figura 21. Representación grafica del payback ajustado.	54
Figura 22. Matriz de riesgos	72
Figura 23. Diagrama de influencia para los riesgos asociados a los agentes climáticos	76
Figura 24. Diagrama de influencia para los riesgos asociados a corrosión de líneas y equipos	76
Figura 25. Análisis de tornado	78

Figura 26. Análisis tipo araña.....	79
Figura 27. Esquema de la metodología para la evaluación económica y análisis de riesgo e incertidumbre en un proyecto de inyección de agua.	83
Figura 28. Variación anual del precio del crudo.....	91
Figura 29. Flujo de caja para el proyecto.....	96
Figura 30. Flujo de caja para el proyecto.....	97
Figura 31. Diagrama de araña para un proyecto de inyección de agua.....	104
Figura 32. Gráfico de tornado para a variables de un proyecto de inyección de agua.....	104
Figura 33. Metodología para el análisis económico y de riesgo e incertidumbre en un proyecto de inyección de agua.....	105
Figura 34. Costos detallados de pozos.....	110
Figura 35. Tratamiento químico	110
Figura 36. Costos detallados de variables de la inversión.	111
Figura 37. Costos de tratamiento químico	112
Figura 38. Costos de mantenimiento y operación.....	112
Figura 39. Costos de mantenimiento de obras civiles.....	113
Figura 40. Costos de consumo de energía.	113
Figura 41. Costos de mantenimiento de operaciones de monitoreo.	113
Figura 42. Costos de personal.	114
Figura 43. Costos de ambientales	114
Figura 44. Esquema metodología Simulación Montecarlo.....	115
Figura 45. VPN Vs i	126
Figura 46. Estimación payback simple.....	127
Figura 47. Estimación payback simple.....	128
Figura 48. Matriz de riesgos.....	131
Figura 49.. Análisis tipo Araña General	135
Figura 50. Análisis tipo Araña para el CAPEX	136
Figura 51. Análisis tipo Araña para el OPEX	137
Figura 52. Análisis Tornado	138

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Rangos de aplicabilidad de los parámetros involucrados en el proceso de inyección de agua	11
Tabla 2. Vida útil de los bienes depreciables.....	40
Tabla 3. Criterios de evaluación de riesgos.....	65
Tabla 4. Priorización de riesgos de entorno.....	66
Tabla 5. Priorización de riesgos financieros	67
Tabla 6. Priorización de riesgos de retrasos en la ejecución	68
Tabla 7. Priorización de riesgos operacionales.....	69
Tabla 8. Datos necesarios para evaluación económica.....	85
Tabla 9. Sensibilidad del VPN a cada variable	103
Tabla 10. Propiedades del yacimiento.....	118
Tabla 11. Descripción de la fuente de agua.....	118
Tabla 12. Inversión del proyecto	119
Tabla 13. Descripción costo de perforación de pozos.	119
Tabla 14. Descripción costo de facilidades de superficie.....	120
Tabla 15. Instalación de líneas de producción, inyección y captación.....	121
Tabla 16. Descripción tratamiento químico.....	121
Tabla 17. Descripción proceso monitoreo.....	121
Tabla 18. Descripción de la producción y precio del crudo.....	122
Tabla 19. Descripción gastos operacionales e impuestos.	122
Tabla 20. Descripción costos por consumo de energía.	123
Tabla 21. Descripción costos laborales.	123
Tabla 22. Descripción depreciación equipos del proyecto.	124
Tabla 23. Flujo de caja del proyecto	125
Tabla 24. Identificación y evaluación de riesgos en un proyecto de inyección de agua.....	130
Tabla 25. Impacto relativo sobre las variables dependientes	134

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA LA EVALUACIÓN ECONÓMICA Y EL ANÁLISIS DE RIESGO E INCERTIDUMBRE DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE AGUA*

AUTORES: JENNY PATRICIA MEJÍA ROMERO
JORGE MARIO PALMA BUSTAMANTE**

PALABRAS CLAVES: Inyección de agua, Análisis económico, Riesgo e incertidumbre.

En el proceso de explotación utilizando inyección de agua, es importante contar con herramientas que brinden elementos de juicio para tomar decisiones que afecten la viabilidad de las operaciones. Para tal fin, se plantea una metodología para la evaluación económica y de riesgo e incertidumbre para un proceso de inyección de agua.

Se parte de la existencia de un estudio técnico favorable, plantea el análisis de la inversión inicial para desarrollar el proyecto, tiene en cuenta los ingresos con base en la producción incremental y los egresos para la operación del mismo; todo esto con el fin de realizar flujos de caja adecuados para la vida útil del proyecto y aplicar métodos de evaluación económica como: valor presente neto, tasas de recuperación de la inversión y el tiempo de recuperación, y así encontrar la alternativa de inversión más adecuada, y obtener información adicional que dé al inversionistas las bases y criterios para seleccionar la opción que genere una mejor rentabilidad.

Los riesgos se clasifican en tres categorías básicas: de entorno, financieros y retrasos en la ejecución. Seguidamente se definen los criterios de evaluación según impacto y probabilidad de ocurrencia, para luego plantear la matriz de riesgos y continuar con el modelado de éstos, utilizando diagramas causa efecto y de influencia. Por último, se realizan análisis de sensibilidad y simulación Montecarlo, buscando reflejar el mundo real partiendo de un modelo matemático y así tomar decisiones basadas en estos resultados.

Finalmente, el presente estudio emplea diversos métodos que integran la evaluación económica y el análisis de riesgo e incertidumbre para un proceso de inyección de agua, con esto se busca obtener una herramienta que permita tener una perspectiva de qué tan rentable es realizar este tipo de proyectos y evaluar los elementos que están presentes en él.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Ingeniería de Petróleos.

Director: M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR ECONOMIC EVALUATION AND RISK TAKING AND UNCERTAINTY ANALYSIS IN A WATERFLOOD PROJECT.*

AUTHORS: JENNY PATTRICIA MEJÍA ROMERO
JORGE MARIO PALMA BUSTAMANTE**

KEYWORDS: Waterflood, Economic analysis, Risk and uncertainty.

In the hydrocarbons exploitation process by waterflooding, it is important to count with tools that offer elements when taking crucial decisions that affect the viability of future operations. Therefore for such end, a methodology for a financial evaluation and risk taking and uncertainty in the process of waterflood, is started in this work.

The methodology starts with a favourable technical study, states the analysis of the initial investment to develop the project, and takes in to account the profits based on the increasing production and the expenses for the development of the project; given methodology aims to do a cash flow suitable for the useful life of the Project and applying financial evaluation methods: net present value, the investment recovery rates and the payback time, in order to find the best investment alternative and, additional information that gives the engineer the basis and criteria to select the option that generates a better profitability

The possible risks are taken into account, leading to classify in three basic categories: surrounding and financial risks and delays in execution. Immediately after, evaluation criteria is defined according to the impact and the probability of occurrence, so that it is possible to state the risks matrix which leads with the modelling of this, using cause-effect and influence diagrams. Finally, to realize sensitivity analysis and Montecarlo simulation, are carrying out to real world starting from a mathematic model and thus to take decisions with basic in results.

Finally, given study uses different methods and techniques that link the economic evaluation and risk taking and uncertainty in the process of waterflood. It is offer to find a tool to have a perspective of how profitable is to carry out this type of projects and to evaluate the elements that are present in it.

* Work of Degree

** Empower of Chemical Physical – Engineering. Engineering of Oils. Director: M. Sc. Samuel Fernando Muñoz Navarro

INTRODUCCIÓN

La inyección de agua es uno de los métodos más eficientes en la recuperación de hidrocarburos, ha logrado elevar el factor de recobro de la mayoría de los campos en donde se ha realizado. En este proceso, el agua inyectada le proporciona al yacimiento energía adicional, aumentando la producción y la recuperación final. Para desarrollar adecuadamente un proyecto de inyección de agua, es fundamental realizar análisis que contemplen un estudio de factibilidad técnica, evaluación económica y análisis de riesgos e incertidumbre a los que está sujeto este proceso.

Los estudios de factibilidad técnico económico requieren de una adecuada caracterización de yacimiento, análisis geológicos, pruebas de laboratorio, estudios de calidad de la fuente de agua, así como la evaluación de las mejores condiciones de operación para el proceso de inyección y los equipos necesarios para cumplir con los requerimientos del proyecto; con el fin de evitar problemas durante la ejecución del mismo o minimizar su impacto.

Durante la evaluación económica es necesario considerar todas las etapas de la vida productiva del yacimiento, usando la información, datos y conocimientos disponibles, con el fin de decidir acerca de su viabilidad para lograr obtener la recuperación económica máxima de un yacimiento. Los métodos de evaluación permiten establecer si el proyecto analizado es viable, si obtendrá la rentabilidad deseada o el tiempo que se necesita para recuperar la inversión realizada.

En el análisis de riesgo e incertidumbre se parte de un listado de posibles riesgos en la implementación del proceso. Una vez identificados, se clasifican en tres categorías básicas: riesgos de entorno, financieros y retrasos en la ejecución. El paso siguiente es definir los criterios de evaluación según el impacto y probabilidad de ocurrencia, y ubicarlos en la matriz de riesgos para continuar con el modelamiento de éstos utilizando diagramas causa efecto y diagramas de influencia. Por último, se deben realizar análisis de sensibilidad y simulación Montecarlo, buscando reflejar el mundo real a partir de un modelo matemático y así tomar decisiones con base en los resultados.

Los estudios de factibilidad técnica y de evaluación económica son herramientas indispensables para la realización de un proyecto de inyección de agua. De igual forma la evaluación de riesgos e incertidumbre es determinante en el desarrollo del proyecto, pues brinda elementos de juicio para mejorar la calidad de las decisiones que afectan la viabilidad de las operaciones futuras.

Por lo anterior, este trabajo propone una metodología para la evaluación económica y de riesgo e incertidumbre para un proceso de inyección de agua. Se parte de la existencia de un estudio técnico favorable. Económicamente el proyecto se dividirá en tres partes: los costos generados por la inversión, los costos durante la vida productiva y los ingresos provenientes de la producción. Una vez determinado estos valores, se realizan los flujos de caja correspondientes a cada periodo del proyecto para poder evaluarlos utilizando herramientas de análisis económico. Realizada la evaluación económica, se procede a establecer el nivel de riesgo e incertidumbre que cada variable puede generar en el proyecto y así

establecer que tanta probabilidad existe que se cumplan los objetivos que inicialmente fueron trazados por el inversionista.

1. INYECCIÓN DE AGUA

Cuando se agota la energía propia de los yacimientos petrolíferos, se disminuye consecutivamente la producción de los hidrocarburos hasta ser incosteable o poco atractiva. Entonces, es necesario inyectar al yacimiento un fluido que le proporcione energía adicional al yacimiento aumentando la producción y la recuperación final. A esta forma de explotar los yacimientos, proporcionándoles energía después de agotarse la propia, se le llama recuperación Secundaria.

La inyección de agua es el más conocido de los métodos de recuperación de petróleo y a pesar de ser un método convencional, hasta el momento es el que más ha contribuido en el aumento del factor de recobro mundial; se usa ampliamente, debido a varias razones, entre las que se nombran:

- El agua generalmente se encuentra disponible.
- Existe relativa facilidad en la inyección de agua.
- El agua presenta alta eficiencia en el desplazamiento de aceites livianos y de gravedad media.
- El agua invade fácilmente la formación.
- La economía del proceso de inyección es favorable, comparado con otros métodos, ya que implica bajos capitales de inversión y costos de operación.

Hoy en día, los ingenieros y geocientíficos aplican un proceso de pasos múltiples, sustentado por un sofisticado arreglo de técnicas y herramientas utilizadas para diagnosticar los problemas relacionados con la presencia de

agua, en el cual juega un papel fundamental, la información de yacimientos, historia de producción, fuente de agua, tasa de inyección e instalaciones de superficie, entre otros.

1.1. PRINCIPIOS BÁSICOS

En la inyección de agua, se logra la producción del petróleo, gracias al empuje del agua, que pasa a ocupar el volumen del petróleo. El fluido inyectado actúa como desplazante y el petróleo como desplazado, ocurriendo un desplazamiento de dos fluidos inmiscibles en el medio poroso, similar al ocasionado por un pistón. Esto se puede presentar de dos formas, la primera es un desplazamiento tipo pistón sin fugas, que ocurre cuando el petróleo remanente en la zona invadida no tiene movilidad y la segunda, es un desplazamiento tipo pistón con fugas, en el cual el petróleo remanente tiene cierta movilidad y ocurre flujo de dos fases en la zona invadida.

El desplazamiento de un fluido por otro, es un proceso de flujo no continuo, debido a que las saturaciones de los fluidos cambian con el tiempo, esto causa cambios en las permeabilidades relativas, presiones y viscosidades de las fases, además, dependiendo de las condiciones de la roca, se pueden presentar diferencias en los procesos de inyección de agua.

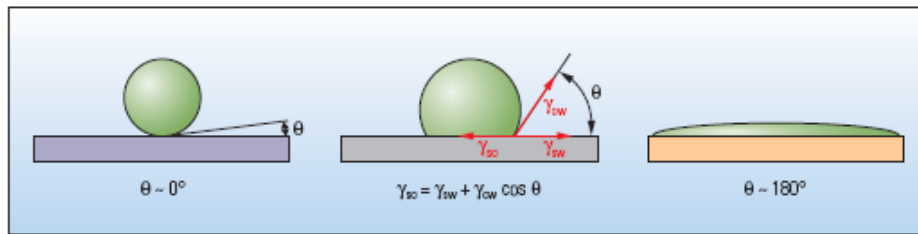
La inyección de agua presenta varias etapas, estas son: llenado, desplazamiento, ruptura y etapa subordinada. Durante el período de llenado, el agua se inyecta con el fin de redissolver el gas libre que se encuentre en la formación, reemplazando el volumen ocupado por el gas. Luego, en la etapa de desplazamiento el fluido desplazado se mueve por la acción del fluido desplazante desde los pozos inyectoras hacia los productores, generando bancos de agua y de petróleo en el yacimiento. El comienzo de una

producción significativa de agua es el signo de que se ha producido la ruptura del frente de agua en los pozos productores y finalmente, el fluido desplazante arrastra a la fase desplazada y se producen ambas fases durante la etapa subordinada.

La recuperación de petróleo depende de propiedades de la roca y los fluidos como la mojabilidad de la roca, la presión capilar, las permeabilidades relativas y la relación de movilidades; pero en realidad, la situación es mucho más compleja debido a las emulsiones e interacciones roca-fluido y otros factores son difíciles de cuantificar. Una breve descripción de estos factores se muestra a continuación:

- **Mojabilidad.** Es la tendencia de un fluido a adherirse o mojar preferencialmente la superficie de una roca en presencia de otros fluidos inmiscibles. Cuando una fase está atrapada entre los intersticios más pequeños, entonces es un fluido poco móvil y moja preferencialmente el área superficial de la roca, esta fase es llamada mojante y la fase no mojante trata de ocupar los espacios más grandes al tener mayor movilidad. En el caso de la inyección de agua, las fases mojantes pueden ser aceite o agua, el gas a menudo se presenta, pero éste no moja la roca. La Mojabilidad puede ser determinada por pruebas del ángulo de contacto del líquido sobre el sólido, la figura 1 muestra gráficamente cual es el significado de las condiciones de un sistema mojado por agua y por aceite; cuando el ángulo de contacto entre el agua y la roca es menor de 90° , el sistema es mojado por agua, y cuando es mayor de 90° , el sistema es mojado por aceite.

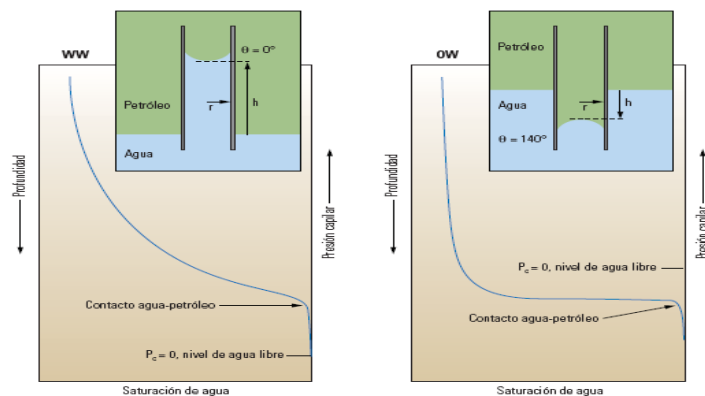
Figura 1. Mojabilidad



Fuente: www.slb.com

- Presión Capilar.** Se define como la diferencia de presión que existe a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, es decir, la diferencia entre la presión de la fase no mojante y la fase mojante. Afecta la distribución de fluidos en el yacimiento y la saturación de aceite residual, además, dependiendo de la mojabilidad de la roca, la presión capilar varía y se presenta el desplazamiento por imbibición y drenaje. En la figura 2 se ilustra el comportamiento y variación de la curva de presión capilar en dos sistemas diferentes, el primero está conformado por agua-agua y el segundo agua-aceite.

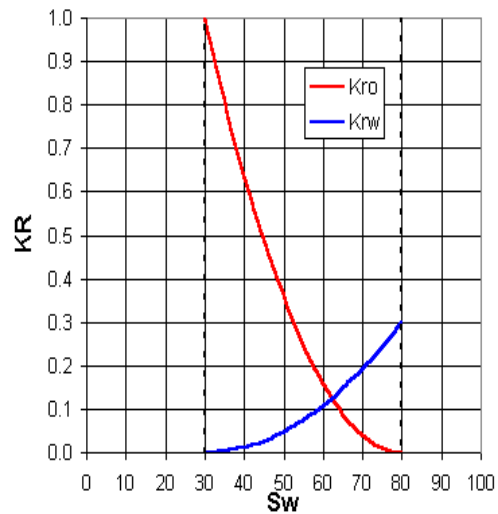
Figura 2. Comportamiento de la presión capilar en diferentes sistemas.



Fuente: www.slb.com

- **Permeabilidades Relativas.** Esta propiedad muestra la capacidad relativa del aceite y del agua para fluir simultáneamente en un medio poroso y está definida como la relación de la permeabilidad efectiva del fluido a una saturación con respecto a la permeabilidad absoluta de la roca. En la figura 3 se muestran las tendencias que presentan las curvas de permeabilidad relativa para aceite y agua, en un yacimiento mojado por agua.

Figura 3. Curva de permeabilidad relativa



Fuente: www.slb.com

- **Movilidad.** Es la facilidad con que la que un fluido se mueve en el yacimiento y se determina como la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y su viscosidad, mediante la siguiente ecuación:

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o}$$

Ecuación 1.

- **Relación de movilidad.** La relación de movilidad (M), se define como la relación entre la movilidad del fluido o fase desplazante (agua), en la porción del yacimiento que ha contactado y la movilidad del fluido desplazado (petróleo). Está dada por la siguiente ecuación:

$$M_{w,o} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{\left(\frac{k_w}{\mu_w}\right)}{\left(\frac{k_o}{\mu_o}\right)} = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w}$$

Ecuación 2.

La relación de movilidades, generalmente, se designa como favorable o no favorable. Cuando M=1 las movilidades del agua y del petróleo son idénticas, por lo tanto, los fluidos encuentran la misma resistencia a fluir dentro del yacimiento; para M<1, el petróleo fluye más que el agua y por lo tanto es más fácil para el agua, desplazar el petróleo; y cuando M>1, el fluido desplazante, agua, se mueve más fácil que el fluido desplazado, petróleo; entonces el frente de desplazamiento comienza a ser inestable y puede llegar a generar lo que se conoce como digitación viscosa.

Algunos de los factores que afectan la recuperación de hidrocarburos por inyección de agua se nombran a continuación:

- **Geometría del yacimiento.** La estructura y estratigrafía de un yacimiento, controlan la localización de los pozos, gobierna la segregación gravitacional, define la existencia de barreras estructurales, como fallas o lutitas y, en gran medida, determinan los métodos por los cuales el yacimiento puede ser producido a través de inyección de agua.
- **Litología.** La porosidad, permeabilidad y contenido de arcilla son factores litológicos que afectan al proceso de inyección. Cada yacimiento

es un sistema complejo y diferente, por ejemplo, tener una baja porosidad no es óptimo para la inyección de agua, pero puede serlo en el caso de la porosidad creada por fracturas. La composición mineral de la arena también puede afectar el proceso de inyección, debido a las reacciones presentadas con el agua inyectada, dependiendo de la naturaleza de cada mineral.

- **Área y profundidad del yacimiento.** Si el yacimiento es demasiado grande, por factores económicos no es posible realizar perforaciones para disminuir el espaciamiento entre pozos y por esto, no se esperan altos recobros. En el caso de grandes profundidades, la saturación de aceite residual es baja debido a la compresibilidad de la roca y a la expansión de fluidos, que permitió su amplia explotación primaria y en los yacimientos someros, la máxima presión de inyección está limitada por la profundidad de la zona de interés y la posibilidad de filtraciones de agua que generen fracturas en la formación.
- **Porosidad.** Esta propiedad determina la cantidad de petróleo presente para cualquier porcentaje de saturación dada. Para establecer el promedio de porosidad, es razonable tomar el promedio aritmético de las medidas de porosidades de los núcleos de arena, y si hay los suficientes datos se pueden construir mapas de distribución de porosidades que se pueden pesar areal o verticalmente para obtener una porosidad verdadera.
- **Permeabilidad.** La magnitud de la permeabilidad de un yacimiento controla la tasa de inyección de agua se puede mantener en un pozo de inyección para una determinada presión en la cara de la arena.

- **Distribución de las saturaciones de fluidos.** Cuanto mayor sea la saturación de petróleo en el yacimiento al iniciar la invasión, mayor será la eficiencia de recobro y, si este es elevado, el petróleo sobrepasado por el agua será menor y el retorno de la inversión en general será mayor. También es de interés, conocer la saturación inicial de agua connata, esencialmente para determinar la saturación de petróleo inicial; bajas saturaciones de agua significan grandes cantidades de petróleo que quedan en el yacimiento después de las operaciones primarias.

La inyección de agua tiene unos rangos de aplicabilidad, dependiendo de los parámetros involucrados. Para el estudio de los rangos de aplicación se han tenido en cuenta características provenientes de datos de campos en los cuales el proceso de inyección de agua ha contado con un éxito rotundo, tales como saturaciones, gravedad API del crudo, viscosidad, entre otros. Un resumen de estos rangos es mostrado en la tabla 1.

Tabla 1. Rangos de aplicabilidad de los parámetros involucrados en el proceso de inyección de agua

Propiedad	Rango aplicable	Rango dudoso
Saturación de agua, %	0 - 75	>50
Saturación de gas, %	0 - 70	>25
Saturación de aceite, %	25 - 100	<35
Gravedad °API	>15	<15
Viscosidad, cp	0.2 - 200	>30
Porosidad, %	>7	<7
Permeabilidad, md	>10	<10
Profundidad, Pies	200 – 10.000	<200
Temperatura, °F	60 - 300	<60
Presión, psi	10.000	>300
Litología	areniscas	Calizas

Fuente: Los autores

1.2. FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA INYECCIÓN DE AGUA

El agua constituye una parte de los campos petrolíferos ya sea como fuentes alternas, acuíferos, ríos, lagos, agua connata y agua de formación. El conocimiento de su composición y el análisis detallado de sus propiedades es un proceso básico en la producción de un campo de petróleo y contribuye de manera significativa en la estimación y control de problemas operacionales como escamación, corrosión de la tubería o del equipo de superficie, al igual que el taponamiento de la formación.

1.2.1. Caracterización del agua de inyección

La caracterización del agua de inyección se realiza según el origen y las características físicas, químicas y biológicas. En este sentido, el agua de inyección puede provenir de diversas fuentes, ya sea de la producción de un yacimiento, acuíferos o aguas superficiales; por esta razón tiene características y propiedades diferentes y en la mayoría de casos no es compatible con el agua de formación. Entonces, es necesario realizar análisis y tratamientos para inyectarla posteriormente.

Los análisis realizados al agua de inyección tienen como objetivo identificar aquellos iones y propiedades físicas que estén involucrados en procesos corrosivos o en el taponamiento de la formación, además de permitir la caracterización del agua según condiciones físicas. Algunos de estos análisis son:

- **Temperatura:** Afecta la tendencia a la depositación de carbonato de calcio, sulfato de calcio y sulfato de estroncio, el PH y la solubilidad de los gases en el agua.

- **Gravedad específica:** Puesto que las aguas contienen sólidos disueltos su densidad siempre es mayor a 1g / ml. La magnitud de la gravedad específica es un indicativo de la cantidad de sólidos disueltos en el agua.
- **Contenido de aceite:** La presencia de aceite y grasa en el agua constituyen un grave problema en cuanto a la inyectividad. La formación de bloques de emulsión actúa como pegantes para ciertos sólidos como Sulfuro de hierro, ocasionando taponamientos en las formaciones de interés.
- **Turbidez:** Esta relacionada con transparencia del agua y su contenido de materiales no disueltos, aceite disperso o burbujas de gas. Es una medida del grado de nubosidad del agua. La turbidez indica la posibilidad de obstrucción en los poros de la formación
- **Sólidos suspendidos:** La concentración, distribución del tamaño de partículas y la naturaleza y composición de los sólidos, tienen una gran influencia en la tendencia al taponamiento.
- **Conductividad eléctrica:** es una medida de la concentración de electrolitos. De igual forma que en los análisis físicos realizados al agua de inyección se debe medir la concentración de los agentes químicos que están siendo utilizados, con el fin de analizar su comportamiento, para con esto establecer las características químicas que la afectan, algunas de estas pruebas son:
- **PH:** Se define como la medida de acidez o alcalinidad de una sustancia. Mientras mayor sea el pH mayor es la tendencia a la formación de escamas. Por el contrario si el pH disminuye (aumento de la acidez), la

tendencia a la formación de escamas disminuye, pero su corrosividad aumenta.

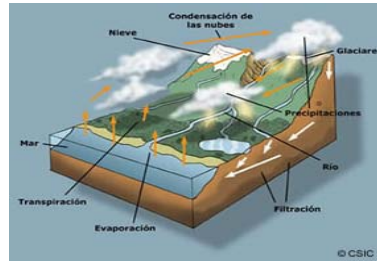
- **Dureza:** La dureza del agua es una propiedad que se debe a la presencia de iones calcio (Ca^{+2}) y magnesio (Mg^{+2}) presentes en ella, y se manifiesta por su reacción con ciertos aniones para formar incrustaciones.
- **Gases Disueltos:** Existen ciertos tipos de gases como O_2 , H_2S y CO_2 que se encuentran disueltos tanto en el agua de inyección como de producción y que dependiendo de su concentración, generan efectos negativos en líneas y facilidades de superficie.
- **Alcalinidad:** la alcalinidad en el agua representa su habilidad para neutralizar ácidos. Las principales fuentes de alcalinidad en las aguas naturales son el ion hidróxido, ion carbonato y ion bicarbonato.

1.2.2. Fuente de agua

Cuando se planea la implementación de un proceso de inyección de agua, el punto clave es la disponibilidad del fluido que se piensa inyectar y el tratamiento que se le debe dar para poder iniciar y continuar el proceso de forma permanente y a las tasas necesarias. El agua usada en el proceso de inyección, puede tener diversas fuentes e incluso obtenerse de la mezcla de varias de ellas, si no se pueden mantener los requerimientos de volumen y tasas. Algunas fuentes podrían ser:

- **Agua subterránea:** Son aguas ocultas que se encuentran debajo de la superficie o el fondo marino que brotan de forma natural, como se puede apreciar en la figura 4.

Figura 4. Agua subterránea



Fuente: www.slb.com

- **Agua de producción:** Constituidas por las aguas producidas conjuntamente con el petróleo, necesitan tratamiento para remoción de sólidos en suspensión y formación de emulsiones, pero son compatibles con el agua de formación. En la figura 5 se muestra un agua de producción emulsificada a la cual le están haciendo tratamientos, para luego usarla en el proceso de inyección.

Figura 5. Agua de producción



Fuente. www.slb.com

- **Aguas de superficie:** Formadas por océanos, lagos, ciénagas y ríos. Requieren tratamiento por sólidos en suspensión, oxígeno disuelto y carga orgánica, se presenta incompatibilidad con el agua de formación debido a las sales disueltas. En la figura 6 se puede apreciar un tipo de agua superficial que proviene de mares y océanos.

Figura 6. Agua de superficie



Fuente. www.slb.com

La calidad del agua que se va a usar en el proceso de inyección, debe mantenerse durante toda la vida del proceso y es por esto que debe buscarse una fuente de agua que sea fácilmente tratable y a bajos costos. El agua que se va a usar para inyección, debe ser sometida a pruebas previas que garanticen la eficiencia del proceso. Estas pruebas son:

- **Análisis Iónico y Mineral.** Se deben medir las concentraciones de materiales que puedan afectar el avance del proceso por posibles reacciones en la formación o generación de corrosión en el sistema de inyección con la presencia de óxidos de hierro, sulfatos y carbonatos ya que estas son poco solubles en el agua; por lo tanto, se deben analizar los costos de tratamiento para adecuar el agua para la inyección.
- **Pruebas de Compatibilidad.** La combinación de diferentes fuentes de agua (superficiales, producción, subterránea, etc.), para alcanzar un volumen deseado en la inyección de agua, debido a incompatibilidades entre ellas, genera problemas de restricciones en las líneas de flujo, taponamiento debido a filtración de partículas de escamas suspendidas y acelera los procesos de corrosión.
- **Pruebas de Sensibilidad de la Formación.** El agua inyectada puede generar daños en la cara del pozo si las características químicas del

agua, son sensibles a las de la formación, ya que se presentan reacciones químicas entre ellas. Las pruebas de sensibilidad se encargan de determinar el efecto causado por los elementos contenidos en el agua inyectada y los presentes en la formación.

