

**ANÁLISIS FINANCIERO PROBABILÍSTICO DE LA RENTABILIDAD Y EL
RIESGO ESPERADOS EN UN PROYECTO DE RECOBRO MEJORADO
MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA. CASO BASE – CAMPO LISAMA**

**MARIALEJANDRA CASTILLO TORRES
VENUS MINERVA DÍAZ GUARDIA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO MECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
BUCARAMANGA**

2009

**ANÁLISIS FINANCIERO PROBABILÍSTICO DE LA RENTABILIDAD Y EL
RIESGO ESPERADOS EN UN PROYECTO DE RECOBRO MEJORADO
MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA. CASO BASE – CAMPO LISAMA**

**MARIALEJANDRA CASTILLO TORRES
VENUS MINERVA DÍAZ GUARDIA**

**Trabajo de grado para optar por el título de
Ingenieras Industriales**

**Director UIS
CARLOS ENRIQUE VECINO ARENAS, Ph. D.**

**Director ICP
Ing. RUBEN HERNÁN CASTRO GARCÍA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO MECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
BUCARAMANGA**

2009

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander, nuestra Alma Mater.

A la Escuela de Estudios Industriales y Empresariales, a nuestros profesores por darnos las herramientas para ser excelentes profesionales, a nuestros compañeros y funcionarios por hacer de este un lugar especial y cálido para disfrutar de la mejor forma de este proceso de crecimiento tanto personal como profesional.

Al Grupo de Investigación Campos Maduros, por darnos la oportunidad de realizar nuestro proyecto de grado, por valorar nuestro aporte como Ingenieras Industriales a la industria del petróleo, a nuestros compañeros por regalarnos sus conocimientos y su amistad.

A Carlos Enrique Vecino Arenas, por ser nuestra guía, por aportarnos sus valiosos conocimientos, regalarnos su confianza y tenernos en cuenta para nuevas oportunidades.

A Rubén Hernán Castro por creer en nuestro trabajo, por su disposición a ayudarnos, la paciencia con la que siempre respondió nuestras inquietudes y la confianza que depositó en nosotras.

A Oscar Bravo Mendoza por su asesoría, por ofrecer sus conocimientos y experiencias desinteresadamente, por valorar nuestro trabajo y siempre estar dispuesto a colaborar.

A Javier Durán, por aconsejarnos y dedicarnos parte de su tiempo.

A nuestros amigos y amigas por compartir tantos momentos inolvidables y acompañarnos en este proceso, por que esperamos que como profesionales continúen vigentes nuestros lazos de amistad.

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

*A Diosito por permitirme ser y hacer lo que siempre he soñado,
por regalarme tanta felicidad y tantas bendiciones.*

*A mis papitos por los grandes esfuerzos que han tenido que hacer para que este aquí,
y por su amor incondicional.*

A Lauris y a Santi por regalarme tantas alegrías y tanto cariño.

*A Dani por ser mi apoyo, mi fuerza, un ejemplo a seguir y
por hacerme creer en el amor.*

Marialejandra

A Dios por brindarme tantas bendiciones por no abandonarme nunca,

*A mis papitos Carmen y Jairo por darme la vida,
el amor y el apoyo incondicional en todo momento;*

por sus enseñanzas y tantos esfuerzos

porque gracias a ustedes soy todo lo que soy.

A mi Cherrys por su compañía, por escucharme,

por vivir a mi lado tantas experiencias.

Por regalarnos a Santi que es la nueva luz,

fuentes de sonrisas y felicidad en la familia.

A Mauricio por acompañarme en el desarrollo de este proyecto

con sus aportes y por ser un motivo para sonreír.

Venus

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	1
1. OBJETIVOS	3
1.1 OBJETIVO GENERAL	3
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	3
2. EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN	4
2.1 EVALUACIÓN DE PROYECTOS	4
2.1.1 Flujo de Caja Libre.	5
2.1.2 Tasa de Descuento.	6
2.1.3. Valor Presente Neto (VPN).	6
2.1.4. Tasa Interna de Retorno (TIR).	9
2.2 EVALUACIÓN DE PROYECTOS EN CONDICIONES DE RIESGO E INCERTIDUMBRE	10
2.2.1 Preferencias de riesgo.	12
2.3 LA EVALUACIÓN DEL RIESGO	13
2.3.1 Valor esperado.	13
2.3.2 Desviación estándar.	14
2.3.3 Coeficiente de variación.	14
2.3.4 Distribuciones de probabilidad.	14
2.3.5 Métodos para la evaluación del riesgo.	17
3. PROYECTO INYECCIÓN DE AGUA	24
3.1 PRODUCCIÓN PRIMARIA, SECUNDARIA Y TERCIARIA:	24
3.2 TÉCNICA DE INYECCIÓN DE AGUA	26
3.3 PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA:	27
3.3.1 Factores que controlan la recuperación por inyección de agua.	30
4. PILOTO INYECCIÓN DE AGUA CAMPO LISAMA	38
4.1 GENERALIDADES DEL CAMPO LISAMA	38
4.1.1 Ubicación geográfica.	39