Un agua de alta calidad es aquella que bajo las condiciones de operación existente permiten mantener las tasas planteadas a tasas de inyección permisibles, para esto debe estar libre de sedimentos y gases corrosivos; además, no debe causar taponamiento en la cara de la formación o producir cualquier reducción de la permeabilidad en la formación inyectada. En la mayoría de los casos cuando se usan agua de baja calidad, se produce taponamiento parcial en la línea de flujo o en las formaciones inyectadas; el trabajo remedial resultante puede ser mucho más costoso, que cualquier ahorro en el equipo de taponamiento de agua o en cualquier prueba de agua de calidad.

1.2.3. Tratamiento de agua

Un factor dominante en el éxito de las operaciones de inyección de agua, es contar con una cantidad suficiente de agua para inyectar en la zona de interés, pero además, esta debe tener ciertos requerimientos, para que no afecte el proceso, ni las arenas petrolíferas; por lo tanto, es necesario conocer los elementos que contienen el agua y los tratamientos que existen con el fin de hacer más efectiva la inyección. Algunos de los tratamientos que requiere el agua de inyección y producción son los siguientes:

- **Tratamiento químico para el control de escamas.** Las clases de depósitos de escamas más comunes de un sistema de inyección del agua son: carbonato del calcio, sulfato del calcio, sulfato del bario, sulfato de

estroncio y sulfuro de hierro. Es imprescindible que los análisis químicos del agua estén conducidos para determinar no solamente la tendencia de la formación de escamas por el agua producida, sino también a la existencia de cualquier incompatibilidad entre las aguas producidas de diversas fuentes.

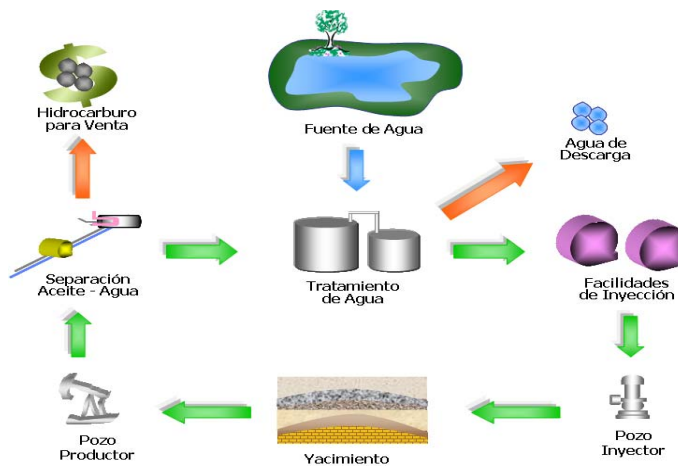
- **Técnicas de control de la corrosión.** Los tratamientos de agua para el control de la corrosión involucra la remoción de solutos que favorecen la corrosión o la adición de productos químicos que inhiben las reacciones. Los métodos de tratamiento incluyen la desaireación por medios mecánicos o químicos, la desgasificación, y el control de la alcalinidad.
- **Remoción de Oxígeno.** Es muy importante evitar el contacto del agua con el aire, puesto que la aireación del agua de producción puede traer algunas complicaciones, tales como, el aumento de la capacidad corrosiva del agua debido al aumento de oxígeno, la depositación de precipitados y productos de corrosión que propician la presencia de bacterias, el taponamiento de tuberías debido a escamas y otros precipitados, la desestabilización del agua debido a los cambios en los gases disueltos.
- **Remoción de sólidos.** Los sólidos suspendidos tienen una tendencia a tapar la formación de inyección de tal modo que tiende a causar un aumento en la presión de inyección de agua producida y una disminución en el caudal. Para evitar estos inconvenientes se realizan análisis de los sólidos suspendidos con el fin de reportar propiedades como: la densidad, la concentración de sólidos en la corriente del agua, la distribución de tamaño y el tipo de sólidos para especificar correctamente un esquema de tratamiento.

- **Tratamiento químico para el control de bacterias.** El control de organismos biológicos en sistemas de agua depende principalmente del uso de agentes químicos como cloro (Cl_2) e hipoclorito de sodio (NaClO); sin embargo, hay medidas físicas que pueden ayudar a reducir al mínimo los problemas bacterianos y que harán el tratamiento químico más eficaz.

1.3. SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA

En un proceso de inyección de agua, un evento que ocurra en un punto afecta a los demás de forma directa y específica, debido al carácter cíclico de éste (figura 7). En la figura es posible ver los puntos más representativos del sistema de inyección, entre ellos se encuentran el yacimiento, pozos inyectoros y productores, fuente y tratamiento del agua.

Figura 7. Proceso Cíclico de la Inyección de Agua



Fuente. Integrated Waterflood Asset Management. Ganesh Thakur y Abdus Satter.

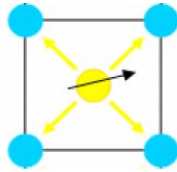
1.3.1. Configuración de la inyección

En el momento de planificar un proceso de inyección de agua, es importante determinar el arreglo que tendrán los pozos productores e inyectores; para esto es necesario considerar factores como la forma primaria de producción del yacimiento, la viscosidad de los fluidos, la permeabilidad del yacimiento, la razón de movilidad, la relación entre inyectores y productores y las características geológicas del yacimiento que se va a invadir.

Los arreglos de pozos pueden ser irregulares tomando en cuenta la geología del yacimiento o de tipo regular y geométrico, que busque un avance uniforme del proceso. Algunos de los patrones más representativos se describen a continuación:

- **Arreglo de 5 pozos.** Es un arreglo geométrico de cinco puntos que forman un cuadrado (figura 8), es el de aplicación más frecuente, permite generar otro tipo de arreglos y genera buena eficiencia de barrido.

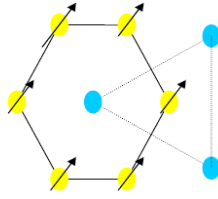
Figura 8. Arreglo de cinco puntos



Fuente. Miguel Ángel Medina. Tesis UIS 2005

- **Arreglos de 7 pozos.** Posee dos inyectores por cada pozo productor (figura 9), se utiliza cuando la inyectividad de los pozos es baja y se requieren varios pozos ínterespaciados para repetir este patrón.

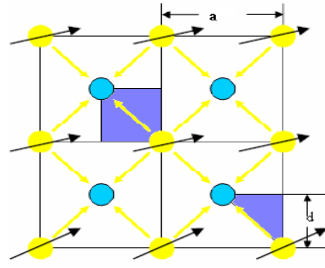
Figura 9. Arreglo de 7 puntos



Fuente. Miguel Ángel medina. Tesis UIS 2005

- **Arreglo de nueve puntos.** Arreglo muy flexible, la dirección del movimiento de agua y la ruptura prematura en ciertos pozos puede llevar a cambiar este arreglo. Tiene relación de inyectores a productores de 3 a 1, esto podría estar representado en una tasa de producción tres veces mayor a la de inyección.

Figura 10. Arreglo de 9 puntos

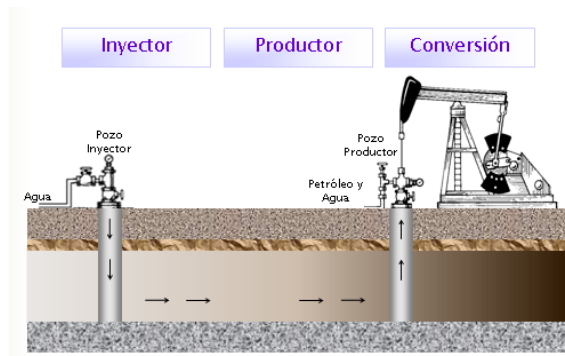


Fuente. Miguel Ángel Medina. Tesis UIS 2005

1.3.2. Tipos de pozos

Es necesario establecer desde el inicio del proyecto de inyección de agua el número de pozos a perforar, especificando cuantos van a ser productores, cuantos inyectores, de captación y si se van a convertir pozos productores en inyectores. En la figura 11 se muestra un proceso de inyección de agua en el cual están involucrados tres tipos de pozos, un inyector, un productor y un pozo de conversión.

Figura 11. Tipos de Pozos



Fuente. Modificado de pruebas piloto de inyección de vapor.

Ubicar adecuadamente los pozos productores e inyectores, es la mejor forma de iniciar exitosamente una inyección de agua, pero del mantenimiento de estos y modificaciones oportunas del patrón de inyección, depende el óptimo avance del proceso. En los pozos de inyección y producción suelen presentarse problemas como: altas tasas de producción de agua, fisuras en el casing, fallas mecánicas, perforaciones taponadas, conificación de agua y gas, fallas del cemento, entre otras, las cuales originan baja eficiencia de barrido y alta producción del agua inyectada; para superar estos problemas, se utilizan métodos mecánicos, químicos y/o cementación, pero hay que tomar en cuenta el tipo de yacimiento, así, para perforaciones estratificadas resulta más adecuada la cementación y los sistemas mecánicos, pero éstos no son tan efectivos en yacimientos homogéneos, para los cuales se pueden utilizar barreras químicas a fin de crear cierres a la producción de agua.

Algunos puntos clave dentro del proceso de inyección de agua y que están relacionados directamente con el comportamiento y cuidado de los pozos inyectores y productores, son los siguientes: Áreas Problemas, Completamiento de los Pozos, Calidad de los Productores, Conversión de Productores, Cambios en los perfiles de Inyección, Limpieza regular de los

pozos, Completamiento y técnica de Workover, Regulación de flujo. El monitoreo de estos puntos permite la prevención y determinación de posibles problemas, usando la información compilada para diagnosticarlos.

1.3.3. Facilidades de Inyección

Las facilidades de inyección varían considerablemente de un proyecto a otro y sufren cambios durante las etapas de desarrollo de la inyección de agua; los patrones de inyección, la topografía de la superficie, las características del yacimiento, los tipos de pozos (verticales, horizontales o desviados) y las operaciones de campo, entre otros, son el comienzo del diseño y posterior construcción del sistema de facilidades de inyección de un campo. A continuación presentaremos una breve descripción de algunas de las instalaciones más importantes que deben estar presentes en un proyecto de inyección de agua.

- **Bombas.** Una bomba es un dispositivo para incrementar la presión de un fluido, la presión diferencial entre la descarga de la bomba y un punto corriente abajo (*downstream*) causa que el fluido se mueva en la dirección de menor presión. Generalmente las bombas utilizadas en los procesos de inyección de agua son de dos tipos: Recíprocas y Centrífugas. Las bombas recíprocas incrementan la presión al atrapar un volumen de fluido a una presión de succión, posteriormente comprimiéndolo para darle un incremento en la presión de descarga, aquí no hay flujo hasta que las válvulas de descarga se abren. *6r 6tra *arte, 3as bombas centrífugas incrementan la presión del fluido al aumentar su velocidad dentro de la bomba y luego convierten la energía cinética en un aumento en la presión de descarga de la bomba.

- **Filtros.** La filtración es el proceso por medio del cual se pasa un líquido que contiene sólidos suspendidos a través de un medio que permita removerlos. En la industria se encuentran dos tipos básicos de filtros, accionados por gravedad y activados por presión. 36s filtros accionados por gravedad permiten que el agua fluya hacia abajo impulsada por la fuerza de gravedad, su tasa de filtración es lenta y son raramente usados en la inyección de agua. 36s filtros activados por *resión son utilizados comúnmente en los procesos de inyección de agua, pueden utilizarse en sistemas cerrados, es posible operarlos normalmente en el caso que existan incrementos en las tasas y además manejan altos volúmenes de agua.
- **Suavizadores.** Los suavizadores se utilizan para eliminar la dureza del agua, es decir los iones de calcio y magnesio, los cuales al ser sometidos a altas temperaturas forman escamas. En esta operación generalmente se utilizan dos unidades, la primera para ablandar y la segunda para refinar el agua.
- **Torre Desairadora.** puede estar formada de una o más etapas dependiendo del contenido de oxígeno disuelto en el agua a tratar. Debido a que la solubilidad del gas en un líquido es directamente proporcional a la presión del sistema, al reducir la presión se reduce la cantidad de gas disuelto, el empaquetamiento en la torre y una tasa de flujo correcta permiten una amplia área superficial del agua, permitiendo que ésta alcance un equilibrio al pasar a través de la torre.

1.3.4. Facilidades de producción

Las facilidades de producción son diferentes para todos los campos, y dependen del tipo de fluido a tratar, el sistema de levantamiento, las condiciones operacionales, la producción del campo, entre otras. A continuación se presenta una breve descripción de las facilidades de producción más importantes que deben estar presentes en un proyecto de inyección de agua.

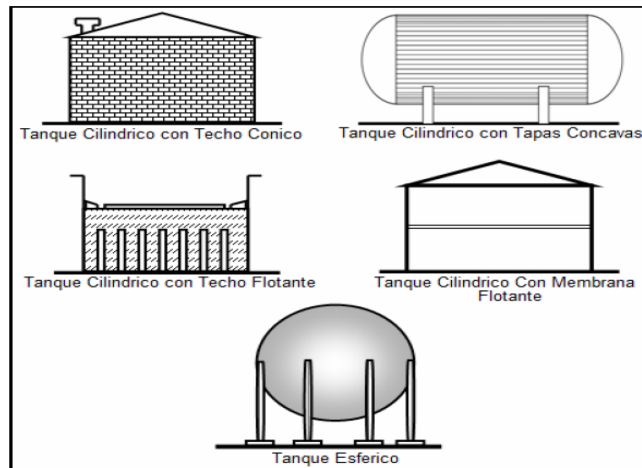
- **Separadores bifásicos.** Estos separadores se utilizan para remover dos fases, es decir, para separar el líquido de una corriente de gas o viceversa, y se pueden clasificar por su forma en horizontales o verticales. Los separadores horizontales son utilizados cuando el fluido contiene un alto volumen de gas, pues la posición horizontal aumenta el área de superficie del líquido y una mayor eficiencia en la separación de gases. Los separadores verticales son utilizados cuando la producción de arena y sedimento es alta, el líquido en la sección acumuladora se lleva al centro de la tapa de fondo dirigiendo de esta manera los sólidos, que se sacan por un drenaje, por esto su limpieza es más sencilla.
- **Separadores trifásicos.** En casi todas las operaciones de producción la corriente de fluidos proveniente del pozo contiene tres fases: aceite, agua y gas. Los separadores trifásicos son tanto horizontales como verticales, la selección de uno u otro va a depender de variables tales como condiciones de operación (caudales, presión, temperatura, etc.), regímenes de flujo, entre otros. Normalmente un separador horizontal es utilizado cuando se manejan grandes caudales de flujo y en el flujo por baches se disminuye el tiempo de retención y aumenta el nivel de líquido. por otra parte, se opta por un separador vertical cuando la relación gas líquido es muy alta o el volumen total de gas es muy bajo. En este tipo de

separadores la capacidad para manejar baches de líquido se puede mejorar aumentando la altura de la vasija.

- **Tratador termo-electrostático.** Un tratador termo-electrostático es un tanque a presión que combina todo el equipo necesario para tratar la emulsión. Su objetivo principal es separar la emulsión y permitir al agua sedimentarse, para lograr la obtención de crudo limpio. El tratador termo-electrostático usa calor y químicos para separar la emulsión y hace uso de cargas eléctricas para ayudar a las gotas de agua a combinarse entre sí, para poder sedimentarse.
- **Oil skimmer.** Es un tanque desnatador cuyo principio de operación se basa en la separación gravitacional y la coalescencia, diseñados para proporcionar un alto tiempo de residencia, optimizar la separación y permitir la máxima remoción de aceite. Se clasifican de acuerdo a su forma como cilíndricos o rectangulares, por su ubicación en el campo en horizontales o verticales, y también por la presión de operación, en tanques atmosféricos o recipientes a presión, trabajando entre 13 y 15 psi.
- **Tanques de separación de agua libre (FWKO).** son separadores trifásicos que actúan mediante la influencia de las fuerzas de gravedad debidas al diferencial de densidades entre el hidrocarburo, el agua y el gas. Estos tanques son utilizados para remover el agua masiva de una corriente de flujo de alto corte de agua de manera que el petróleo se pueda deshidratar económicamente a especificaciones aceptables para la venta y descargar agua al medio ambiente con los mínimos requisitos exigidos para esto.

- **Tanques.** Son recipientes utilizados para almacenar los fluidos de producción, protegen el producto de las contaminaciones, materias extrañas o lluvia, que disminuyen las pérdidas. Los tanques se pueden clasificar según su forma, el producto que almacenan y su uso, en la figura 12 se presentan los tanques de almacenamiento según su forma.

Figura 12. Tanques de almacenamiento según su forma.



Fuente: Diseño y Montaje de una Estación para Tratamiento y Manejo de Crudo. MECON, G.

- **Múltiples de producción.** Un múltiple de producción es una centraliza el caudal de todos los pozos, cuya producción se va a procesar. Estos ensamblajes están conformados por secciones de tubería o cabezales, válvulas, codos, válvulas cheques, dispositivos de medición de presión y temperatura, muestreadores y otros accesorios. El dimensionamiento de los múltiples de producción se hace en función del caudal y de las características del fluido. El objetivo es encontrar un diámetro óptimo del cabezal de producción general con el cual se obtengan las mínimas caídas de presión, como 1-2 psi, por el paso del fluido y una velocidad erosional o velocidad crítica de aproximadamente 5 pies/seg.

1.4. CONDICIONES OPERACIONALES

Para el proceso de inyección de agua se requiere diseño especial de los parámetros operacionales que influyen en el proceso de recuperación de petróleo, dependiendo de las características específicas del yacimiento. Se deben considerar factores como la geología del yacimiento, los mecanismos de producción, las propiedades de las rocas y de los fluidos, presión del yacimiento, y factores operacionales como la tasa y la presión de inyección.

- **Tasa de inyección.** Algunos autores han concluido que es imposible establecer un valor exacto para la tasa de inyección de agua, debido a que existe un amplio rango en las propiedades petrofísicas y del fluido en todos los yacimientos. Sin embargo, para cualquier valor de saturación de petróleo, existe una velocidad máxima crítica sobre la cual la eficiencia de recobro cae considerablemente; una vez se supera esta velocidad crítica, la relación agua petróleo aumenta rápidamente, reduciendo la vida productiva del yacimiento. La tasa inicial de inyección de un pozo depende principalmente de la permeabilidad efectiva de la arena al agua, la viscosidad del agua, espesor de la arena y del factor de llenado. Una alta tasa de inyección, no garantiza una mayor recuperación; así como una reducción en la tasa no implica que se disminuya el recobro final. La tasa de inyección de agua, en últimas, esta controlada por la economía del proyecto y por las limitaciones físicas del equipo de inyección y del yacimiento.
- **Presión de inyección.** la presión de inyección puede mantenerse a voluntad, siendo superior a la presión de la formación, pero inferior a la presión de fractura, de ocurrir el sobrepaso de la presión de fractura se ocasionarían canalizaciones, perdidas de fluido y daño en la formación. La presión con la que se inyecta el fluido en la cara de la arena es una

de las características alterables en un proceso de inyección, se puede estimar esta presión conociendo la presión del cabezal, la profundidad de la arena y la viscosidad del agua. En las pruebas de inyectividad, se mide la presión necesaria para que el agua penetre la formación, durante este proceso el agua alcanza un caudal máximo y luego disminuye gradualmente hasta llegar a un valor más o menos estabilizado. Al respecto, algunos autores recomiendan que la presión óptima a la cual se deba realizar la inyección, es la del punto de burbuja incrementada en 500 psia. En la presión de burbuja, la viscosidad del crudo esta en su valor mínimo, luego habrá una mejor movilidad y una mayor eficiencia de barrido areal. Adicionalmente, en el punto de burbuja los pozos productores están en su mayor índice de productividad, y no existe una respuesta retardada a la inyección agua, pues no existe una saturación de gas libre en el yacimiento.

- **Espaciamiento entre pozos.** es un parámetro clave para solucionar los problemas en el recobro causados por la heterogeneidad en estudios realizados, se estableció que el efecto del espaciamiento solo es apreciable, cuando el estudio se realiza por secciones. Allí se muestra que a bajas permeabilidades, el factor de recobro depende del espaciamiento.

1.5. PREDICCIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA

Para la predicción de inyección de agua se usan una serie de ecuaciones que modelen el comportamiento esperado del proceso en el yacimiento, logrando obtener algunos datos como lo son el tiempo de ruptura, petróleo producido en función del tiempo, además de obtener esquemas de inyección y producción de agua, antes y después del tiempo de ruptura. Existen una

gran cantidad de métodos propuestos, los cuales presentan muchas similitudes, pero pueden diferir en la forma como toman en cuenta la estratigrafía del yacimiento, el comportamiento de inyección de los pozos, la eficiencia de barrido areal, la razón de movilidad, el mecanismo de desplazamiento y cualquier otra variable que pueda afectar el proceso de inyección de agua. Generalmente los métodos se clasifican de acuerdo con las variables que más afectan el problema que se desea simular, por lo tanto, la clasificación puede hacerse de la siguiente manera:

- Métodos concernientes al tipo de desplazamiento
- Métodos relativos a la heterogeneidad del yacimiento
- Métodos referentes a la eficiencia de barrido areal
- Métodos relacionados con modelos matemáticos
- Métodos empíricos

Un método de predicción adecuado generalmente incluye lo relativo a los efectos de flujo de fluidos, el arreglo de pozos, además de tener en cuenta las heterogeneidades del yacimiento por lo tanto, se requiere mucha información acerca de la roca y de los fluidos, además de la heterogeneidades del yacimiento, para crear un método de predicción perfecto y los que existen son solamente aproximaciones.

Para lograr una simulación más completa y obtener datos más certeros, se hace necesario la inclusión de una mayor cantidad de datos y detalles sobre el yacimiento y los fluidos; se parte de un balance general de materia en un yacimiento, analizando la dirección del flujo de fluidos, localización de pozos inyectoros y productores. Se basa en un balance general de materia, tomando en cuenta las heterogeneidades del yacimiento y la dirección del flujo de fluidos, además, la localización de los pozos inyectoros y productores, y sus condiciones de operación. Finalmente, en la simulación de

yacimientos cobra gran importancia el planteamiento, monitoreo y evaluación del comportamiento del yacimiento, así mismo da un punto de partida para realizar una evaluación económica preeliminar que permita decidir si es viable o no la realización de un proceso de inyección de agua.

2. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL PROYECTO

Cuando se va a tomar la decisión de invertir en un proyecto, es necesario evaluar desde un punto de vista económico-financiero todas las variables que en éste intervienen, utilizando para esto diferentes herramientas económicas que permitan establecer qué tan rentable será o si generará al inversionista las ganancias suficientes para satisfacer el objetivo económico establecido previamente. El análisis económico involucra el estudio de todos los factores que afectan la economía de un proyecto, desde su puesta en funcionamiento hasta el mantenimiento en buenas condiciones para la adecuada operación de éste.

Para la evaluación financiera y económica de un proyecto se utilizan algunos índices que se obtienen del tratamiento técnico y cuantitativo que se le dé al flujo de caja del proyecto o alternativa respectiva. Tales índices son entre otros el TIR, el TPR, el VPN y el PAYBACK, que son los que ayudan a tomar una decisión adecuada sobre qué proyecto realizar o si es o no conveniente el desarrollo de un proyecto en caso de tener una sola alternativa. En un proyecto se distinguen tres partes fundamentales que son la inversión neta o inicial, los egresos y los ingresos.

2.1. FLUJO DE EFECTIVO

Dado que en todas las operaciones intervienen dos clases de valores a lo largo del tiempo, los ingresos y los egresos relacionados con tal operación, se ha llamado flujo de efectivo a la secuencia que representa esos valores. A

fin de que pueda visualizarse esta operación, suelen representarse sobre un segmento de recta que tenga como longitud el tiempo que dure la operación medido en periodos. También se ha estipulado que los valores se representen con una flecha hacia arriba si son ingresos y con una flecha hacia abajo si son egresos, aunque esto se puede modificar ya que en nada afecta el resultado.

En la estimación del flujo de efectivo deben considerarse factores como los ingresos provenientes del ejercicio u operación del proyecto, los gastos generados por la inversión, los costos de operación, el beneficio fiscal asociado a la depreciación y los impuestos en que se incurren por el desarrollo del proyecto.

Los ingresos en un proyecto pueden generarse a partir de la venta de equipos o activos, o las ganancias obtenidas por la producción. Los costos pueden ser generados al comprar equipos, por impuestos o regalías, mantenimiento de equipos, pago de nóminas, etc. La ecuación que representa de mejor manera el flujo de efectivo durante un proyecto de inversión es la siguiente:

$$FDC = In - En - Dep \qquad \text{Ecuación 3.}$$

Donde:

FDC:	Flujo de caja
In:	Ingresos
En:	Egresos
Dep:	Depreciación

2.1.1. Inversión neta o inicial

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

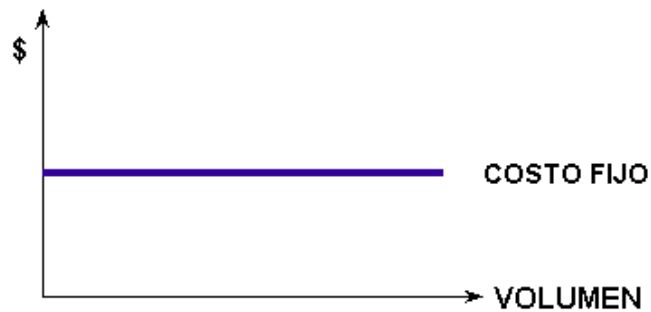
2.1.2 Costos

Los costos son el gasto económico que representa la fabricación de un producto o la prestación de un servicio. Al determinar el costo de producción, se puede establecer el precio de venta al público del bien o producto en cuestión (el precio al público es la suma del costo más el beneficio). En otras palabras, el costo es el esfuerzo económico que se debe realizar para lograr un objetivo operativo (el pago de salarios, la compra de materiales, la fabricación de un producto, la obtención de fondos para la financiación, la administración de la empresa, etc.).

Es necesario clasificar los costos de acuerdo a categorías o grupos, de manera tal, que posean ciertas características comunes para poder realizar los cálculos, el análisis y presentación de la información puede ser utilizada para la toma de decisiones de inversión del capital. Los costos se pueden clasificar de la siguiente forma:

- **Según el área donde se consumen:** Se pueden clasificar en costos de producción que son los que se generan en el proceso de transformar la materia prima en productos terminados; Los costos de distribución se generan por llevar el producto o servicio hasta el consumidor final. Los costos de administración son los generados en las áreas administrativas de la empresa y los de financiamiento que son producidos por el uso de recursos de capital.
- **Según su identificación:** Pueden ser directos, que son los costos fácilmente identificables con el producto, servicio, proceso o departamento, como el material directo y la mano de obra. También pueden ser costos indirectos que no se pueden asignar directamente a un producto o servicio, sino que se distribuyen entre las diversas unidades productivas mediante algún criterio de reparto.
- **Según control que se tiene sobre su consumo:** Pueden ser controlables y no controlables. Los primeros son aquellos costos sobre los cuales la dirección de la organización (ya sea supervisores, subgerentes, gerentes, etc.) tiene autoridad para que se generen o no. Mientras que los segundos son aquellos sobre los que no se tiene autoridad para su control.
- **Según su importancia en la toma de decisiones:** Pueden ser relevantes si se modifican al tomar una decisión u otra, o no relevantes si permanecen constantes independientemente de la decisión que se tome.
- **Según su comportamiento:** Pueden ser costos fijos que a corto plazo permanecen prácticamente constantes, sin afectarse por los cambios en el nivel de operación o de producción, como se observa en la figura 12.

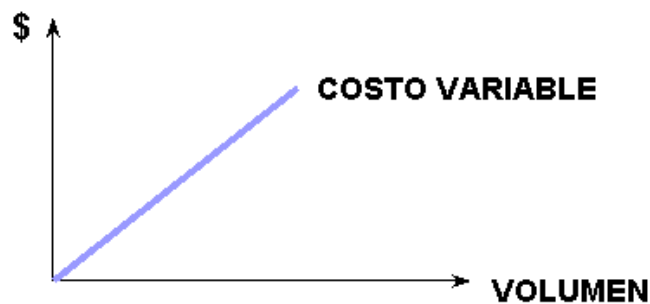
Figura 13. Comportamiento de un costo fijo respecto a la producción



Fuente: Aplicación software para la evaluación económica de un proceso de inyección de vapor. REY, Silvia; VELASCO, Johnnie.2007.

También pueden ser costos variables, directamente proporcionales a los volúmenes de producción o a los niveles de operación, como se observa en la figura 13. Estos costos también cambian con el nivel de actividad de la empresa, es decir, si no hay producción no hay costos variables y si la producción aumenta, el costo variable es alto.

Figura 14. Comportamiento de un costo variable respecto a la producción.

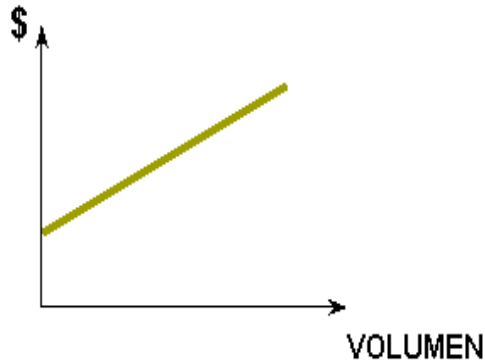


Fuente: Aplicación software para la evaluación económica de un proceso de inyección de vapor. REY, Silvia; VELASCO, Johnnie.2007.

También es posible tener costos semi -variables, los cuales se componen de una parte fija y una parte variable que se modifica de acuerdo con el

volumen de producción. Existen dos tipos de costos semi-variables, los mixtos que poseen un componente básico que es fijo y a partir del cual empieza a aumentar, como se observa en la figura 14.

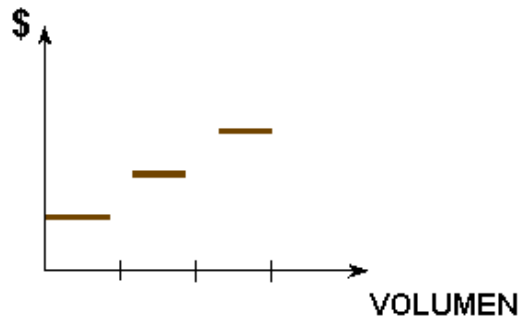
Figura 15. Costo semi-variable mixto.



Fuente: Aplicación software para la evaluación económica de un proceso de inyección de vapor. REY, Silvia; VELASCO, Johnnie.2007.

Y el escalonado, que se caracteriza por los costos son constantes, pero luego crecen hasta cierto nivel y una vez ahí permanecen constantes nuevamente, y así sucesivamente como se observa en la Figura 15.

Figura 16. Costo semi-variable escalonado.



Fuente. Aplicación software para la evaluación económica de un proceso de inyección de vapor. REY, Silvia; VELASCO, Johnnie.2007.

- **De acuerdo al tipo de desembolso en que se ha incurrido:** pueden ser desembolsables si generan una salida real de efectivo, o de oportunidad si al tomar una determinación se descarta otra alternativa.
- **De acuerdo al momento en el que se reflejan en el resultado:** son de periodo si están identificados con el tiempo de producción, o de producto cuando han contribuido de forma directa para su generación.
- **De acuerdo al momento en que se calculan:** los costos pueden ser históricos si se generaron en un periodo anterior, o predeterminados si se calculan a partir de métodos estadísticos, estos últimos son de gran utilidad para la elaboración de presupuestos.

2.1.3 Ingresos

Los ingresos, en términos económicos, hacen referencia a todas las entradas económicas que recibe una persona, una familia, una empresa, una organización, un gobierno, etc. El tipo de ingreso que recibe una persona, una empresa u organización depende del tipo de actividad que realice (un trabajo, un negocio, una venta, etc.).

Cuando una empresa vende su producción o sus servicios a un cliente, el valor de la compra, pagada por el cliente, es el ingreso percibido por la empresa. Estos ingresos pueden ser usados para pagar los salarios de los trabajadores, los bienes que utilizaron para la producción (insumos), los créditos que hayan obtenido, dar utilidades a los dueños de la empresa, ahorrar, realizar nuevas inversiones, etc. Cuando el ingreso proviene de actividades productivas, se puede clasificar en varios tipos:

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

En general, las personas, las familias, las empresas, etc., buscan aumentar sus ingresos. Si éstos se elevan, su consumo y su ahorro pueden aumentar, llevando, en muchos casos, a un mejor nivel de vida y de bienestar.

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

2.1.4 Depreciación

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

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

Tabla 2. Vida útil de los bienes depreciables.

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

Fuente. Aplicación software para la evaluación económica de un proceso de inyección de vapor. REY, Silvia; VELASCO, Johnnie.2007.

Con excepción de los terrenos, la mayoría de los activos fijos tienen una vida útil limitada ya sea por el desgaste resultante del uso, el deterioro físico causado por terremotos, incendios y otros siniestros, la pérdida de utilidad comparativa respecto de nuevos equipos y procesos o el agotamiento de su contenido. La disminución de su valor, causada por los factores antes mencionados, se carga a un gasto llamado depreciación. La depreciación

indica el monto del costo o gasto, que corresponde a cada periodo fiscal. Se distribuye el costo total del activo a lo largo de su vida útil al asignar una parte del costo del activo a cada periodo fiscal.

El cómputo de la depreciación de un período debe ser coherente con el criterio utilizado para el bien depreciado, es decir, si este se incorpora al costo y nunca es reevaluado, la depreciación se calcula sobre el costo original de adquisición, mientras que si existieron reevalúos, debe computarse sobre los valores reevaluados. Este cálculo deberá realizarse cada vez que se incorpore un bien ó mejora con el fin de establecer el nuevo importe a depreciar. Por otro lado, debe considerarse el valor residual final ó valor recuperable que será el que tendrá el bien cuando se discontinúe su empleo y se calcula deduciendo del precio de venta los gastos necesarios para su venta, incluyendo los costos de desinstalación y desmantelamiento, si estos fueran necesarios. La forma de calcular la depreciación es la siguiente:

$$IO + RE - VS = DEP$$

Ecuación 4.

Donde:

IO: Importe o costo inicial.

RE: Reevalúo efectuado.

VS: Valor de salvamento.

DEP: Valor a depreciar

Para calcular la depreciación imputable a cada período, debe conocerse el costo del bien, incluyendo los costos necesarios para su adquisición; la vida útil del activo que deberá ser estimada técnicamente en función de las características del bien, el uso que le dará, la política de mantenimiento del

ente, la existencia de mercados tecnológicos que provoquen su obsolescencia, etc. y el valor residual final.

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

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

$$DEPRECIACION = \frac{\text{Costo} - \text{ValorDeSalvamento}}{\text{VidaUtil}} \quad \text{Ecuación 5.}$$

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

$$DEPRECIACION = \frac{\text{Costo} - \text{ValorDeSalvamento}}{\text{Unidades Producidas}} \quad \text{Ecuación 6.}$$

$$DEPRECIACION = \frac{\text{Costo} - \text{ValorDeSalvamento}}{\text{HorasTrabajadas}} \quad \text{Ecuación 7.}$$

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

$$DEPRECIACION = \frac{\text{Costo} - \text{ValorDeSalvamento}}{\text{SumaDeAños}} * (\text{TotalAños} - n) \quad \text{Ecuación 8.}$$

- **Método del doble saldo decreciente:** Un nombre más descriptivo para el método del doble del saldo decreciente sería el doble saldo decreciente, o dos veces la tasa de la línea recta. En este método no se deduce el valor de desecho o de recuperación, del costo del activo para obtener la cantidad a depreciar. En el primer año, el costo total de activo se multiplica por un porcentaje equivalente al doble porcentaje de la depreciación anual por el método de la línea recta. En el segundo año, lo mismo que en los subsiguientes, el porcentaje se aplica al valor en libros del activo. El valor en libros significa el costo del activo menos la depreciación acumulada.

2.1.5 Impuestos

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

- **Regalías.** las regalías son el pago efectuado al titular de derechos de autor, patentes, marcas o know-how a cambio del derecho a usarlos o explotarlos, o que debe realizarse al Estado por el uso o extracción de ciertos recursos naturales, habitualmente no renovables. Las regalías son una fuente importante de financiación para el desarrollo territorial que se deben administrar siguiendo los principios de transparencia, eficiencia, impacto, equidad y sostenibilidad. Las regalías representan un importante porcentaje de los ingresos del Estado, y una gran proporción de los presupuestos de inversión de aquellas regiones que participan de las mismas. Estos recursos tienen asignada una destinación de vital interés en términos sociales: cubrir las necesidades básicas de la población en los sectores de salud, educación, agua potable y saneamiento básico. Actualmente, el sistema de regalías se rige con base en la Ley 756 de 2002, por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones.
- **Impuesto de renta.** Es una contribución que grava el ingreso de las personas y entidades económicas. El impuesto sobre la renta incluye el gravamen al trabajo, al capital y la combinación de ambos. Es un impuesto directo porque incide en forma específica sobre el ingreso de las personas y de las sociedades mercantiles. El impuesto sobre la renta,

es de tipo nacional y se paga al fisco en función del resultado de la actividad financiera de las empresas petroleras en un año. Es la principal fuente de recaudo de impuestos en la actividad de producción de petróleo. En Colombia, en los últimos años ha oscilado entre el 30 y 40%. Este impuesto se aplica sobre la ganancia bruta cuando ya se ha descontado la depreciación.

2.1.6 Amortización

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

- **Amortización de un pasivo.** La obligación de devolver un préstamo recibido de un banco es un pasivo, cuyo importe se va reintegrando en varios pagos diferidos en el tiempo. La parte de capital (o principal) que se cancela en cada uno de esos pagos es una amortización. Los métodos más frecuentes para repartir el importe en el tiempo y segregar principal de intereses son el francés, alemán y el americano. El sistema Francés consiste en determinar una cuota fija, mediante el cálculo apropiado del interés compuesto se segrega el principal (que será creciente) de los intereses (decrecientes). El sistema Alemán determina que la amortización de capital sea fija. Por lo tanto los intereses y la cuota total serán decrecientes. El sistema Americano establece una sola

amortización al final de un período, en el cual solo se pagan intereses, al no haber pagos de capital, los intereses son fijos.

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

2.2 MÉTODOS DE ANÁLISIS ECONÓMICO

Una vez se conoce el valor de la inversión necesaria para llevar a cabo un proyecto, y que se han determinado los flujos de caja que se presentaran durante la vida operativa de este, se procede a evaluar el proyecto por uno

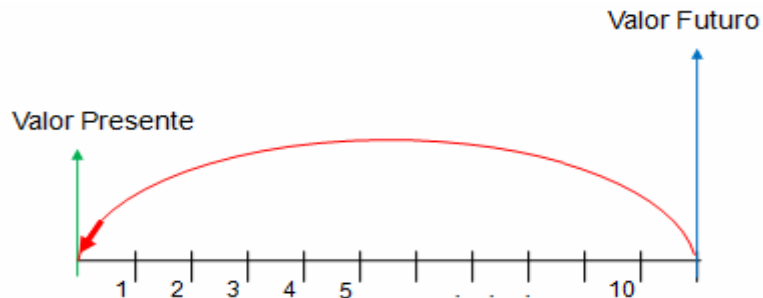
de los diferentes métodos de análisis económicos existentes para determinar su conveniencia.

Para realizar la evaluación económica de un proyecto se utilizan diferentes métodos, entre los que se pueden mencionar el Valor Presente Neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), la tasa promedio de retorno (TPR), y el tiempo de recuperación de la inversión o Payback Time. Cada método evalúa un criterio diferente, y seleccionar un proyecto a partir de uno de ellos no es conveniente, para la selección se debe utilizar varios de estos métodos que lleven al inversionista a tomar la decisión mas adecuada. Los métodos de análisis económico se pueden aplicar antes o después de considerar el impacto de los impuestos; la forma de evaluación mas acorde con la realidad es aquella que considera el impacto de los impuestos.

2.2.5 Valor presente neto

El método del valor presente neto es muy utilizado porque es de muy fácil aplicación y todos los ingresos y egresos futuros se transforman a pesos de hoy, como se muestra en la figura 16; y así puede verse fácilmente, si los ingresos son mayores que los egresos.

Figura 17. Esquema del valor presente neto.

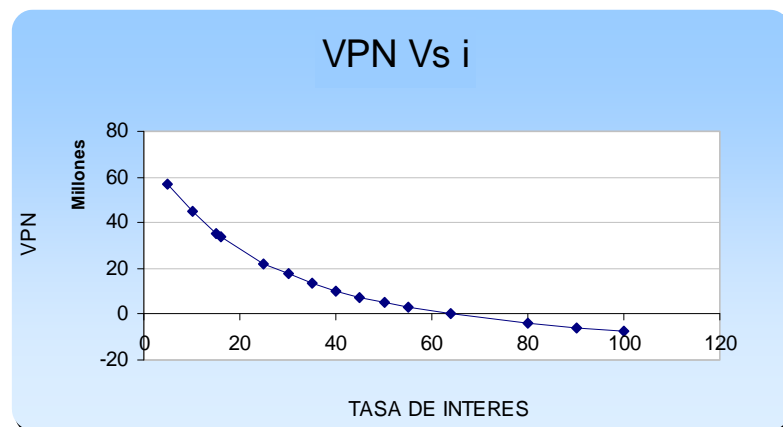


Fuente. Aplicación software para la evaluación económica de un proceso de inyección de vapor. REY, Silvia; VELASCO, Johnnie.2007.

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

La condición indispensable para comparar alternativas es que siempre se tome en la comparación igual número de años, pero si el tiempo de cada uno es diferente, se debe tomar como base el mínimo común múltiplo de los años de cada alternativa. La aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de interés que se utilice. Por lo general el VPN disminuye a medida que aumenta la tasa de interés, como se muestra en la figura 17. En consecuencia, para el mismo proyecto puede presentarse que a una cierta tasa de interés el VPN puede variar significativamente, hasta el punto de llegar a rechazarlo o aceptarlo según sea el caso.

Figura 18. Valor presente neto en función de la tasa de interés.



Fuente. Los autores

Al evaluar proyectos con la metodología del VPN se recomienda que se calcule con una tasa de interés superior a la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO), con el fin de tener un margen de seguridad para cubrir ciertos riesgos,

tales como liquidez, efectos inflacionarios o desviaciones que no se tengan previstas.

Los factores que deben tenerse en cuenta al calcular el valor presente de un proyecto son: la vida útil del proyecto, el flujo de caja, es decir el valor presente de los ingresos y egresos en el tiempo, valor comercial o ingreso que se obtiene al final de la vida útil del proyecto y una tasa de descuento o tasa de oportunidad, la cual puede ser constante o variable, ya que en esta tasa está presente de alguna manera, el factor de riesgo y el de liquidez. La ecuación general para hallar el valor presente neto de un proyecto es igual a:

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{FDC}{(1+i)^n} \quad \text{Ecuación 9.}$$

Donde el flujo de caja es igual a la ganancia neta menos los impuestos.

$$FDC = GN - Im \quad \text{Ecuación 10.}$$

$$GN = In - En \quad \text{Ecuación 11.}$$

Donde, In representa los ingresos, En los egresos, GN las ganancias netas de los impuestos.

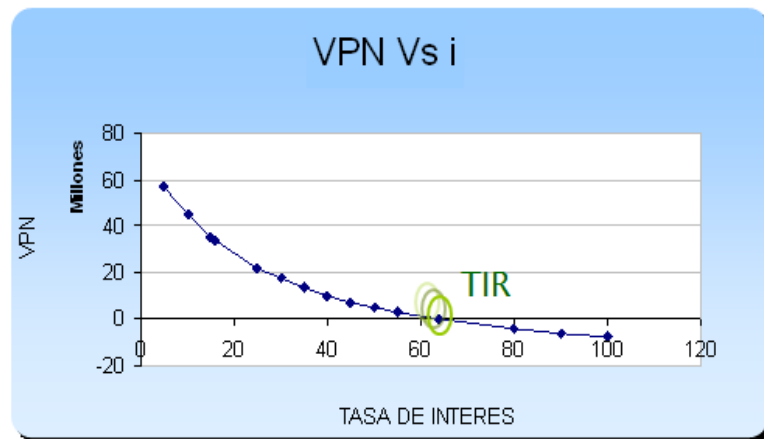
2.2.6 Tasa interna de retorno

La tasa interna de retorno, TIR, es la tasa que iguala el valor presente neto a cero, es conocida también como la tasa de rentabilidad, producto de la reinversión de los flujos netos de efectivo dentro de la operación propia del

negocio o la tasa crítica de rentabilidad, cuando se compara con la tasa mínima de rendimiento requerida para un proyecto de inversión específico.

La evaluación de los proyectos de inversión cuando se hace con base en la tasa interna de retorno, toman como referencia la tasa de descuento. Si la tasa interna de retorno es mayor que la tasa de descuento, el proyecto se debe aceptar pues estima un rendimiento mayor al mínimo requerido, siempre y cuando se reinviertan los flujos netos de efectivo. Por el contrario, si la tasa interna de retorno es menor que la tasa de descuento, el proyecto se debe rechazar pues estima un rendimiento menor al mínimo requerido. De manera gráfica, el TIR se puede establecer en el corte con el eje X, como se puede observar en la figura 18.

Figura 19. Tasa interna de retorno.



Fuente. Los autores

Matemáticamente, el cálculo del TIR se lleva a cabo hallando la tasa de interés, en la cual la suma del valor presente de los flujos de caja, es igual a la inversión inicial. La ecuación que representa esto es la siguiente:

$$VPN = 0 = \left[\frac{FDC1}{(1+i)^1} \right] + \left[\frac{FDC2}{(1+i)^2} \right] + \left[\frac{FDC3}{(1+i)^3} \right] + \dots + \left[\frac{FDCn}{(1+i)^n} \right] - Inv \quad \text{Ecuación 12.}$$

Donde:

FDC: Flujo de caja

i: Tasa de interés manejada.

VPN: Valor presente neto.

2.2.7 Tasa promedio de retorno

La tasa promedio de retorno, es aquella que representa la forma como se va a recuperar la inversión, en relación con los flujos de caja anuales. Este método relaciona el flujo promedio anual de efectivo y la inversión inicial, mostrando una tasa de rendimiento promedio del proyecto. Este criterio se aplica generalmente cuando se tienen varios proyectos, y se elige aquel con mayor tasa de rendimiento. Para el caso de un solo proyecto, la tasa promedio de retorno es equivalente a la tasa con que se recuperara la inversión a la largo de la vida de éste. La ecuación para calcular la tasa promedio de retorno o TPR es la siguiente:

$$TPR = \frac{\sum_{t=1}^n \text{FlujosdeCaja} / \text{NúmeroDeAños}(n)}{\text{InversiónInicial}} \quad \text{Ecuación 13.}$$

Este método aunque representa una forma fácil para evaluar un proyecto, tiene la desventaja de no considerar el valor del dinero en el tiempo, es decir, asumiendo que el valor de un dólar hoy será el mismo valor que el de mañana, lo que podría conducir a un serio error en los análisis de viabilidad de un proyecto.

2.2.8 Tiempo de recuperación de la inversión o **PAYBACK TIME**.

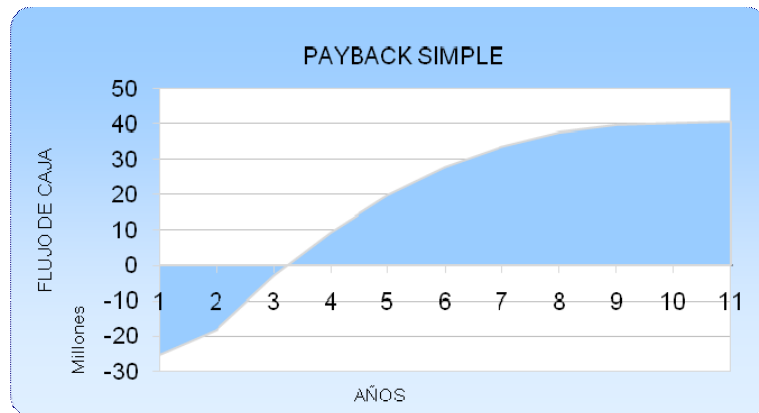
El tiempo de recuperación de la inversión, también conocido como *payback time*, es el tiempo en el cual se recupera el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto, es decir, para que los flujos de caja netos positivos sean iguales a la inversión inicial. En los países donde la situación política y económica es muy inestable, este es el método que prefieren aplicar la mayoría de las empresas, debido a que lo importante para una empresa en un principio es la recuperación de la inversión. El Payback Time se puede calcular de dos maneras diferentes que son:

- **Payback Simple.** Es el tiempo que se necesita para recuperar el dinero que se invirtió inicialmente en un negocio o proyecto. Este método, considera los flujos de efectivo sin tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo; por lo tanto, considera erróneamente, el hecho de que un dólar hoy vale igual que un dólar el día de mañana. Si el empresario se encuentra analizando un negocio o proyecto en forma aislada o independiente, es decir, sin considerar otros posibles simultáneamente, el criterio de decisión que debe seguirse es el siguiente: se acepta, si el tiempo de recuperación simple es menor que la vida económica del proyecto, esto significa que el dinero invertido en el negocio va a ser completamente recuperado antes que termine la vida económica del mismo. La ecuación que permite calcular el tiempo de recuperación de la inversión es la siguiente:

$$PaybackSimple = \frac{InversiónInicial}{FlujoDeEfectivoAnual} \quad \text{Ecuación 14.}$$

De manera gráfica, la recuperación de la inversión o *payback time* se podría ver representada como en la figura 19.

Figura 20. Representación grafica del payback simple.



Fuente. Los autores

Este método es de gran utilidad al momento de evaluar proyectos, ya que proporciona una medida del riesgo del proyecto, así como que tanto tiempo será necesario para que la inversión sea recuperada. Así mismo posee una gran desventaja que es el no considerar el valor del dinero en el tiempo, por lo que su respuesta se verá un poco alterada. Adicionalmente, este método no considera los flujos de efectivo operativos netos que se presentan después de que la inversión neta ha sido recuperada, puesto que únicamente indica cuando se recupera esa inversión. Estos pueden ser muy importantes en la determinación de la rentabilidad de un negocio o proyecto, por lo cual, el que tenga el menor tiempo de recuperación no necesariamente es el más rentable o el que debiera seleccionarse.

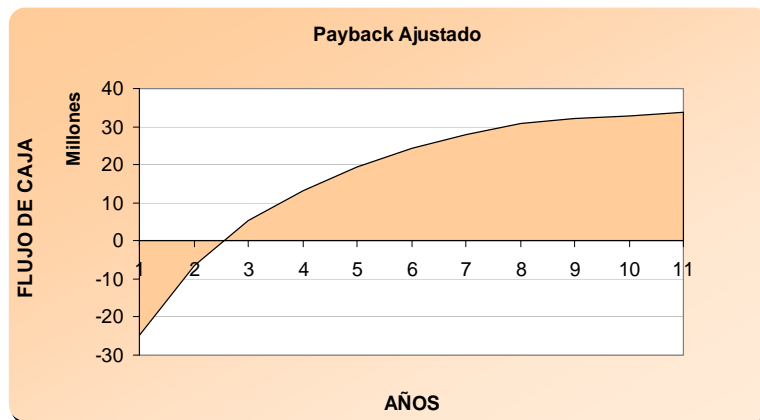
- **Tiempo de recuperación ajustado o *Payback* ajustado.** Es el tiempo que se requiere para recuperar el valor presente del dinero que se invirtió inicialmente en el proyecto, utilizando los flujos de efectivo, pero tomando en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Este método, compara el valor presente de cada uno de los flujos de efectivo operativos netos, con el valor presente de la inversión neta requerida. Es decir, este método

calcula el tiempo que se necesita para que el dinero que entra al negocio, ajustado por su valor en el tiempo, sea igual al monto originalmente invertido, también ajustado por su valor en el tiempo. Este método proporciona una medida más precisa que el anterior puesto que incorpora el valor del dinero en el tiempo. El criterio de selección es muy similar al del Payback Simple, se seleccionara el proyecto mientras el tiempo de recuperación de la inversion sea menor que el de la vida útil del proyecto. La ecuación que nos sirve para determinar el tiempo de recuperación ajustado o *payback* ajustado es la siguiente:

$$PaybackAjustado = \frac{VP\ inversión\ Inicial}{VP\ flujo\ de\ efectivo\ anual} \quad \text{Ecuación 15.}$$

La representación grafica del Payback Ajustado es la siguiente:

Figura 21. Representación grafica del payback ajustado.



Fuente. Los autores

Este método aunque de fácil manejo, es de gran importancia para un inversionista ya que permite hacer una estimación inicial de que tanto tiempo debiera esperar para recuperar la inversión realizada en el desarrollo del proyecto. A pesar de estas ventajas, el tiempo de

recuperación ajustado tampoco toma en consideración todos los flujos de efectivo operativos netos que se generan después de recuperar la inversión.

3. RIESGOS E INCERTIDUMBRE EN PROYECTOS DE INYECCIÓN DE AGUA

La necesidad de analizar y evaluar proyectos económicos de inyección de agua, se origina fundamentalmente, en la búsqueda de la maximización del rendimiento y el uso adecuado de los recursos empleados en la administración de los riesgos, es aquí donde surge el análisis del riesgo e incertidumbre asociado con el manejo integral del riesgo en empresas, proyectos y decisiones de inversión que cobran mayor importancia en la actualidad, debido a la creciente necesidad de conocer y manejar los niveles de incertidumbre a los que está expuesto durante la ejecución de la estrategia y el cumplimiento de los objetivos empresariales. Para estudiar el comportamiento de los riesgos, es necesario predecir, y por ende, hacer inferencias acerca del comportamiento de elementos o situaciones objeto de análisis, para realizar un proceso adecuado de gestión de riesgos, que consiste en tomar las acciones necesarias para mitigar, aceptar, evitar y aprovechar los factores críticos y así garantizar el éxito del proyecto. El propósito de la medición del riesgo es el poder brindar elementos de juicio que permitan mejorar la calidad de las decisiones que afectan la viabilidad de las operaciones futuras.

En este capítulo se presenta todo el análisis realizado a los riesgos e incertidumbres que están sujetos a un proyecto de inyección de agua, en el cual se desarrolla una metodología que consiste en elaborar un listado conocido como lluvia de ideas que plasma todos los posibles riesgos que se pueden presentar, luego se muestra el proceso de clasificación de riesgos de acuerdo a cuatro categorías básicas que son: riesgos de entorno,

financieros, retrasos en la ejecución y operacionales, seguidamente se definen los criterios de evaluación según el impacto y la probabilidad de ocurrencia y se plantea la matriz de riesgos como criterio cualitativo que permite definir los riesgos más críticos. Luego se modelan los riesgos usando diagramas causa efecto y diagramas de influencia, y finalmente se describen las técnicas o herramientas más usadas para su manejo y diversificación como son análisis de sensibilidad y simulación Montecarlo, que reflejan el mundo real a partir de la utilización de un modelo matemático que permite estudiar las propiedades y características de la situación analizada, para generar conclusiones y tomar decisiones basados en los resultados.

Podemos definir el riesgo como una medida de la variabilidad de los posibles resultados que se pueden esperar de un evento. También se consideran eventos inciertos o condiciones que atentan contra el cumplimiento de la estrategia de negocios de la compañía o la probabilidad de obtener o exceder el VPN esperado en el flujo de caja de un proyecto, aunque la definición más simple e intuitiva de riesgo es la que establece que es la esperanza matemática de la pérdida, o la multiplicación de la probabilidad de ocurrencia de un suceso por la severidad de su impacto o magnitud del daño.

Es importante diferenciar entre riesgo e incertidumbre. La incertidumbre existe siempre que no se sabe con seguridad lo que ocurrirá en el futuro, y presenta dos caras:

- Riesgo: posibilidades de que los resultados se den por debajo de lo esperado.
- Oportunidad: posibilidades de que los resultados sean por encima de lo esperado.

Desde el punto de vista financiero, la incertidumbre de un proyecto es una medida de la dispersión de los flujos de caja esperados, o el elemento

sorpresas con respecto al retorno esperado, la cual puede ser medida como la desviación estándar de dichos flujos, mientras que el riesgo, contempla las probabilidades de perder dinero al considerar las variables más importantes en el desarrollo del proyecto.

3.1 IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS

El proceso de identificación se orienta en la comprensión de los riesgos que puedan existir en las diferentes etapas de un proyecto de inyección de agua y debe realizarse de forma permanente e interactiva enfocando en el resultado del análisis del contexto estratégico, en el proceso de planeación y debe partir de la claridad de los objetivos estratégicos de la entidad para la obtención de resultados. La identificación de riesgos se debe realizar al interior ya sea de cada una de las áreas operativas y de soporte de la empresa, o del equipo del proyecto, analizando aquellos eventos que podría afectar el cumplimiento de los objetivos específicos del área, establecidos para responder a las estrategias del plan de negocios o al cumplimiento de las metas en tiempo y costo del proyecto.

Dentro de los procedimientos para identificar este tipo de riesgos encontramos el método de lluvia de ideas, que es utilizado especialmente con equipos de trabajo que presentan diferentes niveles de autoridad y experiencia. Lo que se busca es la generación de la mayor cantidad posible de ideas o identificación de riesgos partiendo del principio del pensamiento divergente. En nuestro caso se trata de escudriñar con ojo avizor todo aquello que pudiese salir mal con el proyecto u oportunidad de negocio, así como las razones para ello. Con el fin de que el proceso sea productivo se requiere de la participación de un grupo heterogéneo de personas con diferentes niveles de conocimiento y experiencia en los diferentes procesos

involucrados. Para el éxito de este tipo de herramientas es importante tener en cuenta las siguientes reglas:

- Promover la generación de ideas no convencionales.
- Durante el ejercicio es más importante la cantidad de ideas que la calidad de las mismas.
- Durante la sesión no se debe clarificar las ideas como «buenas» ó «malas».

Para el éxito del proceso se requiere, además del cumplimiento de estas reglas, el promover un ambiente de trabajo que permita a los participantes la generación libre y espontánea de ideas. Para conseguirlo, es importante enfatizar en la importancia de mirar el problema analizado desde diferentes ángulos o facetas, y que permita hablar libremente y en términos que sean de fácil comprensión para el resto del equipo. Luego de plantear esta lluvia de ideas se realiza una lista de chequeo para clasificar los riesgos de acuerdo a la categoría en la que presentan mayor influencia.