4.1.2	Reseña histórica y de producción.	40
4.2	ESTUDIO DE FACTIBILIDAD INYECCIÓN DE AGUA EN LISAMA	42
4.2.1	Screening Binario Campo Lisama.	42
4.2.2	Identificación y selección de áreas para la implementación de un piloto de Inyección de Agua.	45
4.2.3	Desempeño Experimental de la Inyección de agua.	50
4.2.4	Predicción analítica del proceso de inyección de agua.	54
4.2.5	Simulación numérica.	57
5.	CONSTRUCCIÓN DEL MODELO	58
5.1	IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS RIESGOS	58
5.1.1	Establecimiento del Contexto	58
5.1.2	Identificación de Riesgos.	59
5.1.3	Evaluación de Riesgos.	60
5.1.4	Construcción del Diagrama Causa Efecto Integrado.	61
5.2	MODELO FINANCIERO	63
5.3	MODELO FINANCIERO PROBABILÍSTICO PARA EL PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO LISAMA	66
5.3.1	Recolección de Datos y Lógica del Modelo.	67
5.4	RESULTADOS	84
5.4.1	Óptica Clásica Ecopetrol.	84
5.4.2	Óptica General.	93
5.5	VALIDACIÓN DEL MODELO	99
	ANEXOS	113

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Criterio de Evaluación del VPN.	8
Figura 2. Criterio de Evaluación de la TIR.	10
Figura 3. Principales Distribuciones de Probabilidad	15
Figura 4. Herramientas para la Evaluación de Riesgos	18
Figura 5. Ejemplo de Árboles de Decisiones	19
Figura 6. Diferentes Procesos de Recobro de Petróleo	25
Figura 7. Etapas en el proceso de Inyección de Agua.	28
Figura 8. Proceso de la Técnica Inyección de Agua	30
Figura 9. Permeabilidad Relativa.	31
Figura 10. . Mojabilidad en sistemas roca-sólido.	32
Figura 11. Mojabilidad en los poros.	33
Figura 12. Eficiencia del Recobro	35
Figura 13. Campos petroleros Colombianos que tienen o han tenido un proceso de recuperación secundaria	39
Figura 14. Ubicación área Lisama.	40
Figura 15. Perfil de Producción Campo Lisama	42
Figura 16. Nivel Estratigráfico III	46
Figura 17. Mapas de Espesor de Arenas, % de arenas y espesor promedio de arenas, para Mugrosa B1 y B2.	48
Figura 18. Mapa de Factor de calidad de zona para Mugrosa B1 y B2.	48
Figura 19. Mapa de espesor de Tipo de Roca reservorio para Mugrosa B1 y B2.	49
Figura 20. Patrón de Inyección de nueve Acres. Software ASIA	55
Figura 21. Perfiles de Producción y Acumulado de Aceite Secundario del Piloto Lisama	57