3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS RIESGOS

Existen una serie de riesgos comunes a la industria petrolera que deben considerarse al momento de identificar los riesgos de cualquier proyecto, estos a su vez, son posibles clasificarlos en cuatro categorías:

3.2.1 Riesgos de entorno

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

la gestión de desempeño. Dentro de esta categoría, los principales riesgos a tener en cuenta son durante la ejecución de un proyecto de inyección de agua son:

- Orden público
- Agentes climáticos
- Problemas de acceso al campo
- Corrupción
- Secuestro de personal de vital importancia
- No hay disponibilidad de oleoductos por voladura de instalaciones
- Sabotaje al proyecto
- Aumento de impuestos
- Creación de nuevos tributos
- Nacionalización de la industria
- Variación de la moneda del país
- Posibilidad de recesión económica
- Aumento de la tasa de interés
- Incumplimiento de acuerdos establecidos a nivel estatal
- Intereses adversos al proyecto

3.2.2 Riesgos financieros

Se presentan durante la ejecución del portafolio de gastos e inversiones. Son riesgos muy importantes para una empresa cuando se habla de proyectos. Incluye los riesgos relacionados con los perfiles de producción o demanda esperados, los márgenes de diseño de facilidades y el valor de la información requerida para mejorar el conocimiento. Debido a su naturaleza, requieren para su análisis de conceptos de diferentes expertos, y principalmente, de

análisis de datos históricos de otros proyectos en el área. Dentro de esta categoría, los principales riesgos a tener en cuenta son:

- Aumento de las tarifas de prestadores de servicio
- Problemas en el diseño de facilidades
- Realizar operaciones no programadas
- Aumento en costos del tratamiento de agua
- Aumento en las dimensiones de las líneas Revaluación del estudio técnico
- Cierre de pozos
- Incremento en la instalación del programa de monitoreo
- Mayor contratación de personal
- Intervención de la empresa
- Problemas financieros de la empresa
- Variación del precio del hidrocarburo
- Instalación de equipos con mayor capacidad
- Perforación de nuevos pozos inyectores y productores
- Alteración del patrón de inyección
- Daños en la formación
- Procedimientos de estimulación
- Daños en los pozos inyectores
- Error en la estimación de reservas
- Necesidad de conversión de pozos
- Espaciamiento entre pozos
- Costos de producción
- Caracterización inadecuada del yacimiento

3.2.3 Retrasos en la ejecución

Ocurren debido a la falta de consideración de todos los agentes que hay que tener en cuenta para la debida ejecución del cronograma inicial, tales como: mala planeación, no contar con el personal idóneo, demora en la consecución de permisos, problemas en la adquisición de tierras, estación de lluvias, situación de orden público, disponibilidad de equipos, entre otras, que en conjunto ocasionan retrasos en la ejecución del proyecto. Todo lo anterior impide lograr los beneficios en el tiempo estimado originalmente, incrementando los costos, y por ende reduciendo su VPN. Dentro de esta clasificación dentro de los proyectos de inyección de agua encontramos los siguientes riesgos:

- Retraso en el mantenimiento de los equipos
- Incumplimiento de intermediarios
- Dificultad de consecución y transporte de las facilidades
- Demora en la ejecución de decisiones
- Escasez de personal idóneo
- Falta de licencia ambiental
- Realización de pruebas químicas adicionales
- Demora en programas de prevención

3.2.4 Riesgos Operacionales

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

aquí que el análisis de los riesgos operacionales se basa en la identificación de aquellos más críticos para el cumplimiento de los programas y planes de trabajo, la definición de esquemas de control, y la optimización de los procedimientos de administración de riesgo existentes. Para ello, las empresas suelen contar con planes de contingencia para el manejo de situaciones extraordinarias que puedan afectar su operación normal, implementar sistemas de gestión, contar con programas de transferencia de riesgos mediante seguros, o fortalecer los mecanismos de control, entre muchas otras prácticas. Dentro de esta categoría, los riesgos que se presentan comúnmente en proyectos de inyección de agua son:

- Fallas en el equipo de levantamiento
- Daños en la tubería de producción
- Atención de problemas ambientales
- Falta de electricidad
- Fallas en las líneas
- Búsqueda de nueva fuente de agua
- Fallas en los equipos de tratamiento
- Parar la perforación por reventones
- Falta de equipos adecuados para tratar el crudo
- Mayor cantidad de días de perforación por operaciones de pesca y problemas de pozo Abandonar pozos por problemas mecánicos
- Realización y adecuación de nuevas obras civiles
- Dificultad de producción de hidrocarburos
- No hay disponibilidad de oleoductos para transporte
- Aumento excesivo de pasivos
- Derrame de hidrocarburos
- Corrosión de líneas y equipos de facilidades
- Inexperiencia del personal que maneja las facilidades
- Caución por condiciones insalubres

- Condiciones inseguras de trabajo
- Panorama de riesgos profesionales
- Retiro de personal especializado
- Finalización intempestiva del contrato

Después de clasificar los riesgos se procede a la etapa de valoración, que ofrece tres formas de medición: cualitativa, semicuantitativa y cuantitativa. A continuación describiremos cada alternativa de medición.

3.3 PRIORIZACIÓN DE RIESGOS

Los riesgos se priorizan para su tratamiento buscando asegurar que aquellos que más impacto tengan en el cumplimiento de los objetivos del proyecto sean exhaustivamente analizados, a fin de optimizar el uso de los recursos empleados en su tratamiento y evitar sorpresas desagradables que podrían generar los riesgos sin control. Todo ello a fin de estabilizar el flujo de caja del proyecto en el corto y mediano plazo.

Este proceso incluye datos numéricos confiables sobre el impacto y la probabilidad de ocurrencia de los riesgos, y se pueden realizar cálculos estadísticos y simulaciones que suministren información más exacta, la cual servirá para tomar decisiones frente a las acciones de tratamiento. Si al valorar un riesgo la calificación que se obtiene es aceptable, se considera que no representa peligro, y debe ser monitoreado. Si por lo contrario no lo es, se deben tomar acciones para llevarlo a un nivel en que no exista inquietud. En esta etapa se compara el nivel de riesgo contra el nivel de criticidad para cada uno de los riesgos identificados y de acuerdo con esto se priorizan para ser tratados.

Para realizar el análisis a los riesgos e incertidumbres que están presentes en un proyecto de inyección de agua y priorizar los riesgos, se sigue la metodología descrita a continuación: se identifican y plantean todos los posibles riesgos que podrían presentarse en la vida productiva del proyecto para generar el listado de lluvia de ideas, luego se clasifican los riesgos de acuerdo a las cuatro categorías que se mencionaron anteriormente, después se definen los criterios de evaluación que presentamos en la tabla 3, se evalúan los riesgos según el impacto y la probabilidad de ocurrencia y finalmente se ubican en la matriz para determinar los riesgos más críticos.

Tabla 3. Criterios de evaluación de riesgos

CONSECUENCIAS Y/O IMPACTO	ENTORNO	FINANZAS	RETRASO EN EJECUCIÓN
	Daño severo y prolongado	> 100000 KUS\$	> 3 meses
	Daño severo de corto plazo	50000-100000 KUS\$	1 mes - 3 meses
	Daño localizado	10000-50000 KUS\$	1 semana - 1 mes
	Daño menor	1000-10000 KUS\$	1 día - 1 semana
	Daño leve	< 1000 KUS\$	< 1 día

Fuente. SANCHEZ M, BRAVO O. "Gestión Integral de Riesgos" 2006.

En la tabla 3 se han definido los criterios de evaluación para los riesgos de entorno, financieros y retrasos en la ejecución de acuerdo al impacto y las consecuencias que pueden generar sobre el proyecto de inyección de agua. Partiendo de estos criterios de evaluación valoramos los riesgos asignando diferentes valores de frecuencia e impacto según el grado de repercusión

que presenten sobre el proyecto, para ello es necesario tener en cuenta que las escalas en términos de frecuencia de ocurrencia (para riesgos que se hayan presentado en varias oportunidades en el pasado) conviene utilizar referentes relacionados con el número de veces que ha ocurrido el evento durante la ejecución del proyecto y el impacto que han tenido sobre el flujo de caja. En la tabla 4, 5, 6 y 7 se muestran los riesgos de entorno, financieros, retrasos en la ejecución y operacionales respectivamente clasificados según las escalas de frecuencia e impacto y los criterios de evaluación definidos previamente, lo que permitirá priorizar los riesgos y determinar cuáles son los que requieren más atención durante el desarrollo del proyecto.

Tabla 4. Priorización de riesgos de entorno

Numeración	RIESGOS DE ENTORNO	Frecuencia	Impacto	F x I
E.1	Orden público	2	50	100
E.2	Agentes climáticos	5	16	80
E.3	Problemas de acceso al campo	2	16	32
E.4	Corrupción	1	50	50
E.5	Secuestro de personal de vital importancia	1	16	16
E.6	No hay disponibilidad de oleoductos por voladura de instalaciones	1	50	50
E.7	Sabotaje al proyecto	1	50	50
E.8	Aumento de impuestos	1	50	50
E.9	Creación de nuevos tributos	0,5	16	8
E.10	Nacionalización de la industria	0,5	100	50
E.11	Variación de la moneda del país	5	50	250
E.12	Posibilidad de recesión económica	1	50	50
E.13	Aumento de la tasa de interés	2	100	200
E.14	Incumplimiento de acuerdos establecidos a nivel estatal	2	16	32
E.15	Intereses adversos al proyecto	2	16	32

Fuente. Los autores

En esta tabla 4 podemos apreciar que los riesgos de entorno que más impacto generan sobre el proyecto son:

- Variación de la moneda del país
- Aumento de la tasa de interés
- Orden público

Tabla 5. Priorización de riesgos financieros

Numeración	RIESGOS FINANCIEROS	Frecuencia	Impacto	F x I
F.1	Aumento de las tarifas de prestadores de servicio	2	8	16
F.2	Problemas en el diseño de facilidades	1	8	8
F.3	Realizar operaciones no programadas	2	8	16
F.4	Aumento en costos del tratamiento de agua	2	50	100
F.5	Aumento en las dimensiones de las líneas	1	8	8
F.6	Revaluación del estudio técnico	1	8	8
F.7	Cierre de pozos	2	50	100
F.8	Incremento en la instalación del programa de monitoreo	2	8	16
F.9	Mayor contratación de personal	2	8	16
F.10	Intervención de la empresa	1	50	50
F.11	Problemas financieros de la empresa	1	50	50
F.12	Variación del precio del hidrocarburo	10	100	1000
F.13	Instalación de equipos con mayor capacidad	1	16	16
F.14	Perforación de nuevos pozos inyectores y productores	2	16	32
F.15	Alteración del patrón de inyección	2	50	100
F.16	Daños en la formación	2	16	32
F.17	Procedimientos de estimulación	2	16	32
F.18	Daños en los pozos inyectores	5	50	250
F.19	Error en al estimación de reservas.	5	100	500
F.20	Necesidad de conversión de pozos	2	16	32
F.21	Espaciamiento entre pozos	5	50	250
F.22	Costos de producción	2	16	32
F.23	Caracterización inadecuada del yacimiento	5	50	250

Fuente. Los autores

En esta tabla 5 podemos apreciar que los riesgos financieros que más impacto generan sobre el proyecto son:

- Variación del precio del hidrocarburo
- Error en la estimación de reservas
- Daños en los pozos inyectores
- Espaciamiento entre pozos
- Caracterización inadecuada del yacimiento
- Aumento en los costos de tratamiento de agua

- Cierre de pozos
- Alteración del patrón de inyección

Tabla 6. Priorización de riesgos de retrasos en la ejecución

Numeración	RETRASOS EN LA EJECUCIÓN	Frecuencia	Impacto	F x I
R.1	Retraso en el mantenimiento de los equipos	2	8	16
R.2	Incumplimiento de intermediarios	1	16	16
R.3	Dificultad de consecución y transporte de las facilidades	2	16	32
R.4	Demora en la ejecución de decisiones	2	16	32
R.5	Escasez de personal idóneo	2	50	100
R.6	Falta de licencia ambiental	2	100	200
R.7	Realización de pruebas químicas adicionales	2	8	16
R.8	Demora en programas de prevención	5	16	80

Fuente. Los autores

En esta tabla 6 podemos apreciar que los riesgos de retrasos en la ejecución que más impacto generan sobre el proyecto son:

- Falta de licencia ambiental
- Escasez de personal idóneo

En la tabla 7 podemos apreciar que los riesgos operacionales que más impacto generan sobre el proyecto son:

- Falta de electricidad
- Fallas en el equipo de levantamiento
- Fallas en los equipos de tratamiento
- Derrame de hidrocarburos
- Búsqueda de nueva fuente de agua
- Para la perforación por reventones
- Abandonar pozos por problemas mecánicos
- Dificultad de producción de hidrocarburos
- No hay disponibilidad de oleoductos para el transporte
- Condiciones inseguras de trabajo

- Retiro de personal especializado

Tabla 7. Priorización de riesgos operacionales

Numeración	OPERACIONALES	Frecuencia	Impacto	F x I
O.1	Fallas en el equipo de levantamiento	5	50	250
O.2	Daños en la tubería de producción	5	16	80
O.3	Atención de problemas ambientales	5	16	80
O.4	Falta de electricidad	5	100	500
O.5	Fallas en las líneas	5	16	80
O.6	Búsqueda de nueva fuente de agua	2	50	100
O.7	Fallas en los equipos de tratamiento	5	50	250
O.8	Parar la perforación por reventones	1	100	100
O.9	Falta de equipos adecuados para tratar el crudo	2	16	32
O.10	Mayor cantidad de días de perforación por operaciones de pesca y proble	5	16	80
O.11	Abandonar pozos por problemas mecánicos	2	50	100
O.12	Realización y adecuación de nuevas obras civiles	2	8	16
O.13	Dificultad de producción de hidrocarburos	2	50	100
O.14	No hay disponibilidad de oleoductos para transporte	2	50	100
O.15	Aumento excesivo de pasivos	1	16	16
O.16	Derrame de hidrocarburos	2	100	200
O.17	Corrosión de líneas y equipos de facilidades	5	16	80
O.18	Inexperiencia del personal que maneja las facilidades	2	16	32
O.19	Cautión por condiciones insalubres	1	8	8
O.20	Condiciones inseguras de trabajo	2	50	100
O.21	Panorama de riesgos profesionales	2	16	32
O.22	Retiro de personal especializado	2	50	100
O.23	Finalización intempestiva del contrato	0,5	100	50
O.24	Afectación a minorías étnicas	0,5	16	8

Fuente. Los autores

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

3.4 MATRIZ DE RIESGOS

El objetivo de esta etapa es valorar cada uno de los riesgos identificados en la etapa anterior de acuerdo con su probabilidad de ocurrencia y con el

impacto que pudieran tener sobre el cumplimiento de los objetivos. Para ello se recomienda seguir la siguiente secuencia:

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

Luego se aplica una escala descriptiva en la cual se asigna un valor de 1 a 5 tanto para la frecuencia, como para el impacto de cada riesgo, a partir de criterios previamente definidos y de esta forma poder presentarlos gráficamente. Antes de proceder con la valoración se deben identificar los controles o acciones que en el momento se encuentren vigentes para tratar los riesgos, y en el contexto de estas acciones realizar la valoración.

La severidad del impacto se selecciona en el eje vertical del análisis cualitativo. Para indicar el nivel de gravedad, es necesario definir una escala de consecuencias que permita evaluar dicho impacto del riesgo, ya sea como alto, medio o bajo, o cualquier otra categorización que se desee hacer. Lo importante es definir previamente los límites de cada una de las categorías.

La calificación de la probabilidad de materialización de las consecuencias identificadas, se basa en la experiencia o evidencia histórica dentro de la industria o la empresa. Existen tres situaciones diferentes para evaluar la probabilidad de ocurrencia, estas son:

- Riesgo puro: probabilidad de que se produzcan las consecuencias potenciales estimadas. Es decir, sin considerar ningún tipo de acción de control.

- Riesgo actual: considerando las condiciones predominantes. Con los planes de mitigación existentes.
- Riesgo residual: posibilidad de que ocurra el riesgo después de aplicar los correctivos adicionales que se consideren necesarios.

Las escalas a utilizar para adelantar la evaluación cualitativa varían de acuerdo con cada individuo u organización, dependiendo en buena medida de su grado de tolerancia al riesgo y la magnitud de las operaciones. El valorar los riesgos en forma cualitativa, no es una ciencia exacta. La evaluación de la consecuencia se basa en escenarios supuestos de «qué puede ocurrir», y la estimación de la probabilidad en información histórica acerca de lo que ocurrió en tales escenarios, en similares condiciones, sabiendo que las circunstancias nunca son exactamente las mismas, por lo que es razonable que se presenten discusiones al interior del equipo que evalúa cada riesgo. Más aún, es común que las personas se encuentren afectadas por algún incidente reciente y con ello tiendan a sobrevalorar o desestimar un riesgo, por lo que debe tenerse siempre en cuenta que se trata de una valoración preliminar en la que los resultados pueden estar sesgados.

Si no hay claridad sobre la calificación del riesgo, ya sea por ignorancia sobre la situación, o por falta de consenso entre los miembros del grupo evaluador, se clasifica el riesgo en la categoría más crítica, y se reevalúa cuando se adelante la evaluación cuantitativa. Es común que para facilitar su identificación, se adicionen colores a la matriz de análisis cualitativo, y que se definan criterios sobre los niveles de tolerancia a aplicar. También es frecuente que aquellos riesgos considerados como altos y medios deban tener acciones de mitigación a fin de poder llevarlos a un horizonte aceptable (que puede ser el nivel bajo), dentro de criterios de eficiencia económica.

En la matriz que se muestra en la figura 22 se ubicaron todos los riesgos que se habían definido previamente en la caracterización de riesgos de entorno (E), financieros (F), retrasos en la ejecución (R) y operacionales (O). En esta matriz se aplica un criterio cualitativo que permite definir los riesgos más críticos como Variación del precio del hidrocarburo, agentes climáticos, fallas en el fluido eléctrico, entre otros, que en este caso se representan con color azul, sobre los cuales se deben identificar acciones de control y mitigación, para ser llevados a un nivel tolerable para la organización. Adicionalmente, conviene contar con un modelo que permita realizar un análisis cuantitativo, en la medida en que la naturaleza del riesgo y la información disponible lo permitan, lo cual facilitará valorar la efectividad de las acciones de control, así como su seguimiento, además de que será posible medir el impacto en el flujo de caja de la organización, lo cual es de gran utilidad para priorizar los riesgos.

Figura 22. Matriz de riesgos

		IMPACTO				
		Menor 1	Moderado 8	Mayor 16	Crítico 50	Catastrófico 100
FRECUENCIA	Frecuente 10					F.12
	Ocasional 5			E.2 R.8 O.2 O.3 O.5 O.10 O.17	E.11 F.18 F.21 F.23 O.1 O.7	F.19 O.4
	Infrecuente 2		F.1 F.3 F.8 F.9 R.1 R.7 O.12	E.3 E.14 E.15 F.14 F.16 F.17 F.20 F.22 R.3 R.4 O.9 O.18 O.21	E.1 F.4 F.7 F.15 O.11 R.5 O.6 O.13 O.14 O.20 O.22	E.13 R.6 O.16
	Remoto 1		F.2 F.5 F.6 O.19	E.5 F.13 R.2 O.15	E.4 E.6 E.7 E.8 E.12 F.10 F.11	O.8
	Insignificante 0,5			E.9 O.24		E.10 O.23

Convención	
	Insignificante
	Bajo
	Medio
	Alto

Fuente. Los autores

Todo este proceso de priorización permite determinar de forma general que los riesgos más críticos en un proyecto de inyección de agua en orden de importancia son:

- Variación del precio del hidrocarburo
- Error en la estimación de reservas
- Falta de electricidad
- Caracterización inadecuada del yacimiento
- Variación de la moneda del país
- Daños en los pozos inyectoros
- Espaciamiento entre pozos
- Fallas en el equipo de levantamiento
- Fallas en los equipos de tratamiento
- Aumento de la tasa de interés
- Derrame de hidrocarburos
- Falta de licencia ambiental
- Orden público
- Búsqueda de nueva fuente de agua
- Para la perforación por reventones
- Aumento en los costos de tratamiento de agua
- Cierre de pozos
- Alteración del patrón de inyección
- Abandonar pozos por problemas mecánicos
- Dificultad de producción de hidrocarburos
- No hay disponibilidad de oleoductos para el transporte
- Condiciones inseguras de trabajo
- Retiro de personal especializado

Luego de priorizar los riesgos se procede a la etapa de modelamiento de variables críticas y para esto usamos los diagramas causa efecto y los diagramas de influencia que explicaremos más adelante.

3.5 MODELAMIENTO DE VARIABLES CRÍTICAS

Cuando se identifican riesgos es común que estos se reconozcan a partir del efecto o impacto que puedan tener sobre la generación de utilidades u otro aspecto relevante del proyecto. Sin embargo, el riesgo no es otra cosa que la manifestación de una situación problemática que ocurre debido a causas diversas, por esta razón es importante asociar a cada uno sus motivadores y/o detonantes y con ello contribuir a la caracterización y descripción del mismo, ya que es común encontrar que a pesar de que el riesgo tenga un nombre y descripción adecuados, las personas tienden a asociarlo con situaciones que han vivido particularmente y no con lo que se pretende analizar. Para evitar esta situación se crearon los diagramas causa efecto y diagramas de influencia que son herramientas útiles para modelar variables críticas influyentes en proyectos de inyección de agua.

3.5.1 Diagramas Causa Efecto

Para propósitos de poder emprender acciones efectivas y económicas en el tratamiento de los riesgos es importante identificar las causas comunes, para de esta manera poder diseñar planes de mejoramiento más efectivos. Este es el propósito de la construcción del diagrama causa-efecto integrado de la situación. Este diagrama está conformado por los principales riesgos, los cuales se entrelazan a partir de las consecuencias para identificar las causas comunes, también conocidas en la literatura como «drivers» de los riesgos.

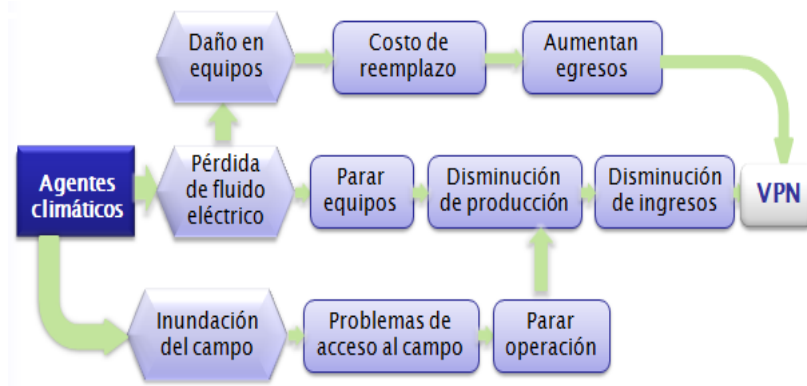
De esta manera es posible no solamente entender gráficamente los problemas más importantes que se deben encarar al acometer la oportunidad, sino que se establecen de una manera más efectiva las soluciones o estrategias de mitigación. Es decir, es posible atacar las causas de los riesgos fuente y estar al mismo tiempo disminuyendo la probabilidad de ocurrencia de otros riesgos. Es importante establecer estrategias para su manejo, las cuales en principio asegurarán que no se dejen desatendidos.

3.5.2 Diagramas de Influencia

Una variante de los diagramas causa-efecto integrado lo constituyen los diagramas de influencia, los cuales adicionalmente permiten incluir diferentes cursos de acción a tomar, y las decisiones asociadas, lo que facilita la construcción de árboles de decisiones y simulaciones de Montecarlo. Los diagramas de influencia se constituyen en una herramienta útil para reflejar incertidumbres, sus causalidades e impactos, y la forma en que las decisiones que se puedan tomar afectan los resultados.

En la figura 23 se presenta el diagrama de influencia para los riesgos asociados a los agentes climáticos, en el cual se muestran varios escenarios, por ejemplo, los agentes climáticos pueden generar pérdida de fluido eléctrico y por esta razón se ve la necesidad de parar los equipos, por lo tanto disminuye la producción, disminuyen los ingresos y afecta el flujo de caja del proyecto, específicamente el Valor Presente Neto (VPN). Otro escenario es: debido a cambios en el clima se presenta inundación del campo, que a su vez repercute en problemas de acceso a las instalaciones del campo y se ve la necesidad de parar la operación, lo que genera disminución en la producción y por lo tanto disminución de ingresos que afectan directamente el Valor Presente Neto.

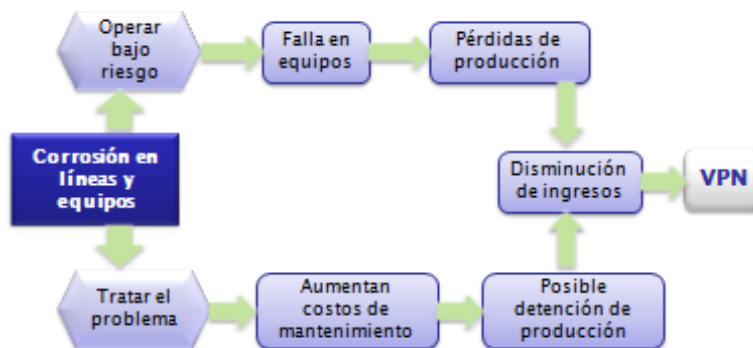
Figura 23. Diagrama de influencia para los riesgos asociados a los agentes climáticos



Fuente. Los autores

En la figura 2 se modelan los escenarios para el riesgo de corrosión de líneas y equipos, en el cual se hace necesario operar bajo riesgo y se presentan fallas en los equipos, por esta razón se generan pérdidas de producción, disminución de ingresos e influye sobre el valor presente neto. Otro escenario es el tratamiento del problema, que incurre en aumento de los costos de tratamiento, y se presenta una posible detención de la producción, disminución de ingresos y afecta el VPN.

Figura 24. Diagrama de influencia para los riesgos asociados a corrosión de líneas y equipos



Fuente. Los autores

El paso a seguir después de modelar el problema es realizar un análisis de sensibilidad que es un requisito previo para poder adelantar análisis más rigurosos, tal como la simulación de Montecarlo.

3.6 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Al realizar un acercamiento inicial, previo a la medición cuantitativa de los riesgos, se efectúa mediante la utilización de una serie de indicadores básicos que permiten en primer lugar, valorar el impacto de un riesgo y sus acciones de mitigación y, en caso de ser necesario, reconocer, ya sea la exposición de los flujos de caja, o bien el impacto relativo de las variables que hacen parte de un programa de trabajo, o una oportunidad de negocio, y que son de gran importancia para ayudar a comprender la calidad de las acciones que se decidan emprender para gestionar el riesgo.

La importancia de este tipo de herramientas radica en que permiten realizar un análisis rápido de las condiciones generales y el grado de exposición de la situación que se requiere estudiar. En ocasiones los indicadores son bastante intuitivos y de uso común por la mayoría de las personas, como ocurre con la relación beneficio-costos, el payback, o el mayor grado de exposición del flujo de caja. Sin embargo, a pesar de su sencillez, o gracias a ella, son también ampliamente utilizados en proyectos grandes como complemento de análisis económicos y de riesgo más sofisticados.

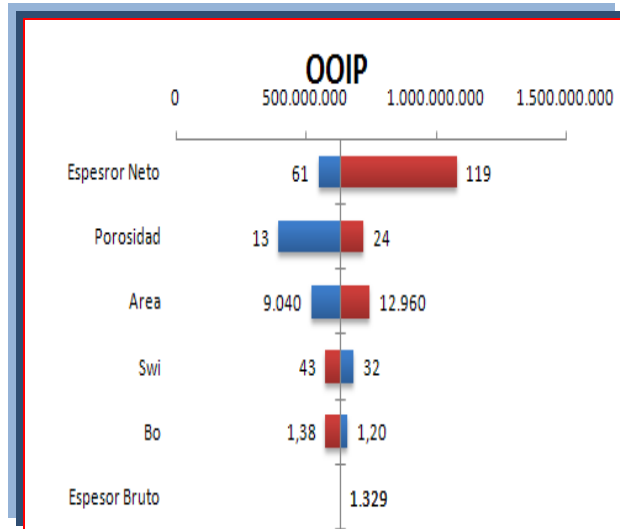
Un lugar preponderante dentro del abanico de posibilidades lo constituye el análisis de sensibilidad, que ofrece el primer acercamiento a la medición de riesgos, y gracias a ello, permite confirmar la priorización de riesgos realizada con el análisis cualitativo. Su relevancia radica en que se trata de una herramienta simple de construir e interpretar, y ofrece un buen punto de

partida para análisis más completos, como el análisis de escenarios y la simulación de Montecarlo, entre otros.

El análisis de sensibilidad permite identificar las variables críticas, para poder enfocar los esfuerzos y las acciones de mitigación de riesgos que se definan, las cuales no son otra cosa que las palancas de valor o factores críticos de éxito del proyecto u oportunidad de negocio. Para ello, es necesario que cada riesgo que se desea analizar se encuentre especificado como una variable independiente dentro del modelo.

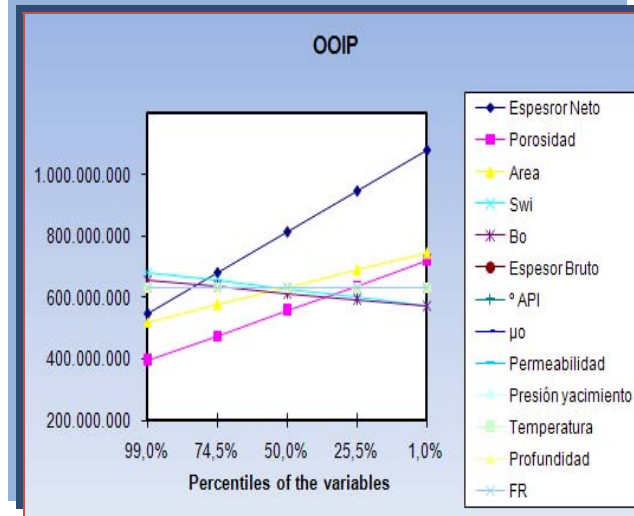
En este proyecto usamos dos esquemas para realizar el análisis de sensibilidad, estos son: Análisis de tornado y Análisis tipo araña que se muestran gráficamente a manera de ejemplo en las figuras 3 y 4, y corresponden al modelo económico planteado para el proyecto de inyección de agua que estamos desarrollando.

Figura 25. Análisis de tornado



Fuente. MEJÍA Jenny, PALMA Jorge. Evaluación de riesgos e incertidumbre en proyectos de inyección de agua.

Figura 26. Análisis tipo araña



Fuente. MEJÍA Jenny, PALMA Jorge. Evaluación de riesgos e incertidumbre en proyectos de inyección de agua.

Los análisis de sensibilidad tipo tornado y araña son complementarios, con aplicación de acuerdo con la información que se requiera analizar. Tradicionalmente, el primero de ellos es más empleado, debido a que es más fácil de leer e interpretar puesto que las variables se organizan de acuerdo con su nivel de relevancia en el resultado final. Sin embargo, el segundo se utiliza para revisar el comportamiento lineal de las variables dependientes.

Una de las grandes limitaciones del análisis de sensibilidad consiste en la imposibilidad de apreciar el impacto que pueda tener la fluctuación de las variables críticas en forma simultánea. Una primera aproximación para solucionar esa falencia es a partir del análisis de escenarios, mediante el cual se recrean situaciones que se pudieran presentar en el futuro del proyecto u oportunidad de negocio, y de esa forma se visualizan los riesgos y oportunidades implícitas.

Los escenarios se construyen a partir de los resultados del análisis de sensibilidad, mediante la combinación de las diferentes posibilidades que

puedan tener las variables críticas evaluadas. Lo típico es que se construya como mínimo un escenario probable, uno optimista y otro pesimista y así se mejore la percepción del riesgo del proyecto.

3.7 SIMULACIÓN DE MONTECARLO

La falta de certeza sobre la evolución futura de los eventos que determinan el desempeño de un negocio hace que exista incertidumbre sobre su viabilidad, cuyas características pueden representarse mediante una función de distribución de probabilidad que indique la dispersión del riesgo y el beneficio, y medirse por medio de la desviación estándar.

Cuando se realiza un análisis de sensibilidad y posteriormente se plantean escenarios para evaluar una situación incierta, el horizonte de evaluación se circunscribe al planteamiento y análisis de tres a cinco escenarios, buscando hacerse a una idea de lo que pueda ocurrir en el futuro. Sin embargo, esos escenarios por bien seleccionados que puedan estar, son limitados, ya que en la realidad puede ocurrir cualquier cosa, y lo ideal es estar preparados para evaluar cualquier tipo de situación posible.

En el mundo de los negocios, en las compañías de servicios, cada vez es más popular el uso de herramientas de simulación que permiten generar múltiples escenarios, los cuales son de gran utilidad al momento de evaluar los cursos de acción a seguir. El propósito de la simulación es imitar el mundo real a partir de la utilización de un modelo matemático que permita estudiar las propiedades y características de la situación analizada, para generar conclusiones y tomar decisiones basados en los resultados.

Los orígenes de la simulación de Montecarlo se remontan a la segunda guerra mundial, durante el diseño de la bomba atómica. El matemático John Von Neumann, fue uno de los participantes en el proyecto, y una de las personas que contribuyeron en forma importante a su posterior divulgación. Von Neumann mostró cómo es posible llegar a resultados combinando muestreo de variables, consiguiendo soluciones que en ocasiones serían imposibles de obtener, debido a la dificultad que entraña el poder resolver una integral que combina múltiples variables interrelacionadas.

La simulación de Montecarlo es una técnica que permite considerar todas las posibles combinaciones, interrelaciones y escenarios que pueda tener un proyecto o situación específica que se requiera analizar. Al incluir la distribución de probabilidad de cada una de las variables críticas, es posible obtener la distribución total de los riesgos combinados, que no es otra cosa que la medición de la incertidumbre en la situación. Como resultado, es posible, por ejemplo, obtener las probabilidades de cumplimiento de una meta o de perder dinero (VPN negativo), lo cual es muy útil y en muchos casos es más fácilmente entendible para las personas que van a tomar decisiones con respecto a la situación.

4. METODOLOGÍA PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO Y DE RIESGO E INCERTIDUMBRE EN UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE AGUA

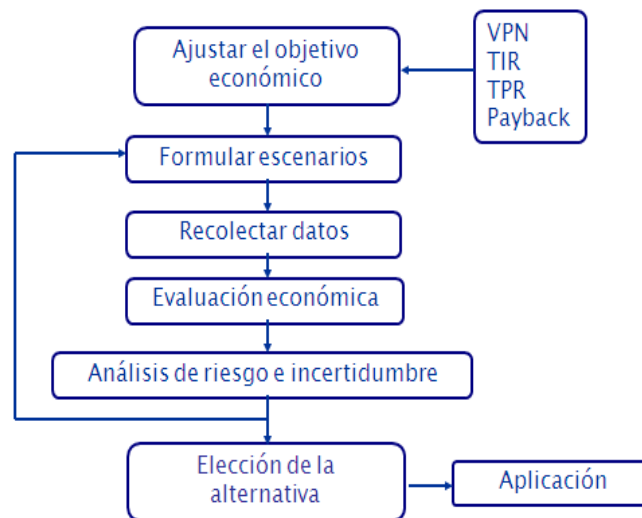
Los aspectos que se deben tener en cuenta al realizar un proyecto de inyección de agua se pueden agrupar en ciertas variables específicas, estas son:

- Fuente de agua
- Tratamiento de agua
- Tipos de pozos
- Facilidades de inyección
- Facilidades de producción
- Costos de operación
- Producción y precio de los hidrocarburos
- Tasa de oportunidad y descuento

Partiendo del análisis de estas variables, es necesario plantear una metodología para que la evaluación se realice sistemáticamente conforme a un orden establecido con anterioridad. Se debe empezar por establecer un objetivo económico, es decir, qué ganancia se espera obtener, bajo que tasa de interés y que tanto tiempo se desea esperar para recuperar la inversión. Una vez hecho esto, se pueden establecer diferentes alternativas para implementar un proyecto de inyección de agua dependiendo de los diferentes patrones de inyección. El paso a seguir es buscar los datos necesarios que se requieran para realizar la evaluación económica de cada una de las alternativas. Una vez hecha la evaluación económica se establece la probabilidad que tiene cada proyecto de ejecutarse como se planeó y se evaluó, estableciendo así el nivel de certidumbre de cada uno. Analizada

cada alternativa se decide si conviene o no ejecutarla; en caso de tenerse varias se procede a tomar la que mejores resultados ofrezca en cuanto a los objetivos trazados inicialmente por la compañía inversionista. La figura 27 muestra el esquema planteado para realizar la evaluación económica y de riesgo e incertidumbre para un proyecto de inyección de agua.

Figura 27. Esquema de la metodología para la evaluación económica y análisis de riesgo e incertidumbre en un proyecto de inyección de agua.



Fuente. Integrated Waterflood Asset Management. Ganesh Thakur y Abdus Satter.

4.1 OBJETIVO ECONOMICO

La optimización económica es el objetivo último del manejo acertado de un yacimiento. Tomar una decisión adecuada en cuanto a la selección de un proyecto debe partir de establecer los objetivos económicos del proyecto, es decir que tan rentable deseamos que sea, bajo que tasa de interés se va a operar el proyecto y que tiempo se desea esperar para recuperar la inversión. Esto con el fin de comparar con los resultados obtenidos de la evaluación económica y determinar si el proyecto cumple o no con los

requerimientos del inversionista. Al iniciar un proyecto, el inversionista debe establecer cuáles son los objetivos económicos que se esperan obtener con el proyecto, es decir qué ganancia espera obtener bajo ciertas condiciones, qué tanta probabilidad existe de que se cumplan esos objetivos, cuáles son las tasas de oportunidad en las que operará el proyecto exitosamente. Un objetivo económico es un parámetro de comparación para establecer el nivel de rentabilidad o cumplimiento de un proyecto.

4.2 FORMULACIÓN DE ESCENARIOS

La formulación de escenarios tiene incidencia en la evaluación económica debido a que a partir de ésta se puede establecer la cantidad y tipos de pozos necesarios para el desarrollo y operación del proyecto. Así mismo, conociendo el patrón con el que se va a trabajar, la cantidad de agua que se estimó necesaria para el proyecto y la producción esperada, se puede dimensionar la planta de inyección y tratamiento, conociendo la cantidad y el tamaño de cada uno de los equipos que se requieran para llevar el proceso de una manera adecuada. Se pueden formular más de un escenario, y partir de la evaluación económica establecer, cual de todos es el más viable bajo las condiciones económicas establecidas por el inversionista. Dependiendo de las características del yacimiento se pueden usar diferentes patrones de inyección, los cuales requieren ciertos números de pozos inyectoros y a su vez, de espaciamiento entre ellos; hay que tomar en cuenta, que el número óptimo de pozos para desarrollar un yacimiento es proporcional a la cantidad de petróleo in situ y a la productividad por pozo individual, razón por la cual los yacimientos de mayor espesor se deben desarrollar con un espaciamiento menor que los delgados y mientras más baja sea la relación de movilidades, más pequeño debe ser el espaciamiento para incrementar la eficiencia de barrido.

La formulación de escenarios involucra más de una alternativa para desarrollar el proyecto, con el fin de seleccionar la mejor opción. Por ejemplo, posibles sugerencias y preguntas relacionadas con el esquema de recobro y desarrollo del plan de inyección de agua al yacimiento. Los análisis económicos y la comparación de los resultados de varias alternativas pueden proveer la respuesta a tomar la mejor decisión para maximizar las ganancias.

4.3 RECOLECCION DE DATOS

Los datos requeridos para el análisis económico, pueden ser generalmente clasificados como datos de producción, económicos, de inyección, de inversión, costos de operación y financieros. En la tabla 8 se presenta una lista de los datos pertinentes con comentarios y sus fuentes respectivas.

Tabla 8. Datos necesarios para evaluación económica

DATOS	FUENTE	COMENTARIO
Producción Vs. Tiempo	Ing. De yacimientos.	único para cada proyecto
Inyección Vs Tiempo	Ing. De yacimientos.	único para cada proyecto
Precios de gas y aceite	Profesionales financieros	
Capital de Inversión	Ing. de operaciones y Facilidades	único para cada proyecto
Impuestos	Gobierno Local	único para cada proyecto
Tasas de inflación y descuentos	Economistas y financieros	único para cada proyecto
Regalías	Accionistas	Según la producción
Tasas federales	Accionistas	

Fuente. Integrated Waterflood Asset Management. Ganesh Thakur y Abdus Satter.

4.3.1 INVERSION INICIAL

La inversión inicial será la suma de los costos totales de la perforación de los pozos productores, inyectores, o de captación, así como la conversión de éstos. Además de las facilidades de superficies tanto de inyección como de producción, las líneas de producción, los tratamientos iniciales, los gastos ambientales, los costos de operación y mantenimiento, las obras civiles y el gasto de personal, que sean necesarios para dar inicio al proyecto de inyección. Todos estos gastos estarán referidos en dólares, o la unidad monetaria local analizada (Para el caso estudiado en particular en este proyecto, la unidad monetaria de referencia será el dólar). Los principales elementos involucrados en la inversión son los siguientes:

- **Infraestructura.** Es necesario garantizar que los equipos necesarios para el proceso de inyección estén presentes al inicio del proceso, es decir, garantizar el acceso y disponibilidad de los equipos tanto de inyección, como de producción. Así mismo, los equipos que no son propiamente del proceso de inyección pero que son de importancia para el correcto funcionamiento del proceso. En resumen, se tienen en cuenta los equipos pertenecientes a la planta de inyección, tratamiento y obras civiles que se realicen para la adecuación y funcionamiento del campo.
- **Pozos.** El cálculo de la inversión realizada en los pozos se puede hacer de dos formas, una es conociendo los costos detallados de cada una de las operaciones y equipos realizados durante la perforación; en ese caso el costo total resultará de multiplicar el número de operaciones y servicios por el costo que cada una de éstas tenga. Esta forma se puede utilizar tanto para el costo de pozos productores como para los inyectores y los pozos

de captación. Los costos y servicios que habitualmente están presente en los costos de perforación son:

- Equipo de perforación (días)
- Sarta inyección y producción
- Lodo de perforación y aditivos
- Cabeza de inyección
- Registros
- Equipo de levantamiento
- Cementación
- Equipo de fondo
- Casing
- Brocas
- Cañoneo y empaquetamiento
- Accesorios, entre otros.

Por otra parte, es posible ingresar el costo general del valor del pozo; entonces, el costo total será resultado del valor del pozo perforado, del tipo de pozo que se perfore y la cantidad de pozos que se necesiten. No siempre se incurre en la perforación de nuevos pozos, en algunos casos la conversión de pozos productores a inyectores es una práctica común en campos donde se implementa inyección de agua como método de recuperación secundaria. En este caso el evaluador debe ingresar el número de pozos a convertir y el monto de la conversión de cada uno de ellos.

- **Líneas de distribución.** En el caso de líneas de superficie, sus costos dependen del tipo de línea que se esté utilizando, las longitudes a utilizar, el tamaño de la tubería, los diámetros y las propiedades específicas

requeridas para el manejo tanto del agua de inyección, como de los fluidos producidos.

- **Facilidades de superficie.** El diseño de la planta de inyección así como los equipos de tratamiento, son de vital importancia, debido a que un sobredimensionamiento de los equipos incurrirá en gastos innecesarios en el proyecto, y desviará la evaluación económica de un objetivo específico, y si se subdimensiona el equipo, se presentarán problemas con el manejo y tratamiento de fluidos que puede representar una pérdida significativa en los ingresos. La forma de calcular el monto de la inversión por concepto de facilidades es función de la cantidad, tipo y costo de los equipos requeridos, así como, la ubicación del campo al que se van a trasladar las unidades, esto es, mientras más difícil sea el acceso, mas se aumenta el costo de estos equipos. Las facilidades de superficie más comunes en un proyecto de inyección de agua son:

- Bombas de inyección, de captación y de químicos.
- Filtros
- Torres desaireadoras
- Clarificadores
- Suavizadores
- Separadores bifásicos, trifásicos.
- Tratadores
- Free water knock out FWKO
- Tanques
- Múltiples de producción
- Entre otros

- **Obras civiles.** Estas varían según las adecuaciones y remodelaciones, así mismo como las construcciones que sean necesarias para dejar el campo en óptimas condiciones para que se lleve a campo la inyección de agua sin ningún contratiempo. El inversionista debe ingresar el monto destinado para las obras civiles en el campo.
- **Monitoreo.** Si al iniciar el proyecto, se instalan equipos para realizar monitoreo del proceso de inyección de agua, éstos también deben ser incluidos dentro de la inversión. Para tener en cuenta este valor dentro de la inversión, se incluye el monto por operación que se vaya a realizar. Algunas de las operaciones más comunes en los programas de monitoreo son: pruebas de calidad del agua, pruebas de corrosión, pruebas de presión y las de trazadores.
- **Tratamiento.** El establecimiento del costo por tratamiento, se puede realizar de dos maneras: la primera especificando la cantidad de cada producto químico requerido, partiendo de cálculos previos y estableciendo la cantidad necesaria para llevar cualquier impureza a niveles aceptables y el costo por unidad de ese producto. La otra forma de calcular, es establecer un precio por barril de fluido a tratar, en ese caso el costo total será función de la cantidad de fluido a tratar y del precio por barril tratado. En algunas ocasiones las empresas encargadas de tratamiento ofrecen paquetes de productos según el tipo de tratamiento a realizar, en este caso el valor del tratamiento será igual al costo del paquete ofrecido por la empresa para tal fin.

4.3.2 INGRESOS

Los ingresos en un proyecto de inyección de agua provienen directamente de la venta de los hidrocarburos producidos. En algunas ocasiones se incluyen las ventas de los equipos que han entrado en desuso, pero como este valor es inferior comparado con el de la venta de crudo, por tanto se limitaran los ingresos al valor generado por estas ventas. El monto de los ingresos dependerá fundamentalmente de dos aspectos, el precio del barril de crudo para el periodo evaluado, así como el de la producción. Como se habla de valores futuros, estos valores se obtendrán de aproximaciones, modelamientos y estimaciones con diferentes herramientas de predicción.

Para poder calcular los ingresos del proyecto, el inversionista debe conocer los valores de producción para cada periodo evaluado. Esta estimación de valores de producción se puede obtener de métodos analíticos o por simulaciones.

Para el precio del crudo, el valor se obtendrá en este caso en particular, a partir del crudo de referencia WTI. El crudo WTI siempre ha estado en precio y calidad por encima del Brent, y es cotizado en la NYMEX (New York Mercantile Exchange). Aunque no es algo generalizado, el precio del crudo está sujeto también a aspectos políticos y sociales que hacen que su precio varíe significativamente. La figura 28 muestra el comportamiento del precio del crudo con el tiempo durante los últimos años. Entonces, para la evaluación económica, el inversionista debe ingresar el valor del precio del crudo que regirá para la vida productiva del proyecto.

4.3.3 EGRESOS

Dentro de la inyección de agua se han separado cuatro categorías de egresos, que son: los operacionales, de mantenimiento, impuestos y gastos ambientales. Los costos totales de la inversión estarán dados en dólares (US\$) y se obtendrán como la suma de cada una de estas categorías.

Figura 28. Variación anual del precio del crudo.



Fuente. Tomado y modificado de CREG

Egresos Operacionales. Dentro de los costos de operación están contemplados los costos de tratamiento químico y el consumo de energía eléctrica, que se describen a continuación:

- **Tratamiento químico.** El establecimiento del costo generado por tratamiento se puede hacer de dos formas, la primera destinando un valor igual a un porcentaje del valor de la inversión inicial e irlo incrementando periódicamente según el criterio del inversionista y la segunda, en la que conociendo la cantidad de fluido, agua y crudo, que se va a tratar, se acuerda el pago por tratar un barril de ese fluido, en este caso el costo por

periodo será igual al producto de la cantidad de fluido a tratar por el costo por barril de fluido tratado.

- **Consumo de energía eléctrica.** Las unidades utilizadas durante el proceso de inyección como las bombas, tratadores, motores, e instrumentos eléctricos que se tengan en las instalaciones, requieren de un consumo permanente de energía eléctrica. Este costo varía según el consumo periódico de Kilowatts y el valor de la energía que está dado en dólares, y difiere según la región en donde se esté desarrollando el proyecto. En este ítem para calcular el monto total del gasto, se debe conocer el consumo de energía por equipo o total, el valor de la energía en el sitio de ubicación del proyecto, y el número de equipos que incurran en este consumo y sean parte del proyecto.

Egresos de Mantenimiento. En este ítem son tomados en cuenta todos los dineros que el inversionista destine para mantener en condiciones óptimas de operación el proyecto. Para este fin, se requiere contar con personal capacitado que realice servicios de mantenimiento periódicos.

- **Personal.** El pago del personal involucrado en el proyecto de inyección de agua, depende de algunos parámetros como son el salario por periodo de cada operario, supervisor o ingeniero; además del tiempo que labora cada uno de ellos.
- **Servicios de mantenimiento.** No es recomendable asignar un costo fijo para el valor del mantenimiento. Es mejor primero fijar un valor equivalente a cierto porcentaje aplicado al monto de la inversión inicial, y gradualmente ir aumentando esa cantidad en cierto porcentaje, según la periodicidad y cantidad que sugiera el inversionista. Dentro de los servicios de

mantenimiento se pueden contar: los controles de corrosión, control del estado mecánico del pozo, arreglo de las tuberías de superficie, etc.

Impuestos. En la evaluación económica de inyección de agua se tiene en cuenta las regalías y el impuesto de renta, que son un retroactivo como parte del pago por la explotación de los recursos fósiles. En los dos casos, el inversionista debe establecer el valor de impuesto que rija para el caso evaluado; históricamente, el impuesto de renta ha oscilado en los últimos años entre el 30 y el 35%, mientras que para las regalías se debe tomar el valor fijado para proyectos de recobro mejorado.

Gastos Ambientales. Dentro de la evaluación económica a realizar, es necesario tomar como costos ambientales los siguientes: La tasa retributiva del agua, ésta corresponde al pago por el vertimiento del agua y es función de la carga contaminante con la que se vierta; las licencias ambientales, que es el permiso concedido para la explotación de los recursos; además de algunos costos adicionales, como la elaboración de planes de manejo ambiental y planes de contingencia, entre otros. Adicionalmente, se evaluará el costo correspondiente al uso del agua, ya que generalmente las corporaciones regionales establecen un monto por el uso de los recursos naturales. Bajo este marco, el costo por el uso del agua dependerá de la cantidad del agua inyectada en cada periodo evaluado, por el costo por barril de agua utilizado.

Monitoreo. El inversionista debe fijar un cantidad inicial para la instalación y desarrollo de un proceso de monitoreo, sea en facilidades, tanques, líneas de flujo, etc. Así mismo, debe destinar una cantidad fija para cada periodo, con el fin de garantizar el mantenimiento del proceso de monitoreo.

4.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Las evaluaciones económicas se realizan con el fin de determinar que proyecto tiene el mayor potencial económico. El procedimiento utilizado para hacer la evaluación económica antes de los impuestos es el siguiente:

1. Calcular los ingresos anuales, usando los precios del gas y del aceite junto con la producción de estos recursos.
2. Calcular anualmente los costos incluyendo las inversiones de capital.
3. Calcular los flujos de cajas no descontados, sin depreciación, anualmente sustrayendo los costos de los ingresos.
4. Si existiese una tasa de descuento, se multiplica esta por el flujo de caja no descontado, para luego obtener el flujo descontado.
5. Posteriormente se aplican las tasas de descuento por regalías e impuestos federales, así como costos por capital de trabajo y depreciación.

4.4.1 FLUJOS DE EFECTIVO

En todas las operaciones intervienen dos clases de valores a lo largo del tiempo, los ingresos y los egresos relacionados con tal operación, se ha llamado flujo de efectivo a la secuencia que representa esos valores. Cuando se va a realizar la evaluación de la conveniencia de un proyecto desde el punto de vista económico, se hace desde dos puntos de vistas que son: el del proyecto y el del inversionista.

Flujos de efectivo para el proyecto Son flujos generalizados para el desarrollo del proyecto. Este ítem es indistinto si los recursos necesarios para llevar acabo el proyecto son propios del inversionista o si provienen de

alguna fuente de financiación. En los cálculos de estos flujos se debe tener en cuenta lo siguiente:

- La inversión es de carácter negativo y se ubica en el periodo cero, mientras que los ingresos por producción, los egresos en cualquier forma que se presenten, se empiezan a ubicar desde el periodo uno, hasta el final del periodo que se va a evaluar.
- La depreciación se evalúa por el método de la línea recta. Para esto se hace necesario conocer el valor de salvamento estimado para cada equipo a depreciar, así como su vida útil y así poder calcular la cuota periódica que se ha de descontar de su valor inicial por concepto de depreciación.
- Los costos de operación y mantenimiento se estiman con base en un valor igual a cierto porcentaje de la inversión inicial, y que anualmente se incrementan en otro porcentaje según el criterio del inversionista.
- El capital de trabajo es necesario para iniciar y sostener el proyecto, en caso de tener problemas de operación. Empieza a contarse desde el año cero y es igual al 5% de los ingresos que se esperan obtener el año siguiente. Para los años posteriores, se hace un delta entre el 5% de los ingresos de los ingresos del año siguiente menos el capital de trabajo de los años anteriores. Por lo tanto, no se tendrá capital de trabajo para el último año.
- Los flujos de efectivo se realizan durante toda la vida útil del proyecto, desde el año cero hasta el final.

La forma de calcular un flujo de efectivo se muestra a continuación.

Figura 29. Flujo de caja para el proyecto

FLUJO DE EFECTIVO	AÑOS		
	0	1	2
Inversión (-)			
Ingresos (+)			
Regalías (-)			
Operación y Mantenimiento (-)			
Depreciación (-)			
Ganancias antes de impuestos			
Impuesto de renta (-)			
Ganancias después de impuestos			
Depreciación (+)			
Capital de Trabajo (-)			
Flujo de efectivo total US\$			

Fuente. Los autores.

Flujos de efectivo para el inversionista estos flujos son específicos, para el caso en el cual, el dinero para el desarrollo del proyecto, se obtiene de una fuente de financiamiento. En el cálculo de estos flujos se debe tener en cuenta la amortización hecha a la deuda, así mismo como los parámetros anteriormente mencionados en los flujos de efectivo para el proyecto; en esta parte hay dos factores adicionales presentes que son: los intereses por la financiación y su respectivo abono a capital.

Los intereses del préstamo se descuentan antes de aplicar el impuesto de renta, para obtener la ganancia antes de impuestos; y luego se le resta el abono a capital a la ganancia después de impuestos, para hallar el flujo de efectivo total. La forma de calcular el flujo de caja del inversionista es como muestra la figura 30.

4.4.2 METODOS DE EVALUACIÓN ECONÓMICA

Una vez se ha establecido el monto de la inversión inicial, teniendo en cuenta todo los elementos que en ella pueden intervenir, que se hayan elaborado los flujos de efectivo para la vida útil del proyecto con base en los egresos e ingresos generados durante este periodo, se procede a evaluar estos flujos con algunos métodos de evaluación económica, para este caso el VPN, el TIR, el TPR, y el Payback.

Valor presente neto (VPN) Se calcula el valor presente neto de los flujos de efectivo del proyecto para diferentes tasas de interés con el fin de observar el comportamiento de éste, o si se ha establecido una tasa con anterioridad, se procede a aplicar la ecuación 9, de valor presente neto, para evaluar la viabilidad del proyecto.

Figura 30. Flujo de caja para el proyecto

FLUJO DE EFECTIVO	AÑOS		
	0	1	2
Inversión (-)			
Ingresos (+)			
Regalías (-)			
Operación y Mantenimiento (-)			
Depreciación (-)			
Interés del préstamo (-)			
Ganancias antes de impuestos			
Impuesto de renta (-)			
Ganancias después de impuestos			
Depreciación (+)			
Capital de Trabajo (-)			
Abono a capital (-)			
Flujo de efectivo total US\$			

Fuente. Los autores

Tasa interna de retorno (TIR) una vez se ha calculado el valor presente neto de los flujos de caja del proyecto, con la tasa de oportunidad fijada por el inversionista, se procede a calcular una tasa de interés con la que se equilibren los ingresos con los egresos teniendo en cuenta el valor del dinero a través del tiempo de acuerdo con la ecuación 12. Una vez se calcula la tasa se establece la viabilidad del proyecto recordando que es factible si la tasa de oportunidad es menor que la TIR.

Tasa promedio de retorno (TPR) este método nos proporciona una visión de la tasa a la que se recupera la inversión en relación con los flujos de caja anuales. Este método se basa en flujos de cajas promedios y en la inversión inicial, dando como resultado una tasa de rendimiento promedio de dicho proyecto, como se observa en la ecuación 13.

Payback con este método se busca obtener una respuesta de la rentabilidad del proyecto representada en que tanto tiempo ha de transcurrir para que se recupere la inversión inicial. El Payback Simple muestra los años que tomará la inversión para ser recuperada; este método no considera el valor del dinero en el tiempo, es decir, un dólar hoy tendrá el mismo costo el día de mañana (ecuación 14). Por otra parte el Payback Ajustado es tal vez de mayor utilidad que el anterior, ya que al considerar el valor del dinero en el tiempo, da una idea más acertada del tiempo que tomará recuperar la inversión hecha en el proyecto (ecuación 15).

4.5 ANALISIS DE RIESGO E INCERTIDUMBRE

Una vez se ha establecido la viabilidad económica de un proyecto, se procede a mirar el nivel de certidumbre que este posee. Esto se logra

evaluando el nivel de riesgo asociado al proyecto. El paso inicial consiste en identificar todos los riesgos que se dan en cada una de las etapas del proyecto. Una vez identificado se evalúan y se priorizan con el fin de establecer aquellos que tengan mayor impacto sobre el proyecto evaluado. Por último se realiza una sensibilidad y análisis de escenarios para mirar que tanto se cumplen los objetivos trazados cuando se modifican los criterios bajo los cuales se ejecuta el proyecto.

4.5.1 IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS

Inicialmente se deben establecer e identificar la mayor cantidad de riesgos posibles que puedan afectar un proyecto de inyección de agua. Una vez se han identificado los riesgos, se pueden clasificar según el tipo en: financieros, de entorno y retrasos en la ejecución. Las evaluaciones posteriores ayudarán a eliminar aquellos riesgos que no tengan ninguna relevancia dentro de la realización del proyecto. Algunos de los riesgos identificados en un proyecto de inyección de agua son:

- Variación de precio del crudo
- Agentes climáticos.
- Falta de electricidad.
- Error en la estimación de reservas
- Necesidad de conversión de pozos.
- Fallas en el equipo de levantamiento.
- Daños en la tubería de producción
- Variación en la moneda del país.

4.5.2 ESTABLECER LA INFLUENCIA DE LOS RIESGOS IDENTIFICADOS EN LAS VARIABLES DEL PROYECTO.

Una vez se identifican los riesgos, es común que estos se reconozcan a partir del efecto o el impacto que estos puedan generar sobre la realización de proyecto. Sin embargo, el riesgo no es otra cosa que la manifestación de una adversidad que ocurre por diversas causas, es por eso que es de vital importancia el asociar cada riesgo con sus motivadores y detonantes y encontrar de que manera terminan afectando las variables evaluadas. Las formas que se establecieron para realizar esta influencia dentro del flujo de caja fueron el Diagrama Causa Efecto y el Diagrama de Influencia.