Figura 22. Identificación y Caracterización de Riesgos	59
Figura 23. Identificación de Riesgos	60
Figura 24. Símbolos del Diagrama Causa Efecto Integrado	62
Figura 25. Diagrama causa efecto integrado SQ	64
Figura 26. Diagrama causa efecto integrado WF	65
Figura 27. Módulo Presentación del Modelo	69
Figura 28. Módulo Datos de Entrada y Convenciones	70
Figura 29. Módulo Precio del Crudo	71
Figura 30. Módulo Producción Incremental (B&H)	73
Figura 31. Módulo Producción.	74
Figura 32. Módulo POZOS	75
Figura 33. Módulo CAPEX	77
Figura 34. Módulo OPEX	78
Figura 35. Módulo FCL SQ.	79
Figura 36. Módulo FCL WF	81
Figura 37. Módulo FCL Incremental	81
Figura 38. Módulo Programación del Proyecto	82
Figura 39. Módulo Ruta Crítica	83
Figura 40. VPN SQ (Óptica CLÁSICA ECOPEPETROL)	85
Figura 41. VPN WF (Óptica CLÁSICA ECOPEPETROL)	85
Figura 42. VPN WF vs SQ	86
Figura 43. VPN Incremental Óptica Clásica Ecopetrol	86
Figura 44. Diagrama Tornado SQ.	87
Figura 45. Diagrama Tornado WF	88
Figura 46. Diagrama Tornado VPN Incremental	88
Figura 47. FCL SQ (Óptica CLÁSICA ECOPEPETROL)	89
Figura 48. FCL WF (Óptica CLÁSICA ECOPEPETROL)	90
Figura 49. FCL Incremental	90
Figura 50. Payback WF (Óptica CLÁSICA ECOPEPETROL)	91
Figura 51. Programación del Proyecto	92

Figura 52. Diagrama Tornado Duración del Proyecto	92
Figura 53. VPN SQ (Óptica GENERAL)	93
Figura 54. VPN WF (Óptica GENERAL)	94
Figura 55. VPN Incremental (Óptica General)	94
Figura 56. Diagrama Tornado SQ	95
Figura 57. Diagrama Tornado WF	95
Figura 58. Diagrama tornado VPN Incremental	96
Figura 59. FCL SQ (Óptica GENERAL)	97
Figura 60. FCL WF (Óptica GENERAL)	97
Figura 61. FCL Incremental	98
Figura 62. Payback WF (Óptica GENERAL)	98
Figura 63. Diagrama Tornado Payback	99
Figura 64. Producción Secundaria Histórica Campo Tibú	100
Figura 65. Predicción de la Producción en Tibú-B&H	100
Figura 66. Producción Incremental Piloto Lisama (Predicciones ASIA vs B&H)	101
Figura 67. Predicción Tasa Pico de Producción	102
Figura 68. Predicción Agua Inyectada	102

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Patrones básicos de inyección	37
Tabla 2. Resultado del Screening Binario en el software SCREENING-ICP	45
Tabla 3. Resultados obtenidos al evaluar la continuidad lateral y la calidad de la roca de las mejores zonas del Área Lisama.	50
Tabla 4. Producción de Aceite Secundario Área Piloto	56

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
Anexo A. Precio del Crudo	114
Anexo B. Método Bush & Helander	117
Anexo C. Variables Modeladas	121
Anexo D. Formato Consulta Expertos	127

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS FINANCIERO PROBABILÍSTICO DE LA RENTABILIDAD Y EL RIESGO ESPERADOS EN UN PROYECTO DE RECOBRO MEJORADO MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA. CASO BASE – CAMPO LISAMA.*

AUTORES: MARIALEJANDRA CASTILLO TORRES; VENUS MINERVA DÍAZ GUARDIA.**

PALABRAS CLAVES: Campo Lisama, incertidumbre, Inyección de agua, Probabilístico, Riesgo, Proyecto Piloto, Simulación de Montecarlo.

Alrededor de un 70% del petróleo producido a nivel mundial proviene de campos petroleros maduros. Estos constituyen una oportunidad para suplir la necesidad energética mundial creciente; dada la posibilidad de aumentar su productividad mediante técnicas de recobro mejorado (EOR).

Aun cuando en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena varios campos se han sometido a recobro mejorado convencional mediante inyección de agua, la gran mayoría de los campos maduros en Colombia, no han sido sometidos a métodos de recobro mejorado. Este es el caso del Campo Lisama, en el cual se estudia la posibilidad de implementar la técnica de inyección de agua.

Para evaluar la viabilidad de implementar inyección de agua, este estudio conduce un Análisis Financiero Probabilístico. Su propósito es cuantificar y analizar el impacto e las principales variables sobre la rentabilidad del proyecto; para ello se utiliza la Simulación de Montecarlo. Se parte de la construcción de un modelo para hacer una comparación financiera del estado actual del campo respecto al proyecto de inyección de agua.

La simulación permite pasar de un análisis financiero estático clásico a un análisis que otorga al decisor una distribución de probabilidad de la rentabilidad del proyecto, asociada a los eventos probabilísticos implícitos en el mismo. Este es un estudio para el análisis financiero de decisiones de inversión bajo incertidumbre en proyectos de recobro mejorado para Ecopetrol.