Diagramas Causa Efecto Al establecer las causas comunes de los riesgos con el fin de establecer procedimientos de mitigación para estas causas. Es decir establecer las causas de los riesgos fuente y disminuir la probabilidad de ocurrencia de otros riesgos. La figura 23 muestra un diagrama de influencia para el riesgo agentes climáticos.

Diagrama de influencia Dentro de la metodología, este diagrama se realiza posterior a la identificación y es el paso previo a la realización de una evaluación primaria, con el fin de observar como un riesgo afecta el flujo de caja de un proyecto. La figura 24 muestra un diagrama de influencia para el riesgo corrosión en líneas y equipos. La finalidad de estos diagramas es evaluar inicialmente las variables críticas en el proyecto.

4.5.3. ANÁLISIS DE RIESGOS

Este proceso no es otra cosa más que la valoración de los riesgos de acuerdo con su impacto, probabilidad de ocurrencia y las posibles acciones de mitigación. Las primeras herramientas que se utilizarán para el análisis de riesgos serán el cualitativo y semicuantitativo. Posteriormente se deben hacer las evaluaciones cuantitativas y establecer el nivel de incertidumbre al que está asociado a cada variable.

Análisis Cualitativo La tabla 3 muestra la asignación de probabilidad e impacto para algunos riesgos identificados en un proyecto de inyección de agua. Una vez se han identificado los riesgos se procede a asignar un valor tanto para su ocurrencia o frecuencia y para el impacto que pueda generar e el flujo de caja de un proyecto. El nivel de severidad se puede dar como alto, medio, bajo u otro nivel de impacto que se desee asignar y se establece en el eje Y, y la frecuencia también se asigna según los criterios utilizados en la evaluación, ubicándose en el eje X.

Análisis Semicuantitativo se asignan valores numéricos a las escalas mencionadas en el ítem anterior. Lo que se busca es facilitar y precisar aun más la calificación de los riesgos, sin que sean necesarias aun magnitudes exactas, y éstas serán más exactas cuando se realice un análisis cuantitativo. Las tablas 4, 5, 6 y 7 muestran la forma de asignar valores de probabilidad e impacto en un proyecto de inyección de agua, una vez se obtiene el valor para cada parámetro se procede a ubicarlo en la matriz de riesgo (figura 22). La matriz de riesgos se sectoriza para identificar aquellos riesgos que representan una amenaza crítica, de atención inmediata, moderada o baja.

4.5.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

La primera aproximación para revisar el impacto de los riesgos que fueron identificados y valorados previamente es el análisis de sensibilidad, que así mismo es el primer paso para realizar una valoración cuantitativa de los riesgos. Este es el paso previo a la realización de exámenes más rigurosos como la Simulación Montecarlo. Para poder realizar este análisis de sensibilidad es necesario primero establecer cada riesgo como una variable independiente que esté relacionada con la variable que se desee analizar.

Para el análisis de sensibilidad se utilizaron tres procedimientos: sensibilidad a unas variables, gráficas de tornado y diagramas de araña. Para el análisis de una variable, la tabla 9 muestra como varía el valor presente neto de un proyecto de inyección de agua, en este caso se hicieron los cálculos para el valor base, un valor aumentado en un 10% el base de cada variable y uno disminuido en un 10%. Como se observa la variable que causa una mayor variación en el valor presente neto es el precio del crudo, debido a que causa un amplio rango de variación del valor obtenido. En ese caso el Valor presente Neto tendrá mayor sensibilidad al precio del crudo que a otra variable. Cuando se utiliza el valor real de precio del crudo se obtiene un VPN de \$1.000.000, ahora cuando se utiliza un valor equivalente al 90% del valor real, se obtiene un VPN de \$400.000, así mismo cuando se utiliza un valor 10% por encima, el VPN aumenta hasta \$1.600.000. Esto muestra que para este caso el valor del crudo junto con la producción es la variable de mayor influencia en el análisis.

Tabla 9. Sensibilidad del VPN a cada variable

VARIABLE	VPN @ 90%	VPN @ BASE	VPN @ 110%
Producción	400.000	1.000.000	1.600.000
Precio Crudo	400.000	1.000.000	1.600.000
Tasa de Interés	500.000	1.000.000	1.500.000
Aumento Energía	550.000	1.000.000	1.450.000
Aumento Monitoreo	950.000	1.000.000	1.050.000
Aumento Costos Operación	550.000	1.000.000	1.450.000
Aumento Costos Tratamiento	900.000	1.000.000	1.100.000
Aumento Regalías	850.000	1.000.000	1.150.000
Aumento Impuesto de renta	820.000	1.000.000	1.180.000

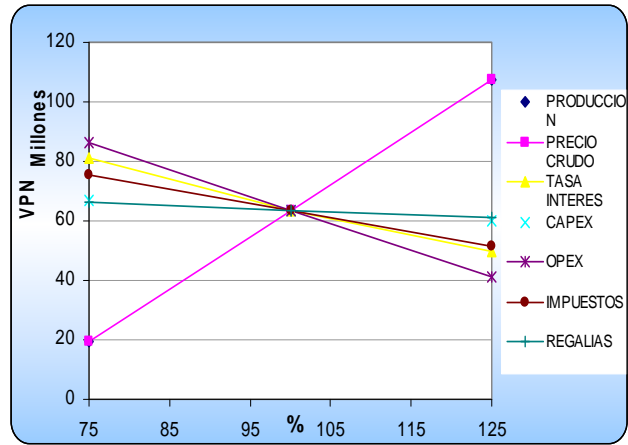
Fuente. Los autores.

Los datos mostrados en la tabla de sensibilidad pueden ser mostrados gráficamente en los diagramas de tornado y de araña como muestran las figuras 31 y 32

4.6 SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

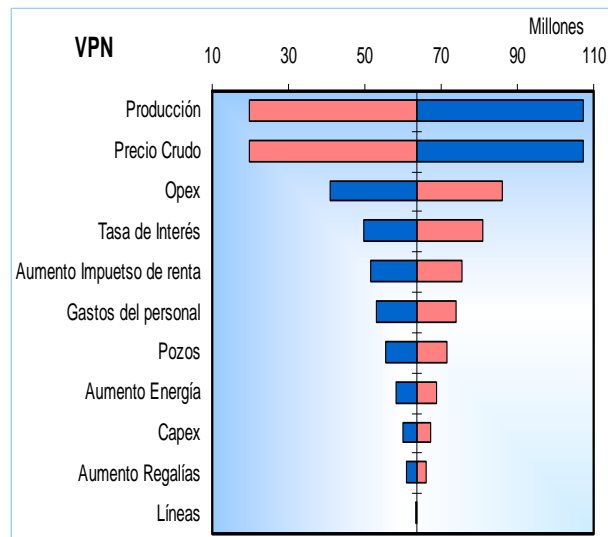
Cuando se va a seleccionar una alternativa para llevar a cabo un proyecto puede hacerse desde dos puntos de vista, el primero en el que se tienen varias opciones para analizar, en ese caso se procederá a escoger aquella alternativa que ofrezca los mejores resultados en la evaluación económica y que su análisis de riesgo haya sido favorable. El segundo caso, se presenta cuando se tiene una única opción, en esa situación se debe evaluar primero económicamente ese proyecto. Si los resultados son favorables, se procede a realizar el análisis de riesgo para establecer la probabilidad de que los resultados que se obtuvieron en la evaluación económica, se puedan cumplir. Cuando el resultado de la evaluación económica es desfavorable, se debe replantear el proyecto debido a que para las condiciones iniciales no mostró viabilidad y no ofrece los resultados y objetivos planteados por el inversionista.

Figura 31. Diagrama de araña para un proyecto de inyección de agua



Fuente. Los autores.

Figura 32. Gráfico de tornado para a variables de un proyecto de inyección de agua

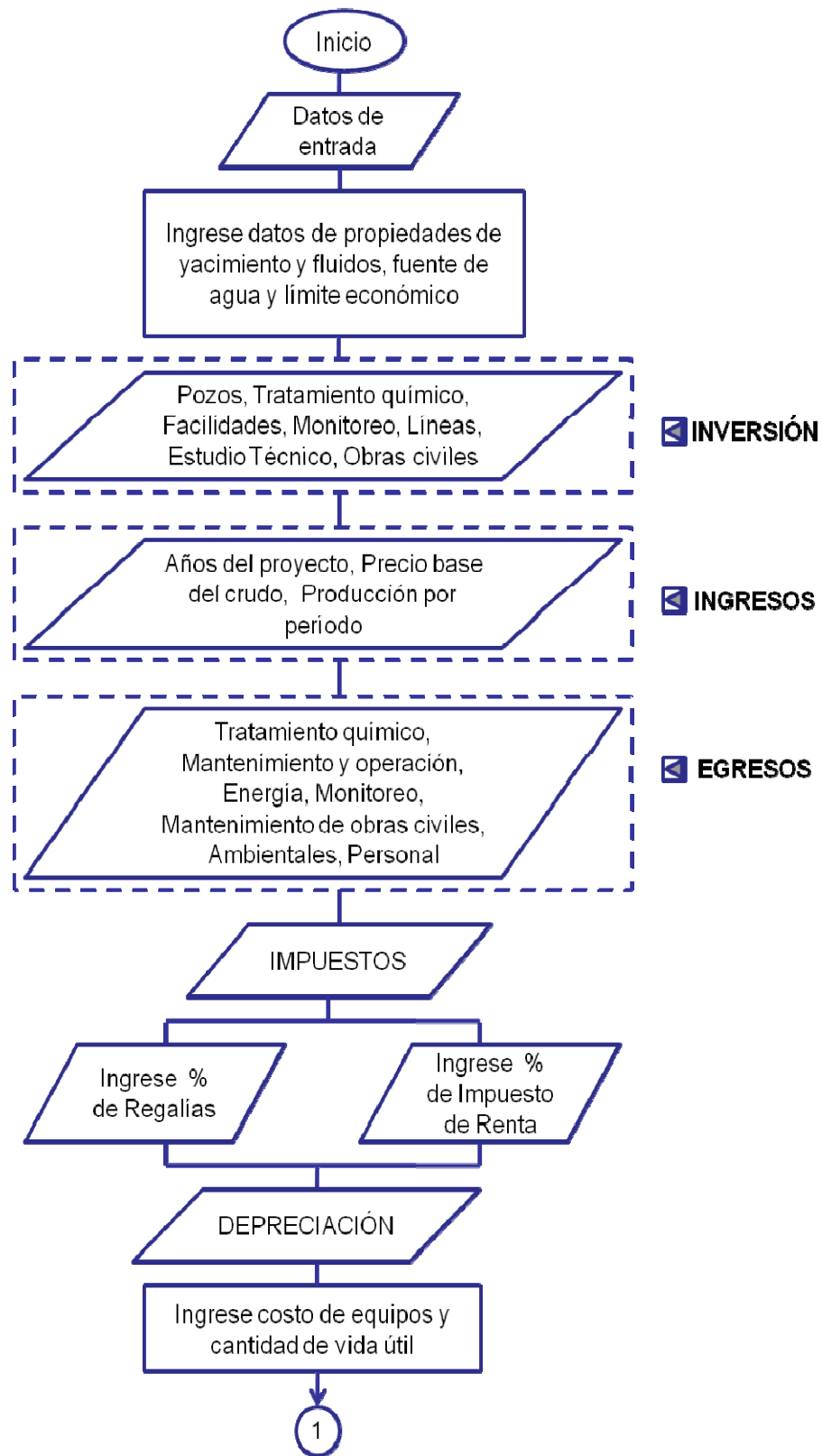


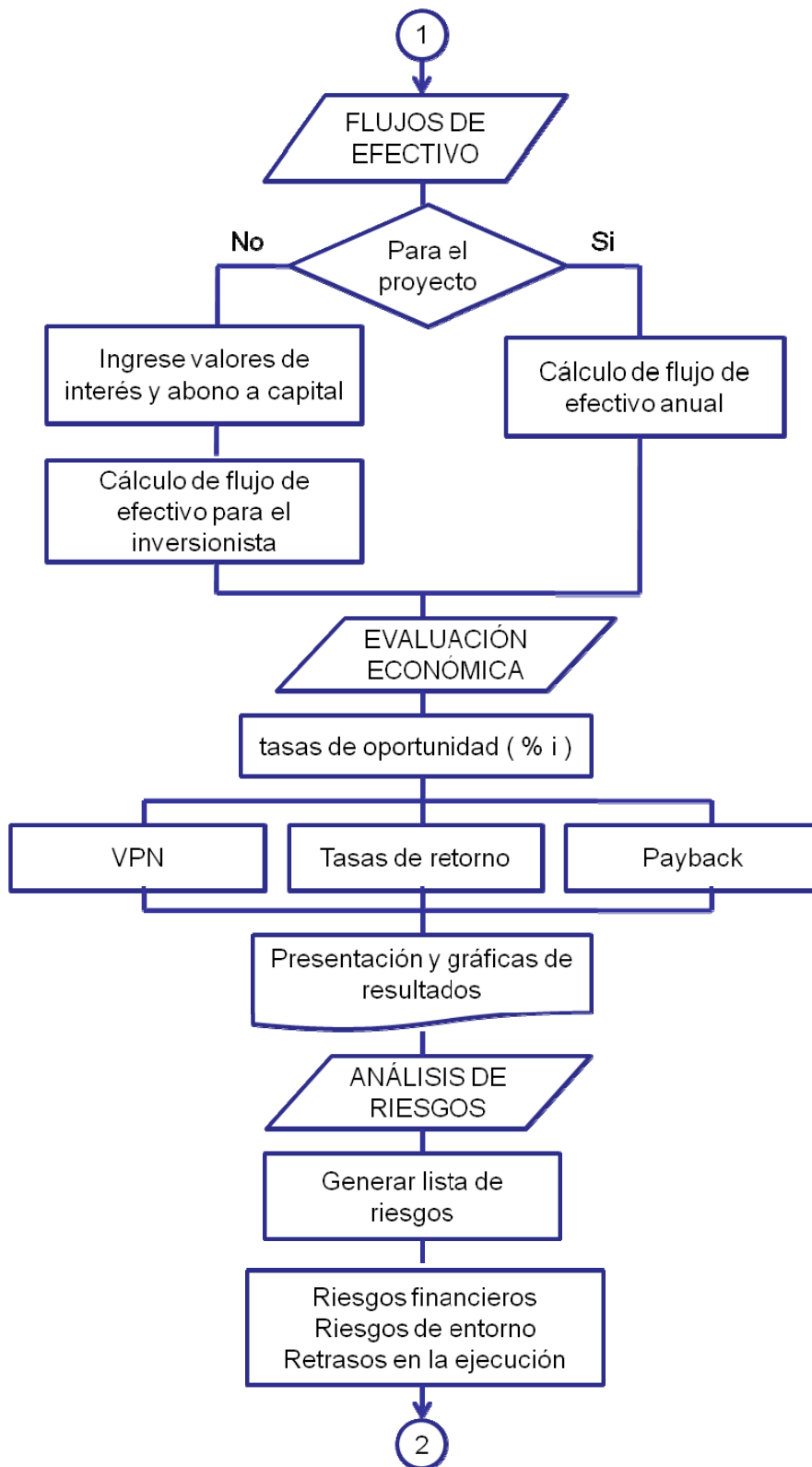
Fuente. Los autores

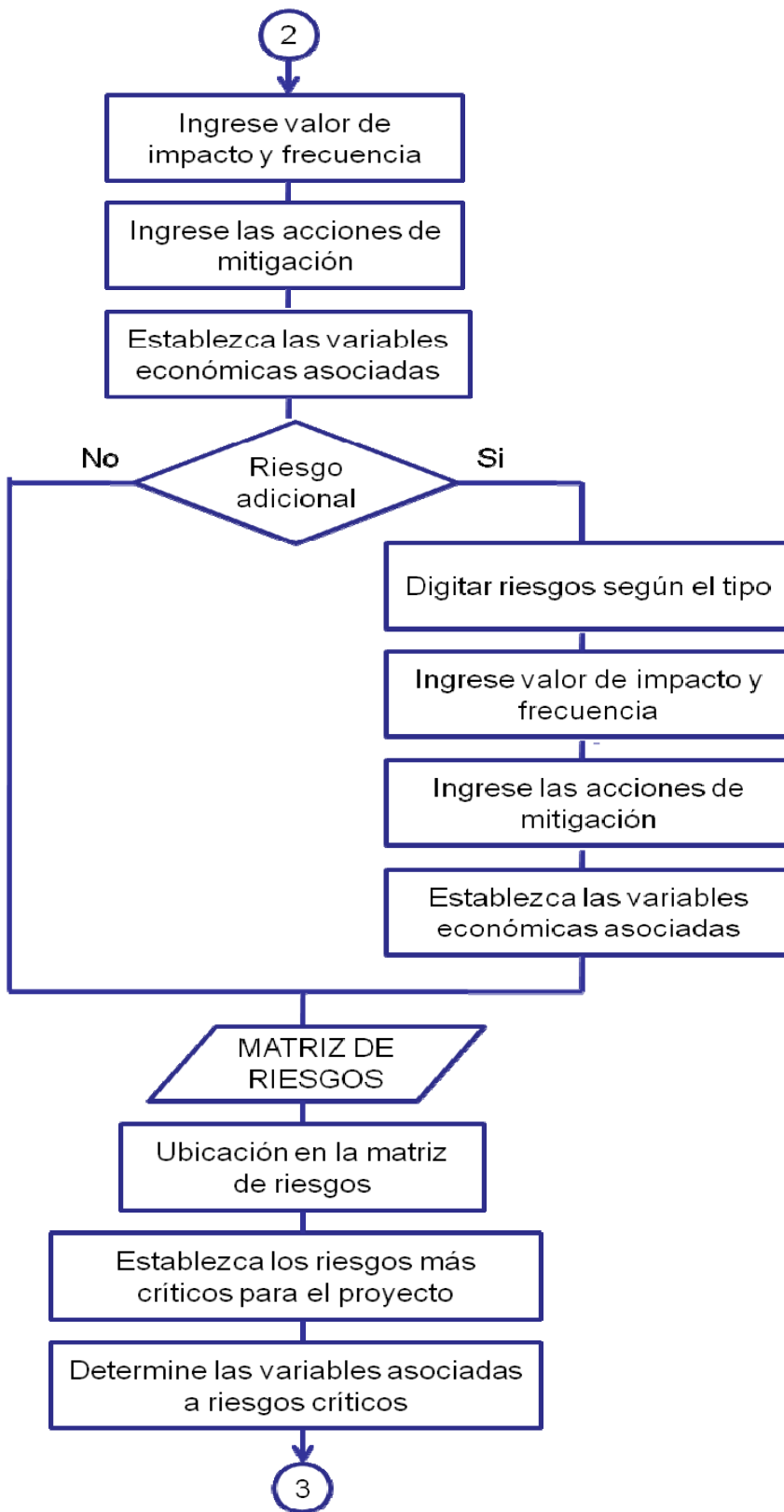
4.7 METODOLOGIA PARA LA SELECCIÓN DE ALTERNATIVAS

De manera gráfica y sistemática se puede expresar la metodología anteriormente planteada. Partiendo de los datos de entrada, el evaluador debe conocer los datos pertenecientes a la inversión, los datos de producción y precio del crudo para los ingresos, así como los costos en los que se incurren en la realización del proyecto. Antes de iniciar la evaluación es necesario asegurar que se tiene los datos suficientes para realizar una evaluación correcta. La figura 33 muestra la forma sistemática de realizar la evaluación económica y el análisis de riesgo e incertidumbre para un proyecto de inyección de agua.

Figura 33. Metodología para el análisis económico y de riesgo e incertidumbre en un proyecto de inyección de agua





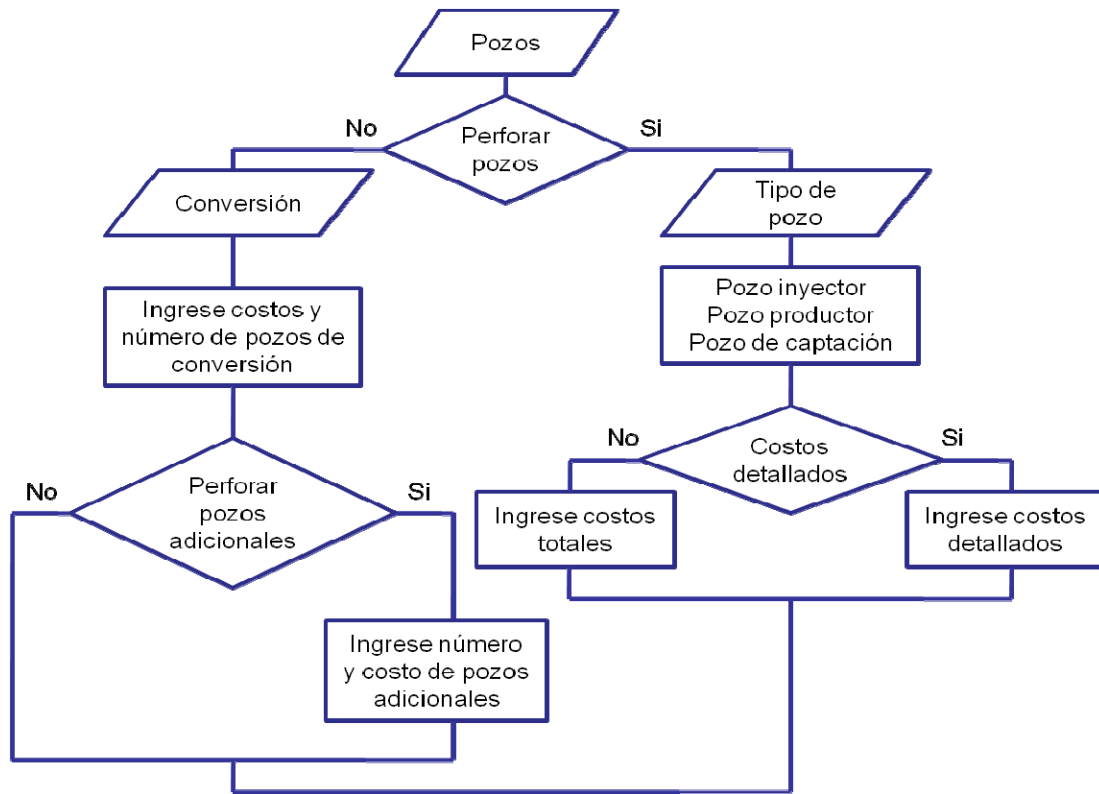




Fuente. Los autores.

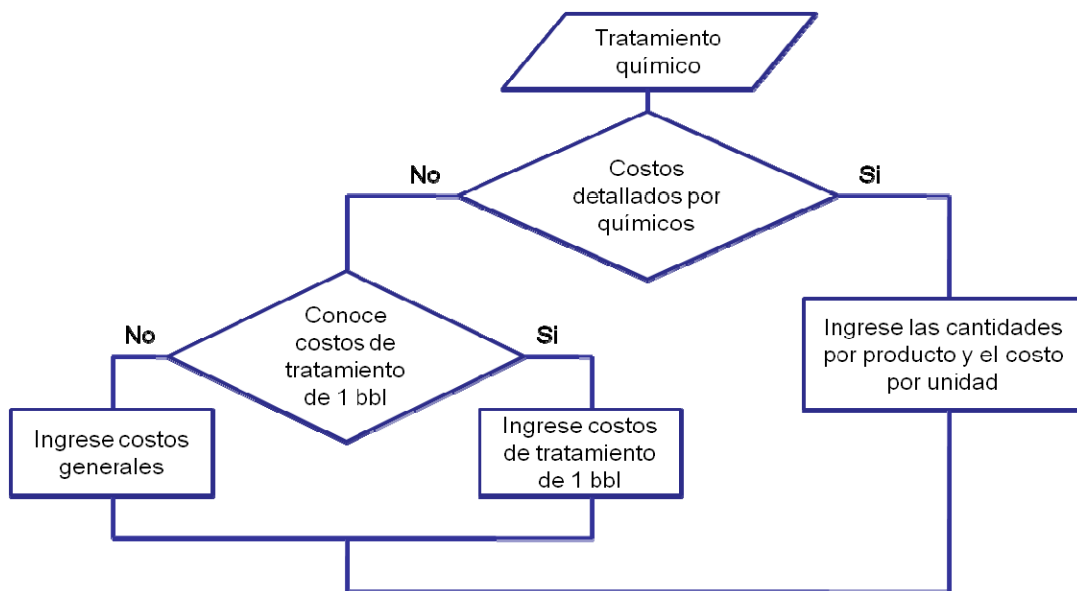
El diagrama mostrado anteriormente es de tipo general, ahora se procederá a ilustrar detalladamente cada una de las etapas del diagrama. Mostrando que datos son necesarios y el procedimiento sistemático para poder ingresar los valores de cada variable en un proyecto de evaluación económica. La figura 34 muestra la forma de establecer el monto de la inversión para la perforación o conversión de pozos, mostrando los datos necesarios para calcular estos costos. Así mismo la figura 35 exhibe el modo de calcular el monto de la inversión por concepto de tratamiento químico.

Figura 34. Costos detallados de pozos



Fuente. Los autores.

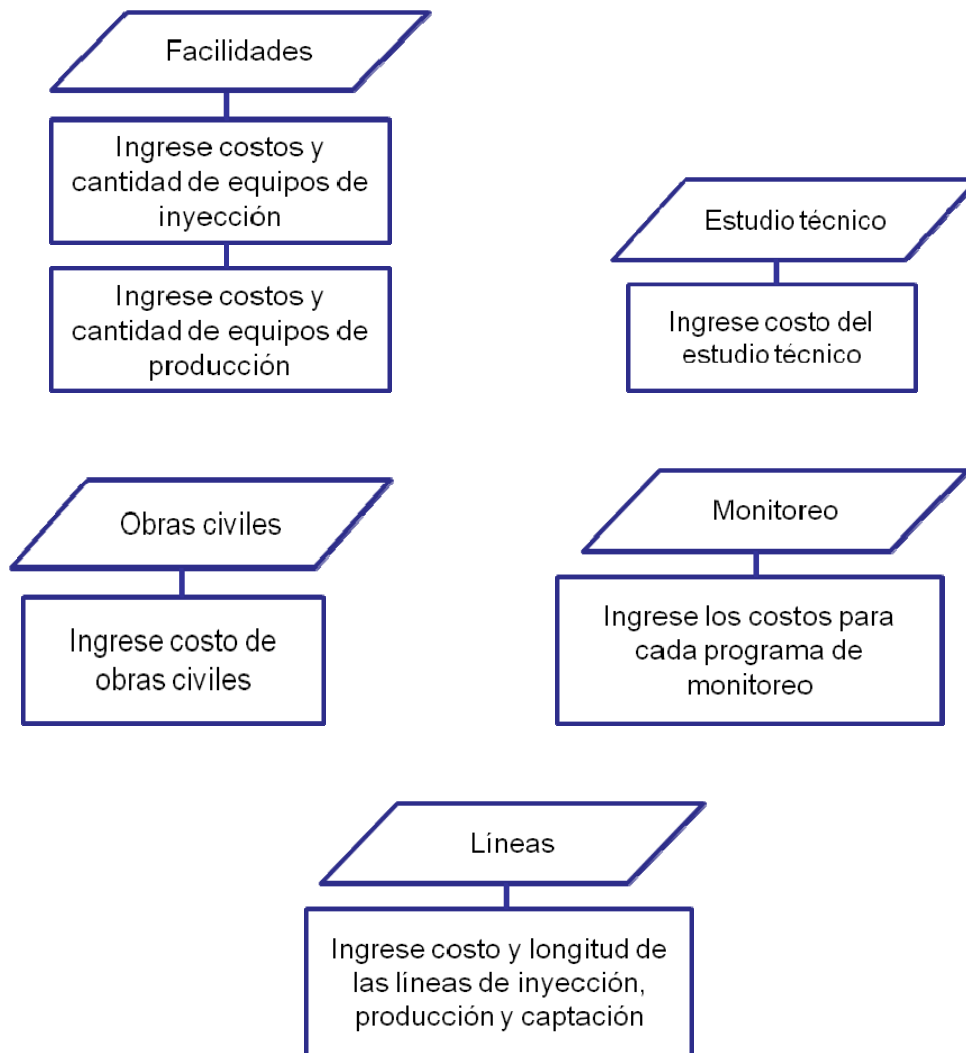
Figura 35. Tratamiento químico



Fuente. Los autores

A continuación se muestran todos los diagramas (figura 36) correspondientes a la explicación de los ítems para la sección de facilidades, obras civiles, monitoreo y líneas, exhibiendo que variables o datos son necesarios para el cálculo de estos montos.

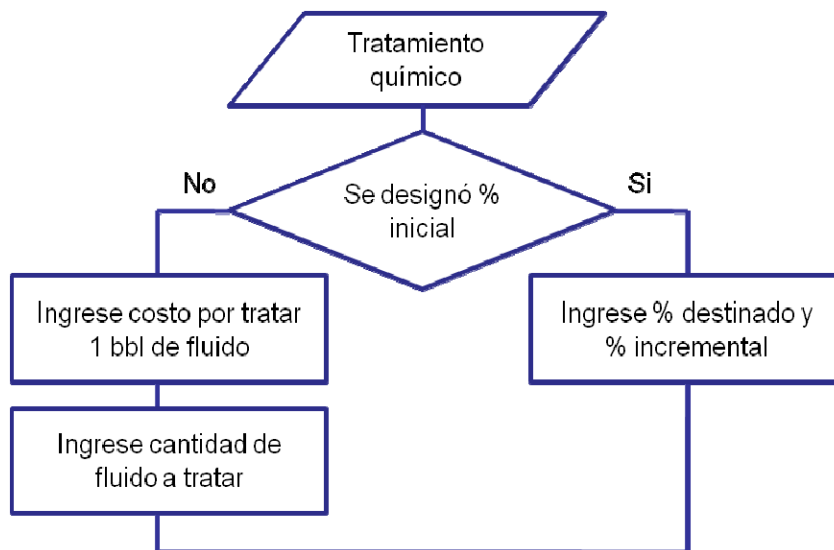
Figura 36. Costos detallados de variables de la inversión.