* Trabajo de Grado.

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

ABSTRACT

TITLE: FINANCIAL RISK AND RETURN ANALYSIS FOR A WATERFLOODING PROJECT. THE LISAMA FIELD CASE.*

AUTHORS: MARIALEJANDRA CASTILLO TORRES, VENUS MINERVA DÍAZ GUARDÍA.**

KEY WORDS: LISAMA FIELD, UNCERTAINTY, WATER INJECTION, PROBABILITY, RISK, PILOT PROJECT, MONTECARLO SIMULATION.

About a 70 % of oil produced worldwide comes from oil mature fields. The mature fields are an opportunity to replace the growing global energy needs, increasing productivity through Enhanced Oil Recovery (EOR).

While in the Cuenca del Valle Medio del Magdalena, several areas have been subjected to conventional recovery improved by waterflooding, the vast majority of mature fields have not been subjected to any method of improved recovery, such as the Lisama Field, which is studying the possibility of implementing the technique of waterflooding.

To assess the feasibility of implementing waterflooding, his study conducts a financial analysis probabilistic. Its purpose is to quantify and analyze the impact and the main variables on the profitability of the project; this uses the Monte Carlo simulation. It is part of the construction of a model to do a financial comparison of the current state of the field with respect to the proposed waterflooding.

The simulation allows a shift from static traditional financial analysis, to an analysis that gives the decision-maker a probability distribution of the profitability of the project, associated with implicit probabilistic events in it. This is a study in the financial analysis of investment decisions under uncertainty in projects of Enhanced Oil Recovery for Ecopetrol.

* Degree Project

** Faculty of Mechanics & Physics. School of Industrial and Business Studies. Work directed by. Carlos Enrique Vecino Arenas, Ph.D. (UIS) and Ing. Rubén Hernán Castro García (ICP).

LISTA DE ABREVIATURAS

ADD	Árbol de Decisión Dinámico
A/S	Relación arena arcilla
API	American Petroleum Institute
ASIA	Advanced System for Injection Analysis
B&H	Bush & Helander
BFT	Barriles de Fluido Total
BOPD	Barriles de Aceite por día.
BWPD	Barriles de Agua por día.
CAPEX	Capital
CGM	Craig Geffen and Morse
E	Este
ECP	Ecopetrol S.A.
EOR	Enhanced Oil Recovery
EUR	Estimated Ultimate Recovery (Recobro último estimado.)
F	Frecuencia
FCD	Flujo de Caja Descontado
FCL	Flujo de Caja Libre
FCZ	Factor de Calidad de Zona
FOB	Free on Board - Incoterm Libre a bordo
ft	Pies
GOR	Relación Gas-Aceite
I	Impacto
I&D	Investigación y Desarrollo
ICP	Instituto Colombiano del Petróleo.
INY	Inyector
Kh	Permeabilidad por Espesor (Capacidad de flujo)
LISA	Lisama, abreviatura para los pozos
MBO	Miles de Barriles de Aceite
mD	MiliDarcies.
MMBO	Millones de Barriles de Aceite
N	Norte
OOIP	Original Oil in Place (Aceite Original de Reservorio)
OPEX	Operational Expenditures
Pdn	Producción
PVT	Presión, Volumen y Temperatura
S	Sur

So	Saturación de Aceite
SQ	Status Quo
Sw	Saturación de Agua
TIR	Tasa Interna de Retorno
TO	Tasa de Oportunidad
USD	Dólares
VMM	Valle Medio Del Magdalena
VNA	Valor Actual Neto
VPN	Valor Presente Neta
W	Oeste
WF	Waterflooding (Proceso de Inyección de Agua)
WOR	Relación Agua-Aceite
WTI	West Texas Intermediate
TRM	Tasa Representativa del Mercado

GLOSARIO

AGUA CONNATA Ó IRREDUCIBLE	Se considera como el remanente del agua que inicialmente fue depositada con la formación y que debido a la fuerza de la presión capilar existente, no pudo ser desplazada por los hidrocarburos cuando éstos migraron al yacimiento.
ANTICLINAL	Estructura en forma plegada u ondulada en la cual se encuentran en el núcleo las rocas más antiguas y en la parte externa las rocas más jóvenes.
ARENISCA	La arenisca es una roca sedimentaria de tipo detrítico, de color variable, que contiene clastos de tamaño Arena. Después de la lutita, es la roca sedimentaria más abundante y constituye cerca del 20 % de ellas. Los granos son gruesos, finos o medianos, bien redondeados; de textura detrítica o plástica. El cuarzo es el mineral que forma la arenisca cuarzosa. Las Arenas verdes o areniscas glauconíticas contienen alto porcentaje del mineral glauconita. La arcosa es una variedad de arenisca en la que el feldespato es el mineral dominante además del cuarzo, se tiene la caliza detrítica del tamaño de la Arena.
BOMBEO MECÁNICO	Método de levantamiento artificial de crudo con el uso de machines o balancines para transportar el petróleo desde el fondo del pozo hasta la superficie.
CAMPO	Área en la superficie que abarca uno o múltiples yacimientos, todos agrupados alrededor de (o vinculados a) la misma característica geológica estructural individual y/o condición estratigráfica. Puede haber dos o más yacimientos en un Campo que están separados verticalmente por estratos herméticos intermedios (arcilla), o lateralmente por barreras geológicas locales o por ambos.

CUENCA	Las capas sedimentarias de la superficie terrestre, descansan sobre complejos ígneos o metamórficos, que en áreas continentales se denominan basamento. Una cuenca sedimentaria ocupa una depresión en la superficie del basamento. Geológicamente el término cuenca incluye tanto la depresión como el espesor de sedimentos que allí se encuentra.
ESPACIAMIENTO	Representa la densidad o cantidad de pozos en un área determinada, dependiendo de la distancia que tiene un pozo con respecto al pozo más cercano.
ESTRATIGRAFÍA	Rama de la geología que trata del estudio e interpretación de las rocas sedimentarias estratificadas, y de la identificación, descripción, secuencia, tanto vertical como horizontal; cartografía y correlación de las unidades estratificadas de rocas.
FACIE	Las facies son cuerpos sedimentarios con características homogéneas que pueden ser definidos y separados de otros por su geometría, litología, estructuras sedimentarias, fósiles, etc., y se forman bajo ciertos procesos de sedimentación que se han mantenido durante un tiempo determinado. La definición de las mismas depende de aspectos objetivos tales como características observables y elementos medibles en el afloramiento, sin embargo, debe aceptarse que el criterio subjetivo personal interviene en la selección de los rasgos para su definición.
FACTOR DE RECOBRO	Es la relación expresada en porcentaje que existe, de acuerdo con métodos reconocidos por la industria petrolera, entre el hidrocarburo recuperado de un yacimiento y el hidrocarburo original existente en el mismo yacimiento (Original Oil in Place)
FALLA	Es una fractura o una superficie plana en una roca frágil a través de la cual hay un desplazamiento. El bloque de la falla sobre la superficie de esta se denomina bloque colgante, mientras que el bloque de la falla debajo de esta es el bloque yacente.

FORMACIÓN	Cuerpos de rocas sedimentarias determinados por unas características litológicas comunes (composición y estructura) que las diferencian de las adyacentes. Es la principal unidad de división litoestratigráfica.
GRAVEDAD API	American Petroleum Institute, es una medida de densidad que describe cuán pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua.
LIMOLITA	Roca sedimentaria detrítica caracterizada por varios componentes (coloides, arcillas, limos).
LODOLITA	Roca sedimentaria detrítica constituida por minerales de arcilla. Estas rocas guardan similitud con las pizarras arcillosas en cuanto a su carencia de plasticidad, cohesión y bajo contenido de agua.
LUTITA	Conjunto de rocas sedimentarias detríticas cuyos componentes tienen diámetro inferior a 1/16 mm.
PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO	(OOIP) Es el volumen de aceite de un yacimiento en sitio antes del inicio de la producción.
PRODUCCIÓN INCREMENTAL	Volumen de hidrocarburos, expresado en barriles de petróleo día o pies cúbicos de gas día, que se obtiene por encima de la Curva Básica de Producción de los campos ya existentes; como resultado de nuevas inversiones orientadas a la aplicación de tecnologías para el recobro mejorado en el subsuelo que aumenten el factor de recobro de los yacimientos, o para adición de nuevas reservas.
PVT	Pruebas de laboratorio (Presión, Volumen y Temperatura) realizadas a los fluidos producidos en Campos petrolíferos, para la determinación de propiedades en diferentes puntos a condiciones de fondo o de yacimiento.
REFINERÍA	Complejo de instalaciones en el que el petróleo crudo se separa en fracciones ligeras y pesadas, las cuales se convierten en productos aprovechable o insumos