Fuente. Los autores.

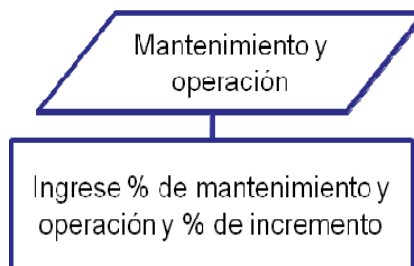
Para los egresos también se pueden establecer de modo detallado los datos necesarios para la realización de una correcta evaluación económica. La figura 37 muestra el procedimiento para calcular los costos por tratamiento químico para cada periodo del proyecto. Para el mantenimiento y operación solo basta ingresar los porcentajes destinados para el cubrimiento de esos gastos como muestra la figura 38. Las figuras 37-43, muestran el procedimiento y los datos que se necesitan para establecer el monto de los gastos generados durante la vida productiva del proyecto.

Figura 37. Costos de tratamiento químico



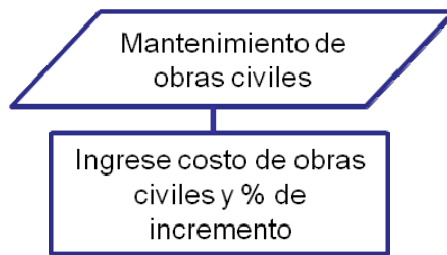
Fuente. Los autores.

Figura 38. Costos de mantenimiento y operación.



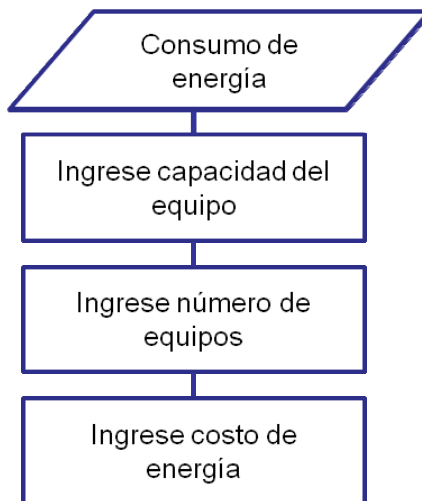
Fuente. Los autores.

Figura 39. Costos de mantenimiento de obras civiles



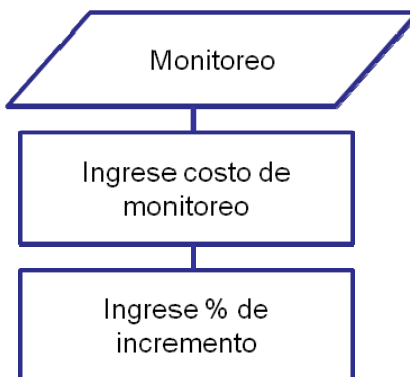
Fuente. Los autores.

Figura 40. Costos de consumo de energía.



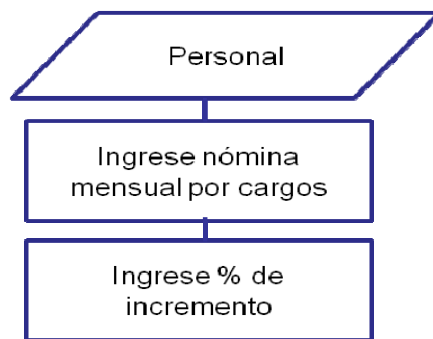
Fuente. Los autores.

Figura 41. Costos de mantenimiento de operaciones de monitoreo.



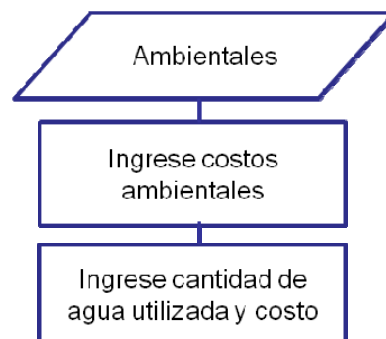
Fuente. Los autores

Figura 42. Costos de personal.



Fuente. Los autores

Figura 43. Costos de ambientales

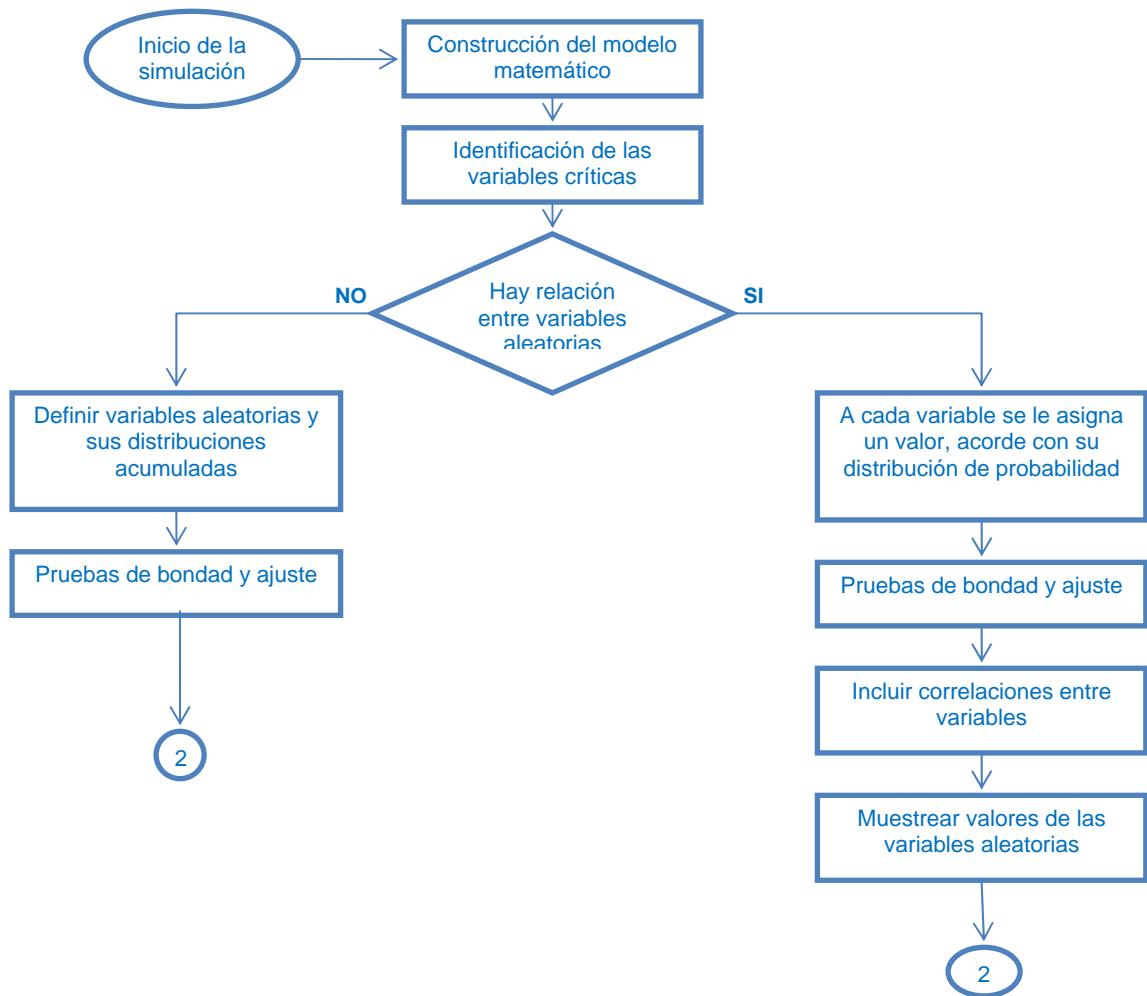


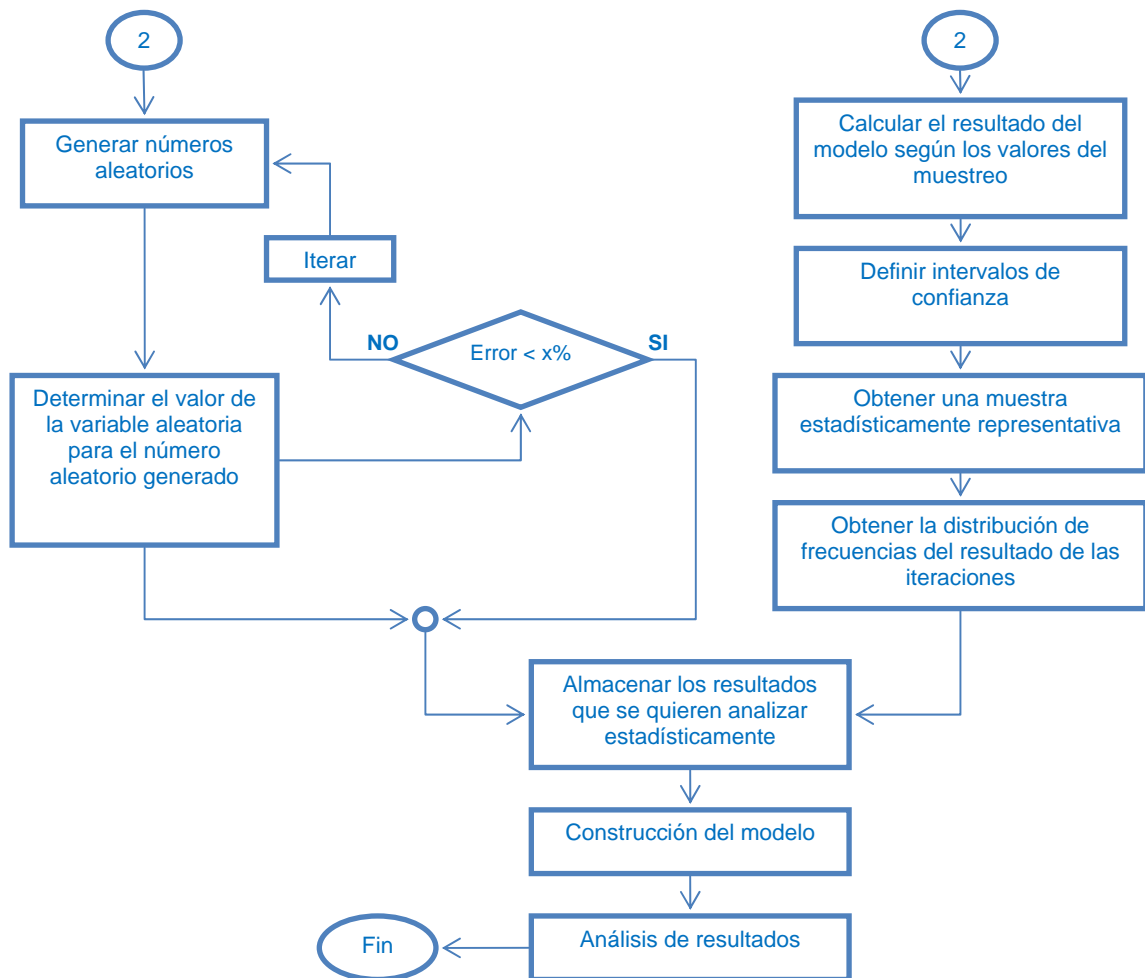
Fuente. Los autores

Un procedimiento adicional que se debe realizar en un proceso de evaluación es la Simulación Montecarlo. En esta metodología no se incluirá, pero se recomienda realizar este procedimiento a fin de obtener una evaluación de mayor certeza. Con ésta herramienta se puede hacer sensibilidad multivariable, y observar que variación se obtendrá en el valor presente neto de un proyecto, cuando más de una variable económica cambia. El paso inicial es establecer correlaciones entre cada una de las variables económicas presentes en el proyecto con los riesgos que fueron identificados. Para esto el procedimiento que se sugiere seguir una vez

terminada la parte de sensibilidad de cada una de las variables es el siguiente:

Figura 44. Esquema metodología Simulación Montecarlo





Fuente. Muñoz, E. & Colmenares K .Análisis de riesgo e incertidumbre en proyectos de inyección de vapor. Tesis de grado.2008.

Una vez hecho o complementado el proceso de evaluación económica con la simulación Montecarlo, el inversionista tendrá mayor nivel de certidumbre al momento de escoger una alternativa para desarrollar el proyecto o determinar la viabilidad de alguna opción planteada inicialmente. En la elección de una alternativa se debe tener en cuenta tanto el análisis económico como el de riesgo e incertidumbre, debido a que tiene un mayor nivel de certeza y mayor probabilidad en el cumplimiento de los objetivos.

5. APLICACIÓN

Para un manejo más fácil de la metodología propuesta, se desarrolló un ejemplo de aplicación de diversos métodos y técnicas que integran la evaluación económica y el análisis de riesgo e incertidumbre para un proceso de inyección de agua, en el cual, se desea evaluar la viabilidad económica del proyecto, en una zona de un campo petrolero que está en producción primaria, con el fin de incrementar la producción actual.

5.1 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO A EVALUAR

Para llevar a cabo este proyecto se consideraron 31 pozos, inicialmente todos productores pero para efectos del desarrollo del proyecto, 12 de estos pozos serán convertidos a inyectoros formando un patrón de inyección irregular. La tabla 10 muestra las propiedades del yacimiento a evaluar. Para la realización del proyecto se requieren dos separadores bifásicos, tres tanques de almacenamiento, siete bombas, tres de inyección y dos de captación e inyección de químicos, así como un skimmer adicional a los ya existentes.

Se instalarán líneas de inyección que tienen una longitud de 4500 pies, 2220 pies líneas de captación y 1200 pies adicionales de líneas de producción. Para la adecuación de instalaciones se invertirán US\$ 3'700.000. Para el tratamiento químico del agua de inyección se destinaron US\$ 6,5 por cada mil barriles tratados. El costo de la energía eléctrica es de US\$ 0,820/KWh. Para los gastos de mantenimiento y tratamiento durante el proyecto, se asignó un valor correspondiente al 5 y 4% de la inversión respectivamente.

Tabla 10. Propiedades del yacimiento.

Propiedades		Unidad
Area	66.000	Acres
Espesor Bruto	63	Pies
Espesor Neto	37	Pies
Porosidad	16%	
°API	31,6	
Mo	2,7	Cp
Permeabilidad	115	Md
Presión	3.200	Psia
Temperatura	150	°F
Profundidad	5.743	Ft
Bo	1,15	RB/STB
Bw	1,01	RB/STB
Swi	42%	
Volumen poroso	17.019.763.200	Cu Ft
	3.031.124.346	BBL
OOIP	1.528.782.035	STB
FR	25,00%	
RESERVAS	382.195.509	STB

Fuente. Los autores

Es necesario establecer la cantidad de agua requerida para llevar a cabo el proyecto, ésta se puede estimar utilizando los criterios de límite económico, en este caso se estableció en dos volúmenes porosos inyectados. Para el proyecto el agua a inyectar proviene de fuentes superficiales, luego no es necesario perforar pozos de captación.

Tabla 11. Descripción de la fuente de agua.

Fuente de agua	Cantidad disponible	Unid
Superficial	9.175.295.316	BBL
Subterránea	0	BBL
Producción	0	BBL
	9.175.295.316	BBL

Fuente. Los autores

5.1.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Para realizar la evaluación económica se llevan a cabo varios pasos que se describen a continuación y se ilustran en las tablas 12 a 23. Inicialmente se debe tener en cuenta la inversión realizada para el desarrollo del proyecto como se muestra en la tabla 12.

Tabla 12. Inversión del proyecto

INVERSION TOTAL	
DESCRIPCION	COSTO
Pozos	15.419.940
Facilidades	1.320.000
Tratamiento Químico	2.955.346
Monitoreo	100.000
Líneas	86.040
Estudio Técnico	500.000
Obras civiles	3.700.000
TOTAL	24.081.326

Fuente. Los autores

De manera discriminada la inversión se realizó así: Se convirtieron 12 pozos de productores a inyectoros, no hubo necesidad de perforación de pozos adicionales. La inversión total es igual a la suma de los elementos nombrados anteriormente, y tiene un valor de US\$ 24.081.326.

Tabla 13. Descripción costo de perforación de pozos.

COSTO GENERAL			
TIPO POZO	COSTO/Unidad	CANTIDAD	US\$
Productor			0
Inyector			0
Captación			0
Conversión	1.284.995	12	15.419.940
		TOTAL	15.419.940

Fuente. Los autores

Los costos referidos a adquisición de equipos y facilidades de producción e inyección, se listan detalladamente en la tabla 14, y muestra los requerimientos de: tres bombas de inyección, 2 bombas de captación, 2 bombas de químicos, dos separadores bifásicos, tres tanques de almacenamiento, siete bombas, tres de inyección y dos de captación e inyección de químicos, así como un skimmer adicional a los ya existentes.

Tabla 14. Descripción costo de facilidades de superficie.

FACILIDADES DE INYECCION			
DESCRIPCION	UNIDADES	COSTO/Unidad	COSTO TOTAL
Bombas de Inyección	3	50.000	150.000
Bombas de Captación	2	36.000	72.000
Bombas de Químicos	2	30.000	60.000
Filtros		35.000	0
Torres Desaireadoras		250.000	0
Clarificadores		100.000	0
Suavizadores		100.000	0
Otros			0

FACILIDADES DE PRODUCCION			
DESCRIPCION	UNIDADES	COSTO/Unidad	COSTO TOTAL
Separadores Bifásicos	2	300.000	600.000
Separadores trifásicos		450.000	0
Tratadores		135.000	0
Skimmer	1	75.000	75.000
FWKO		65.000	0
Tanques	3	121.000	363.000
Múltiples		60.000	0
Otros			0

Fuente. Los autores.

Tabla 15. Instalación de líneas de producción, inyección y captación.

LINEAS DE DISTRIBUCION				
DESCRIPCION	DIAMETRO	LONG.	US\$/Ft	Total US\$
Líneas inyección		4.500	10	45.000
Líneas Producción y distribución		1.200	12	14.400
Líneas de captación		2.220	12	26.640
			TOTAL	86.040

Fuente. Los autores.

Como se menciona anteriormente, el tratamiento químico se pagara por barril de fluido tratado como muestra la tabla 16.

Tabla 16. Descripción tratamiento químico

TRATAMIENTO		
Agua a inyectada	454.669	BBL
Costo tratamiento	6,5	US\$/MBBL
Costo total	2.955.346	US\$

Fuente. Los autores.

Así mismo se destinó dinero de la inversión para la instalación del sistema de monitoreo de inyección como muestra la tabla 17. Además se incluyó el costo del estudio técnico o de factibilidad de inyección por un costo de US\$ 500.000.

Tabla 17. Descripción proceso monitoreo

MONITOREO	
PROGRAMA	COSTO
Pruebas de Calidad del agua	50.000
Pruebas de corrosión	0
Pruebas de presión	50.000
Pruebas Trazadores	0
Total	100.000

Fuente. Los autores.

- Para los ingresos como es sabido, es necesario conocer los valores de producción y de precio del crudo. La duración estimada para este proyecto es de 10 años. La producción durante este periodo se relaciona en la tabla 18. Para el precio del crudo, se estimó utilizando un escenario pesimista, tomando un valor 20% inferior al valor actual del crudo de esas características. Este precio estimado se mantuvo constante durante toda la vida productiva del proyecto.
- Para cubrir ciertos costos generados durante el proyecto, como los impuestos, mantenimiento y tratamiento, se destinaron cantidades iguales a cierto porcentaje de la inversión y se iban incrementando periódicamente según decisión del inversionista como lo muestra la tabla 19.

Tabla 18. Descripción de la producción y precio del crudo.

ANO	PRECIO CRUDO (US\$/Bbl)	PRODUCCION (Bbl/Año)	TOTAL INGRESOS (US\$)
1	66,38	451.540	29.973.225
2	66,38	656.270	43.563.203
3	66,38	605.710	40.207.030
4	66,38	576.850	38.291.303
5	66,38	535.470	35.544.499
6	66,38	505.960	33.585.625
7	66,38	485.670	32.238.775
8	66,38	463.900	30.793.682
9	66,38	455.000	30.202.900
10	66,38	449.875	29.862.703

Fuente. Los autores

Tabla 19. Descripción gastos operacionales e impuestos.

GASTO	% Destinado
Operación	5
Tratamiento	4
Regalías	5
Impuesto de Renta	33

Fuente. Los autores

Los costos de energía se establecieron según el consumo, la cantidad de equipos y el costo de la energía en el sitio donde se realiza el proyecto, obteniéndose así:

Tabla 20. Descripción costos por consumo de energía.

ENERGIA				
DESCRIPCION	CAPACIDAD (KW/h)	US\$/KW	CANT	US\$
Bomba Succión	25	0,82	2	359.160
Bombas de Inyección	25	0,82	3	538.740
Bomba de Químicos	25	0,82	2	359.160
Elementos eléctricos	275	0,82	1	1.975.380

Fuente. Los autores.

Para los costos laborales, su valor fue calculado en función del periodo laborado, el tipo de cargo y el valor de la nomina mensual según el cargo, así:

Tabla 21. Descripción costos laborales.

SALARIOS		
CARGO	Nomina Mensual	Costo anual
Operarios	160.000	1.920.000
Supervisores	250.000	3.000.000
Ingenieros	350.000	4.200.000
Nomina anual (US\$)		9.120.000

Fuente. Los autores.

Otros costos como los ambientales, monitoreo y los de mantenimiento de obras civiles se atendieron destinando una cantidad fija de dinero para cada periodo durante la vida útil del proyecto. El paso a seguir es calcular el valor de la depreciación de los activos pertenecientes al proyecto. Para tal fin se requiere conocer los costos de los equipos, el valor de salvamento y la vida

útil de cada uno de estos elementos. Para este proyecto el valor de la depreciación se calculó así:

Tabla 22. Descripción depreciación equipos del proyecto.

CANTIDAD	EQUIPO	COSTO	VALOR SALV.	VIDA UTIL	DEPRECIACION
2	Separadores Bifásicos	300.000	20.000	10	56.000
1	Skimmer	25.000	5.000	10	2.000
3	Tanques	121.000	10.000	10	33.300
3	Bombas de Inyección	50.000	5.000	10	13.500
2	Bombas de captación	36.000	4.000	10	6.400
2	Bombas de Químicos	30.000	4.000	10	5.200
TOTAL DEPRECIACION		116.400			

Fuente. Los autores.

Una vez se han calculado todos los egresos e ingresos y que se conocen los valores de la inversión, se procede a realizar el flujo de caja. Para este caso se realizará un flujo de caja de proyecto, debido a que el inversionista no realizó préstamo a alguna entidad financiera para el desarrollo del proyecto. El flujo de caja para el proyecto analizado, se muestra en la tabla 23.

Tabla 23. Flujo de caja del proyecto

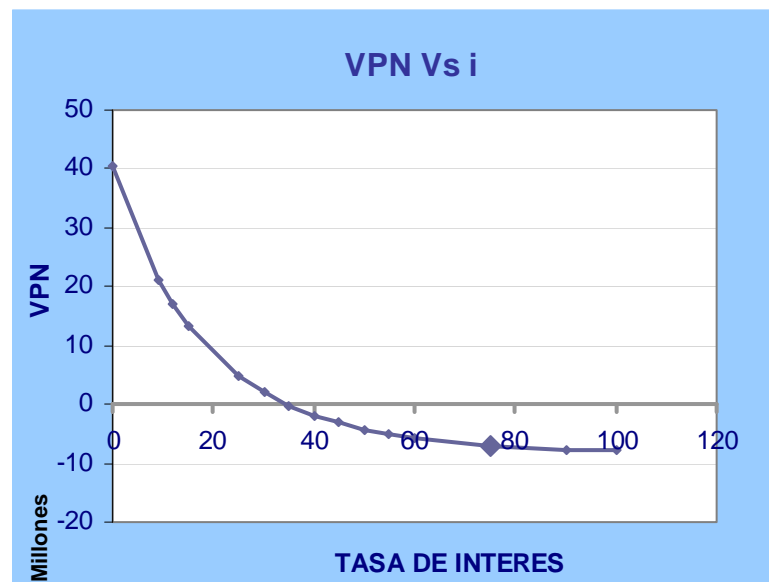
ANO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Inversión (-)	24.081.326	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pozos	15.419.940										
Facilidades	1.320.000										
Tratamiento	2.955.346										
Estudio Técnico	500.000										
Obras Civiles	3.700.000										
Monitoreo	100.000										
Lineas	86.040										
Ingresos		29.973.225	43.563.203	40.207.030	38.291.303	35.544.499	33.585.625	32.238.775	30.793.682	30.202.900	29.862.703
Costos		16.177.821	17.927.329	18.911.961	20.057.678	21.258.090	22.601.940	24.088.879	25.692.558	27.470.543	29.403.431
Regalías (-)		1.498.661	2.178.160	2.010.351	1.914.565	1.777.225	1.679.281	1.611.939	1.539.684	1.510.145	1.493.135
Operación y mantenimiento (-)		1.204.066	1.264.270	1.327.483	1.393.857	1.463.550	1.536.728	1.613.564	1.694.242	1.778.954	1.867.902
Personal (-)		9.120.000	9.758.400	10.441.488	11.172.392	11.954.460	12.791.272	13.686.661	14.644.727	15.669.858	16.766.748
Agua utilizada		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Tratamiento (-)		963.253	1.011.416	1.061.986	1.115.086	1.170.840	1.229.382	1.290.851	1.355.394	1.423.163	1.494.322
Depreciación		116.400	116.400	116.400	116.400	116.400	116.400	116.400	116.400	116.400	116.400
Monitoreo (-)		5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000	5.000
Mantenimiento Obras Civiles (-)		20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
Ambientales (-)		18.000	18.000	18.000	18.000	18.000	18.000	18.000	18.000	18.000	18.000
Energía (-)		3.232.440	3.555.684	3.911.252	4.302.378	4.732.615	5.205.877	5.726.465	6.299.111	6.929.022	7.621.924
Ganancias antes de impuestos		13.795.405	25.635.873	21.295.068	18.233.625	14.286.408	10.983.685	8.149.895	5.101.124	2.732.357	459.271
Impuesto de renta (-)		4.552.484	8.459.838	7.027.373	6.017.096	4.714.515	3.624.616	2.689.465	1.683.371	901.678	151.560
Ganancia después de impuestos		9.242.921	17.176.035	14.267.696	12.216.529	9.571.894	7.359.069	5.460.430	3.417.753	1.830.679	307.712
Depreciación		116.400	116.400	116.400	116.400	116.400	116.400	116.400	116.400	116.400	116.400
Capital de trabajo	1.498.661	2.178.160	2.010.351	1.914.565	1.777.225	1.679.281	1.611.939	1.539.684	1.510.145	1.493.135	0
FLUJO DE CAJA TOTAL	-25.579.987	7.181.161	15.282.084	12.469.531	10.555.704	8.009.012	5.863.530	4.037.146	2.024.008	453.944	424.112

Fuente. Los autores.

Como se observa en el flujo de caja, para todos los periodos se tienen valores positivos, es decir en todos hay ganancias, pero como se sabe, esos valores deben traerse a valor presente para establecer si es viable o no este proyecto. Se procede a evaluar el proyecto con los diferentes métodos de análisis económico.

- **VALOR PRESENTE NETO**

Figura 45. VPN Vs i



Fuente. Los autores.

Como se observa en la figura 45, para una tasa de interés del 12% el VPN es positivo e igual a \$16.948.935, es decir según este criterio es viable el desarrollo del proyecto.

- **TASAS DE RETORNO**

En la figura 45 de **VPN vs i** observamos que el valor de la tasa que hace igual al VPN es de 34,68%, es decir este será la Tasa Interna de Retorno del

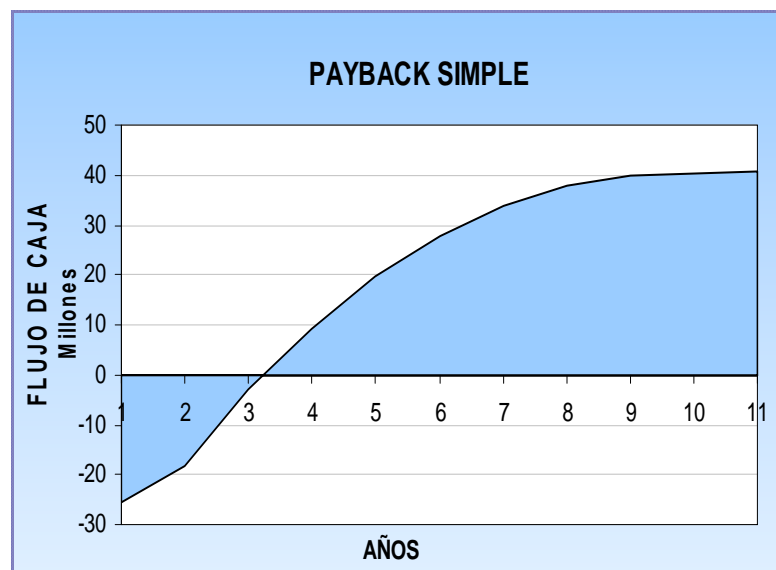
proyecto. Adicionalmente, utilizando la ecuación 13 y tomando los flujos de caja promedio se estimó la Tasa Promedio de Retorno obteniéndose un valor de 27.46%. Según el criterio de decisión para estos métodos, se debe seleccionar el proyecto si la tasa de oportunidad del inversionista es menor que las Tasas de Retorno, como en este caso la tasa es de 12%, el proyecto es viable bajo este criterio.

- **PAYBACK**

Se procede a establecer el tiempo necesario para recuperar la inversión. Este es un criterio importante para efectos sociales, debido a que un inversionista puede decidir si lleva a cabo o no según el tiempo que desee esperar para recuperar el valor de los gastos realizados en la instalación y desarrollo del proyecto.

Payback Simple

Figura 46. Estimación payback simple.



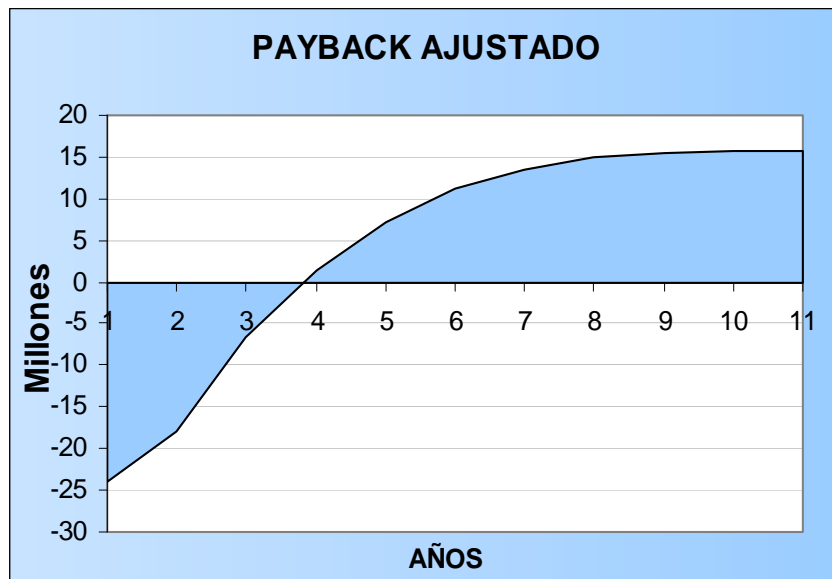
Fuente. Los autores.

Sin considerar el valor del dinero en el tiempo, se obtiene que el tiempo necesario para recuperar la inversión realizada es de 3.2 años aproximadamente, como se puede observar en la figura; según el criterio de decisión de este método el proyecto es viable, ya que la inversión se recupera en un tiempo menor que el de la vida del proyecto (10 años).

Payback Ajustado

Si se considera el valor del dinero en el tiempo, el tiempo de respuesta de la inversión que se obtiene es mayor, 3.8 años según la figura, pero el proyecto sigue siendo viable, al ser este tiempo menor que la vida productiva del proyecto.

Figura 47. Estimación payback simple.



Fuente. Los autores.

Una vez evaluado el proyecto con las diferentes herramientas de análisis económico, se obtiene que el proyecto es viable, debido a la favorabilidad que obtuvo en comparación con los criterios de cada método. El paso que se

debe seguir es el análisis de riesgo e incertidumbre, y así evaluar la probabilidad de que se cumpla el objetivo económico que inicialmente fue trazado. Para esto es necesario identificar los riesgos presentes en este proyecto y establecer el impacto que generan en el flujo de caja.

5.1.2 ANÁLISIS DE RIESGO E INCERTIDUMBRE

Para realizar el análisis a los riesgos e incertidumbres que están presentes en un proyecto de inyección de agua, se identifican y plantean todos los posibles riesgos que podrían presentarse en la vida productiva del proyecto para generar el listado de lluvia de ideas, que se muestra en la tabla 24, luego se clasifican los riesgos de acuerdo a cuatro categorías, donde E se refiere a los riesgos de entorno, F a los financieros, R a los de retrasos en la ejecución y O a los de carácter operacional. Posteriormente se definen los criterios de evaluación que se presentan en la tabla 3, con el fin de evaluar los riesgos según el impacto y la probabilidad de ocurrencia.

Tabla 24. Identificación y evaluación de riesgos en un proyecto de inyección de agua.

Numeración	Listado de riesgos	Frecuencia	Impacto	F x I
E.1	Orden público	2	50	100
E.2	Agentes climáticos	10	50	500
E.3	Problemas de acceso al campo	2	16	32
E.4	Corrupción	1	50	50
E.5	Secuestro de personal de vital importancia	1	16	16
E.6	Sabotaje al proyecto	1	50	50
E.7	Aumento de impuestos	1	50	50
E.8	Nacionalización de la industria	0,5	100	50
E.9	Variación de la moneda del país	5	50	250
E.10	Aumento de la tasa de interés	2	100	200
E.11	Incumplimiento de acuerdos establecidos a nivel estatal	2	16	32
F.1	Aumento de las tarifas de prestadores de servicio	2	8	16
F.2	Problemas en el diseño de facilidades	1	8	8
F.3	Realizar operaciones no programadas	2	8	16
F.4	Aumento en costos del tratamiento de agua	2	50	100
F.5	Cierre de pozos	2	50	100
F.6	Incremento en la instalación del programa de monitoreo	2	8	16
F.7	Mayor contratación de personal	2	8	16
F.8	Intervención de la empresa	1	50	50
F.9	Problemas financieros de la empresa	1	50	50
F.10	Variación del precio del hidrocarburo	10	100	1000
F.11	Instalación de equipos con mayor capacidad	1	16	16
F.12	Perforación de nuevos pozos inyectoros y productores	2	50	100
F.13	Alteración del patrón de inyección	2	50	100
F.14	Daños en la formación	2	16	32
F.15	Daños en los pozos inyectoros	5	50	250
F.16	Necesidad de conversión de pozos	5	50	250
F.17	Espaciamiento entre pozos	5	50	250
F.18	Costos de producción	2	16	32
R.1	Retraso en el mantenimiento de los equipos	5	8	40
R.2	Incumplimiento de intermediarios	1	16	16
R.3	Dificultad de consecución y transporte de las facilidades	2	16	32
R.4	Demora en la ejecución de decisiones	2	50	100
R.5	Escasez de personal idóneo	2	50	100
R.6	Falta de licencia ambiental	2	100	200
R.7	Realización de pruebas químicas adicionales	2	8	16
R.8	Demora en programas de prevención	5	50	250
O.1	Fallas en el equipo de levantamiento	5	50	250
O.2	Daños en la tubería de producción	5	50	250
O.3	Atención de problemas ambientales	5	16	80
O.4	Falta de electricidad	5	100	500
O.5	Fallas en las líneas	5	16	80
O.6	Búsqueda de nueva fuente de agua	2	50	100
O.7	Fallas en los equipos de tratamiento	5	50	250
O.8	Parar la perforación por reventones	1	100	100
O.9	Falta de equipos adecuados para tratar el crudo	2	50	100
O.10	Mayor cantidad de días de perforación por operaciones de pesca y prob	5	16	80
O.11	Abandonar pozos por problemas mecánicos	2	50	100
O.12	Realización y adecuación de nuevas obras civiles	2	8	16
O.13	Dificultad de producción de hidrocarburos	2	50	100
O.14	No hay disponibilidad de oleoductos para transporte	2	50	100
O.15	Derrame de hidrocarburos	2	100	200
O.16	Corrosión de líneas y equipos de facilidades	5	50	250
O.17	Caución por condiciones insalubres	1	50	50
O.18	Condiciones inseguras de trabajo	2	50	100
O.19	Panorama de riesgos profesionales	2	50	100
O.20	Retiro de personal especializado	2	50	100
O.21	Finalización intempestiva del contrato	0,5	100	50
O.22	Afectación a minorías étnicas	0,5	16	8

Fuente. Los autores.

Una vez evaluados los riesgos se procede a ubicarlos dentro de la matriz para establecer cuáles son los más críticos dentro del cumplimiento de los objetivos trazados para el proyecto (figura 48).

Figura 48. Matriz de riesgos.

			IMPACTO				
			Menor 1	Moderado 8	Mayor 16	Crítico 50	Catastrófico 100
FRECUENCIA	Frecuente	10				E2	F.10
	Ocasional	5		R.1	O.3 O.5 O.10	F.15 F.16 O.1 O.7 R.8 O.2 O.16 E.9 F.17	O.4
	Infrecuente	2		F.1 F.3 F.6 F.7 R.7 O.12	E.3 E.11 F.14 F.18 R.3 O.9 O.18	E.1 F.4 F.5 F.12 O.11 R.5 O.6 O.13 O.14 O.20 O.18 F.13 R.4 O.19	E.10 R.6 O.15
	Remoto	1		F.2	E.5 F.11 R.2 O.15	E.4 E.6 E.7 F.9 F.8 O.17	O.8
	Insignificante	0,5			O.22		E.8 O.21

Fuente. Los autores.

En la matriz existen varias regiones que se caracterizan con diferentes colores, de acuerdo al orden de importancia que toman los riesgos en el análisis de inversión para proyectos de inyección de agua. En la región de color verde se encuentran los riesgos altos y más críticos del proyecto, es decir, los que requieren mayor atención puesto que afectan de una manera más significativa el flujo de caja, estos son:

F.10 Variación del precio del hidrocarburo

- O.4 Falta de electricidad
- E.2 Agentes climáticos
- F.15 Daños en los pozos inyectoros
- F.16 Necesidad de conversión de pozos
- F.17 Espaciamiento entre pozos
- O.1 Fallas en el equipo de levantamiento
- O.2 Daños en la tubería de producción
- O.7 Fallas en los equipos de tratamiento
- 0.16 Corrosión de líneas y equipos de facilidades
- R.8 Demora en programas de prevención
- E.9 Problemas financieros de la empresa

En la región de color morado están ubicados los riesgos de carácter medio, según la influencia en el flujo de caja, algunos de ellos son:

- O.3 Atención de problemas ambientales
- O.5 Fallas en las líneas
- O.10 Mayor cantidad de días de perforación por operaciones de pesca y problemas de pozo
- R.1 Retraso en el mantenimiento de los equipos

Estos riesgos requieren atención menos rigurosa que los de la región verde, pero no se deben descuidar, puesto que de alguna manera pueden generar graves problemas durante la ejecución del proyecto. La región amarilla y roja representa los riesgos bajos e insignificantes, respectivamente; por tanto la matriz puede ser sesgada y omitir estos riesgos dentro del análisis debido a que no representan mayor impacto en la evaluación del proyecto.

La matriz de riesgos es una herramienta útil para analizar y clasificar de manera cualitativa el riesgo en la categoría más crítica, y se reevalúa cuando

se adelanta la evaluación semicuantitativa. Adicionalmente, conviene contar con modelos o diagramas que permitan realizar este tipo de análisis, en la medida en que la naturaleza del riesgo y la información disponible lo permitan, lo cual facilitará valorar la efectividad de las acciones de control, así como su seguimiento, además de que será posible medir el impacto en el flujo de caja de la organización, lo cual es de gran utilidad para priorizar los riesgos. En las figuras 23 y 24 se muestran los diagramas causa efecto y de influencia para los riesgos asociados a los agentes climáticos, corrosión de líneas y equipos que reflejan incertidumbres, sus causalidades e impactos, y la forma en que las decisiones que se puedan tomar afectan los resultados.

Posteriormente, se debe realizar el flujo de caja con el valor base de cada variable y obtener el valor que sirve de punto de comparación para establecer el nivel de impacto de cada variable independiente. Una vez hecho esto, se procede a multiplicar cada una por un factor, en este caso 10%, por encima y por debajo del valor original; como se muestra en la tabla 25, con el fin de observar la variación del VPN cuando esta variable se ve influenciada por un riesgo dentro del proyecto. Todo este proceso trata de establecer que variable es la que ofrece mayores obstáculos para el cumplimiento del objetivo económico del proyecto. En este caso todas las modificaciones hechas a cada variable se evaluaron y se obtuvieron valores presentes netos positivos, es decir, aun usando un escenario pesimista, por debajo del valor base de la variable, los resultados fueron favorables para la aplicación del proyecto.

Tabla 25. Impacto relativo sobre las variables dependientes

VARIABLE	PORCENTAJE		
	VPN @ 90%	VPN @ 100%	VPN @ 110%
Producción	6.514.718	16.948.935	27.271.191
Precio Crudo	6.514.718	16.948.935	27.271.191
Tasa de Interés	18.589.501	16.948.935	15.421.685
Aumento Energía	18.543.113	16.948.935	15.354.758
Aumento Monitoreo	16.951.401	16.948.935	16.946.469
Aumento Costos Operación	17.438.258	16.948.935	16.459.612
Aumento Costos Tratamiento	17.340.394	16.948.935	16.577.477
Aumento Regalías	17.544.261	16.948.935	16.353.250
Aumento Impuesto de renta	19.304.280	16.948.935	14.593.591
Mantenimiento Obras Civiles	16.958.979	16.948.935	16.939.072
Gastos Ambientales	16.957.813	16.948.935	16.940.058
Gastos del personal	20.949.931	16.948.935	12.948.479
Pozos	18.889.705	16.948.935	15.008.166
Facilidades	17.115.062	16.948.935	16.782.799
Tratamiento	17.320.898	16.948.935	16.576.972
Líneas	16.959.764	16.948.935	16.938.106
Obras civiles	17.414.621	16.948.935	16.483.250
Capex	17.829.717	16.948.935	16.068.154
Opex	24.080.587	16.948.935	9.817.284

Fuente. Los autores.

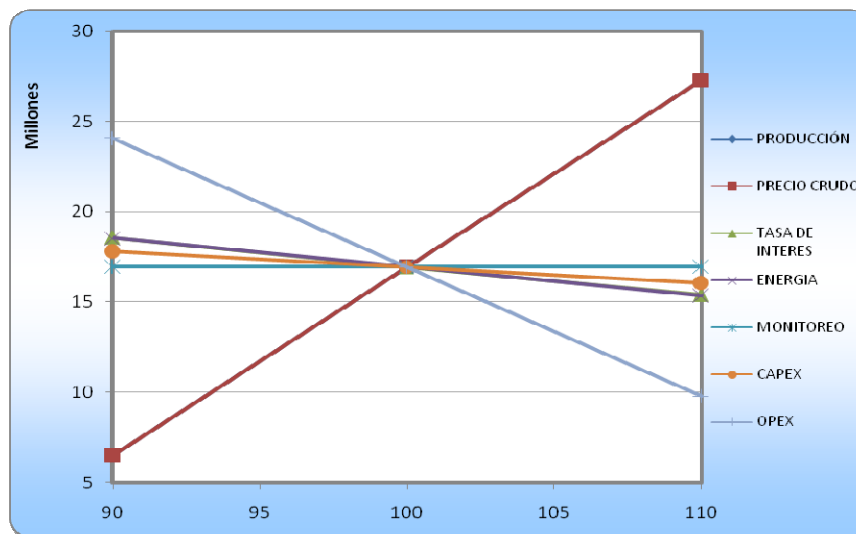
El paso a seguir después de modelar el problema y evaluar la fluctuación que presentan las variables en el flujo de caja, es realizar un análisis de sensibilidad que es un requisito previo para poder adelantar análisis más rigurosos, tal como la simulación de Montecarlo. Para ello, es necesario que cada riesgo que se desea analizar se encuentre especificado como una variable independiente dentro del modelo.

En la figura 49 se muestra gráficamente el esquema tipo Araña con las variables modeladas, en este se observa que las de mayor variación lineal son: la producción y el precio del crudo, que se encuentran superpuestas. Es importante tener en cuenta que al realizar una variación del 25% del valor original de cada variable genera más incertidumbres en el proyecto, por tanto, el proceso de toma de decisiones está sometido a un nivel mayor de riesgo y esto se refleja de manera directa en el flujo de caja. Cuando se realiza el análisis con una mayor variación porcentual, se espera que el

orden de relevancia cambie, puesto que con esta modificación una variable puede ganar más peso dentro de la evaluación económica.

Para el caso estudiado vemos que la dependencia del proyecto está centrada en dos variables que son la producción y el precio del crudo. La evaluación muestra que para el peor escenario de cada variable analizada, la viabilidad del proyecto se mantiene, es decir la evaluación económica complementada con el análisis de riesgo e incertidumbre sigue siendo favorable. Hecho este análisis, el inversionista puede elegir con mayor seguridad esta alternativa, conociendo que aun con la presencia de riesgos en su proyecto, este seguirá tendiendo favorabilidad ya arrojará resultados positivos. El inversionista debe, entonces, comparar si esos resultados obtenidos con la valoración de los riesgos dentro del análisis, cumplen con las expectativas trazadas para la realización del proyecto.

Figura 49. Análisis tipo Araña General

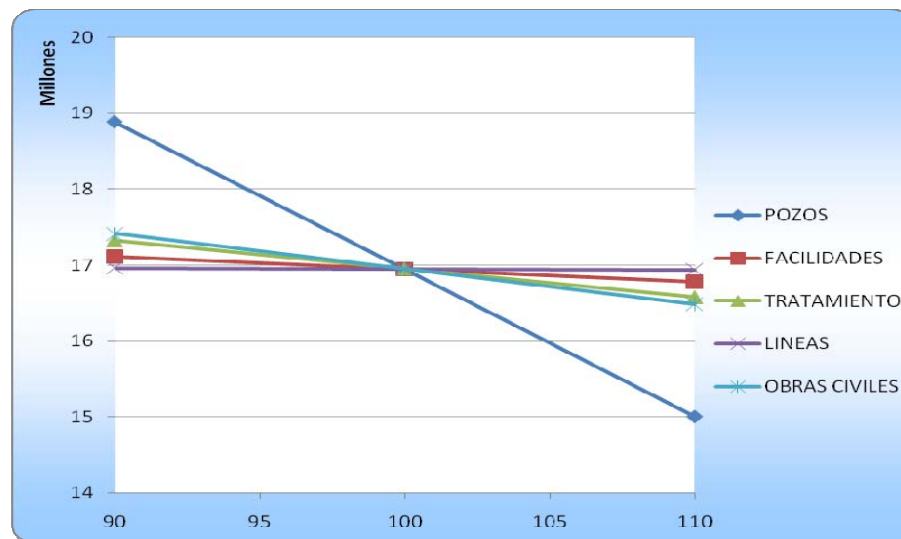


Fuente. Los autores.

En la figura 50 se presenta gráficamente la variación de las variables presentes en la inversión de un proyecto de inyección de agua. Los pozos

presentan un cambio de pendiente marcado comparado con las facilidades de inyección y producción, el tratamiento químico, las líneas y obras civiles. Esta aplicación no es algo generalizado, debido a que un campo que requiera mayor inversión en la parte de facilidades, exhibirá una mayor dependencia de esa variable y la tendencia se verá más marcada en el momento de realizar las gráficas.

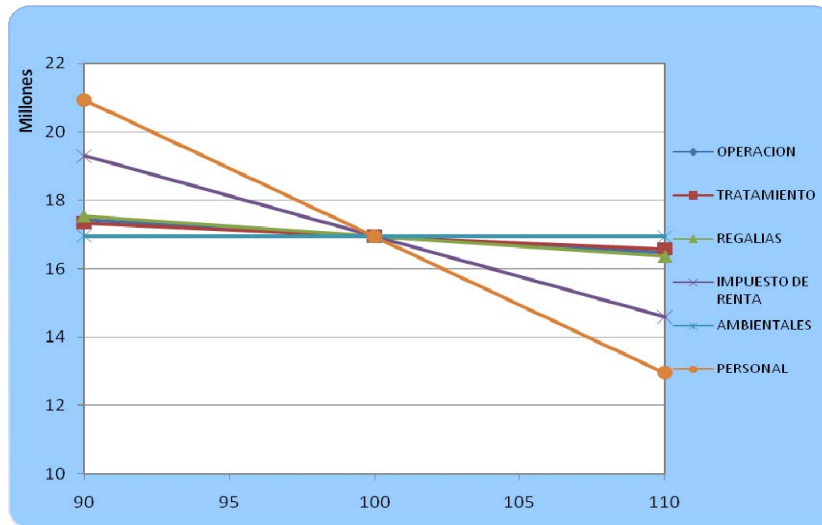
Figura 50. Análisis tipo Araña para el CAPEX



Fuente. Los autores.

En la figura 51 se muestra el cambio de las variables que pertenecen a los costos operacionales. Como se observa, los que representan mayor variación para el VPN del proyecto son los gastos del personal y el impuesto de renta comparado con la operación, el tratamiento, las regalías y los gastos ambientales. Así como en la inversión, los costos no siempre tendrán el mismo orden de relevancia, por ejemplo un proyecto de inyección de agua cuya fuente este muy contaminada, requerirá mayor tratamiento, lo que representa un aumento en los costos y mostrara una mayor dependencia del proyecto con respecto a esta variable.

Figura 51. Análisis tipo Araña para el OPEX



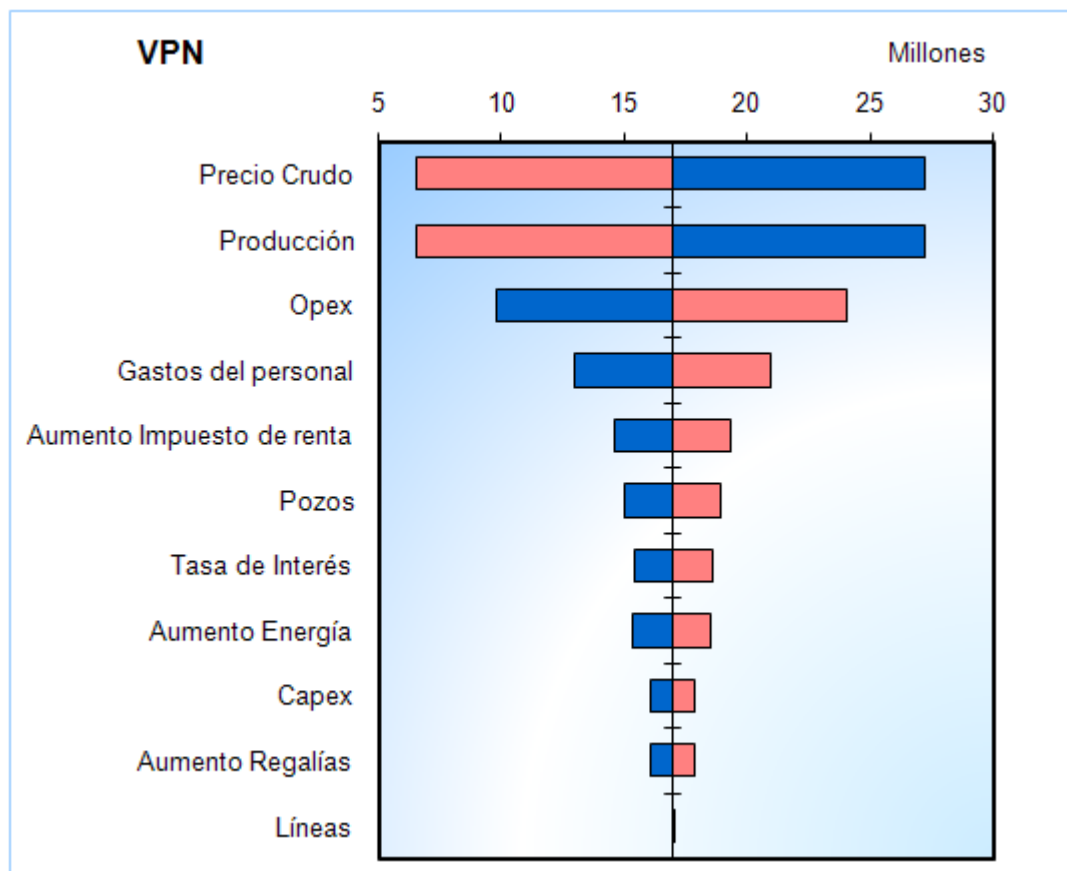
Fuente. Los autores.

En la figura 52 se muestra de manera general el análisis de sensibilidad usando el esquema tipo tornado para todas las variables consideradas críticas en el proyecto. Este gráfico permite visualizar en orden de importancia la influencia y variación de cada una sobre el flujo de caja, por lo que podemos concluir que el precio del crudo y la producción, son definitivamente las variables que requieren un nivel de atención mayor. El Opex, Gastos de personal, Aumento en el impuesto de renta, Pozos, Tasa de interés, Aumento de energía, Capex, Aumento de regalías y las Líneas, aunque generan una variación en el rango de valores del VPN, no son tan marcadas como las de las dos primeras variables.

Así, cuando se realicen las acciones de mitigación, se debe iniciar por aquellos riesgos que produzcan alteración de los valores de producción y del precio del crudo. Esto no quiere decir que para las demás variables no se realicen acciones de mitigación para los riesgos que la generan, solamente que estas acciones se deben realizar en orden de prioridad iniciando por

aquellos riesgos que produzcan variaciones en las variables que causan una mayor dispersión del VPN.

Figura 52. Análisis Tornado



Fuente. Los autores.

Finalmente, la simulación Montecarlo permite realizar un análisis multivariable y observar cómo se comporta el VPN cuando 2 ó más variables varían simultáneamente. Para tal fin, es necesario establecer correlaciones para cada variable, es decir, relacionar cada una de las variables identificadas en cada etapa del proyecto con la variable que se desea evaluar, VPN. Una vez realizada las correlaciones, se debe establecer el tipo de distribución a utilizar para cada variable y observar cómo se comporta el

Valor presente Neto, cuando las variables independientes del modelo varían simultáneamente. Este análisis dará una respuesta más completa y eficaz para tomar la decisión sobre implementar un proyecto de inyección de agua o no.

6. CONCLUSIONES

- Al iniciar un proceso de evaluación económica y análisis de incertidumbre, es prioritario comenzar por una identificación de las variables que están involucradas en el proyecto, y así establecer en qué forma afectan su viabilidad.
- Para realizar un proyecto de inyección de agua se debe iniciar estableciendo un objetivo económico basado en los criterios de la compañía inversionista. A partir de estos criterios se deben formular posibles escenarios para desarrollar el proyecto, es decir, plantear diferentes alternativas que permitan decidir técnicamente cual es la mejor opción.
- Un solo método de evaluación no es un criterio determinante en la selección de un proyecto, ya que cada uno ofrece una forma distinta de elección, por lo que se hace necesario utilizarlos juntos para elegir la mejor alternativa.
- En la identificación de riesgos se deben incluir la mayor cantidad posible sin descartar alguno por considerarse insignificante, entre más riesgos se identifiquen mejor será el análisis. Así mismo no todos los riesgos son críticos, ni a todos se les puede prestar el mismo nivel de atención, por eso se hace necesario evaluarlos y priorizarlos, para sugerir y realizar acciones de mitigación.
- Cuando no se conozca la calificación de riesgo por cualquier motivo, se clasifica en la categoría más crítica y se reevalúa cuando se adelante la evaluación cuantitativa. Así mismo, la evaluación con personal

experimentado es de gran aporte en cuanto a que otorga una valoración más acertada de los riesgos así como la omisión de otros.

7. RECOMENDACIONES

- La evaluación económica se debe realizar una vez hecho el estudio técnico. Esto con el fin de que se haga la identificación correcta de la información necesaria para analizar la viabilidad económica del proyecto.
- Para realizar la evaluación económica no es necesario conocer la mayor cantidad de datos, solo se requiere la información necesaria para establecer la viabilidad del proyecto. Una sobreabundancia de datos puede conllevar a la omisión de algunos importantes y desviará la evaluación de su resultado real.
- La persona que vaya a hacer uso de esta metodología debe tener conocimientos básicos del proceso de inyección de agua, estadística y análisis económico, a fin de que pueda dar una mejor interpretación de la información que va a ser utilizada en este, y analice de forma mas acertada los resultados que le presenten.
- Para modificaciones posteriores de la metodología se pueden incluir pasos adicionales como la Simulación Montecarlo y un método que ayude en la predicción del precio del crudo. Así mismo relacionar el precio de las facilidades según la capacidad de producción del campo y un adicionar un procedimiento que permita estimar la producción del campo para ciertas características especificadas.

BIBLIOGRAFÍA

- ARIZA, Laura y ULLOA, Juan Manuel. Evaluación del efecto de la saturación de gas al inicio de un proceso de inyección de agua mediante simulación Numérica. Tesis de grado UIS 2007.
- BRAVO, Oscar Y SÁNCHEZ, Marleny. Gestión Integral de Riesgos Tomo I, 2ª edición, Bogotá, 2006.
- CRAIG, FORREST. The reservoir engineering aspects of Waterflooding. SPE AIME. 1971.
- DELGADILLO, Claudia y BLANCO, Johanna. Metodología integrada para el diseño de un monitoreo de inyección de agua desarrollado en un campo petrolero. Tesis de grado UIS 2006.
- KUMAR, V.K. Air injection a waterflood performance comparison of two adjacent units in Buffalo Field: economic analysis. SPE 104479, 2006.
- MANUCCI, JESUS. Recobro adicional de petróleo por métodos convencionales. Universidad del Zulia, 1989.
- MCCRAY Arthur. Petroleum Evaluations and Economic Decisions. Prentice Hall. 1975.

- PALEPU Krishna, HEALY Paul & BERNARD Victor. Análisis y Valuación de negocios mediante estados financieros. Internacional Thomson Editores. 2002.
-
- PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Astro Data S. A. Segunda Edición. 2001
- PATTON, Charles C. Water Quality Control and Its Importance in Waterflooding Operations. SPE 18459, September 1988.
- REY, Silvia y VELASCO, Johnnie. Aplicación software para la evaluación económica de proyectos de inyección de vapor. Tesis de Grado UIS 2007.
- THAKUR, GANESH. Integrated waterflood asset management. Penn Well. 1998.
- WILLHITE, PAUL. Waterflooding. SPE Textbook series.1986.