ROCAS SEDIMENTARIAS	Rocas formadas por la acumulación de sedimentos en el fondo de un mar, lago o pantano durante millones de años.
SARTA DE PERFORACIÓN	Tuberías de acero de aproximadamente 10 metros de largo que se unen para formar un tubo desde la broca de perforación hasta la plataforma de perforación. El conjunto se gira para llevar a cabo la operación de perforación y también sirve de conducto para el lodo de perforación
TRAMPA COMBINADA	Estructura compuesta por una roca sello y almacenadora que favorece la acumulación de hidrocarburos, estas están conformadas por elementos estructurales y estratigráficos.
TRAMPA ESTRATIGRÁFICA	Trampa de hidrocarburos formada durante la sedimentación y en la cual los hidrocarburos fueron encapsulados como resultado del cambio de roca de porosa a no porosa, en lugar del plegamiento o falla de los estratos de roca.
TRAMPA ESTRUCTURAL	Trampa de hidrocarburos formada por la distorsión de estratos de roca por movimientos de la corteza terrestre
VISCOSIDAD	Resistencia de un líquido al movimiento o flujo.
YACIMIENTO	Estructura en el subsuelo compuesta por tres elementos básicos que son; la roca almacenadora, roca sello y cierre. Es el elemento geológico básico para la acumulación de hidrocarburos.

INTRODUCCIÓN

¿Qué pasaría si disminuye el precio del petróleo? ¿Qué pasaría si las características del yacimiento cambian? ¿Qué pasaría si las mediciones del estudio previo fueron incorrectas? ¿Qué pasaría si ocurren problemas técnicos? ¿Y qué pasaría si un sin número de factores cambian?

Cuando se piensa en realizar una inversión llegan a la mente una serie de preguntas como las mencionadas; si el inversionista tuviera el conocimiento de lo que sucederá, este tendría asegurado el retorno de cualquier proyecto.

Pero los eventos en el mundo real no ocurren de ésta manera; los inversionistas no tienen certeza de las situaciones futuras, por esta razón es necesario estudiar de que forma pueden cambiar las variables que influyen en el desarrollo del proyecto y tratar de conocer la manera en que estos cambios afectarán los rendimientos esperados. En la industria del petróleo las situaciones de riesgo e incertidumbre son frecuentes, debido a las características de las variables y a las altas inversiones, por lo tanto esta industria ejemplifica la utilización de técnicas y metodologías para la medición del riesgo; en comparación con otras industrias que dejan sus decisiones en manos de la intuición.

La empresa Colombiana de petróleo ECOPETROL S.A. líder en el proceso de explotación, producción y comercialización de hidrocarburos en el país, ha enfocado esfuerzos en el mejoramiento de la recuperación de petróleo de los campos maduros mediante técnicas de recobro mejorado. En la Cuenca de Valle Medio del Magdalena, se encuentra ubicado el campo Lisama, un campo maduro para el cual se están adelantando estudios técnicos con el fin de emprender un proyecto piloto utilizando la técnica de Inyección de Agua. Del resultado de este proyecto y las lecciones aprendidas, depende la utilización de esta técnica en otros campos del país. Es entonces, cuando se percibe la importancia de evaluar



la viabilidad de implementar este tipo de técnicas y contar con herramientas que brinden elementos de juicio a la hora de tomar decisiones.

El modelo financiero probabilístico es un instrumento que pretende dar apoyo al proyecto de recobro mejorado en el Campo Lisama, evaluando el impacto financiero del mismo mediante el empleo de variables financieras, técnicas, y operacionales. Se desarrolla en Crystal Ball®, un software que trabaja como un complemento de Excel permitiendo utilizar entre otros métodos la simulación de Montecarlo para crear múltiples escenarios, cada uno de estos es una combinación particular de variables que se traduce en proyecciones anuales de ingresos y egresos. Estas proyecciones se combinan con otros factores, esencialmente de índole financiero, para ser traducidas en medidas de factibilidad económica como lo son el Valor Presente Neto (VPN) y el Payback del proyecto.

El presente proyecto expone en primera instancia los principales conceptos relacionados con la evaluación de proyectos, como lo son las medidas de desempeño financieras y las herramientas que pueden ser utilizadas para la evaluación del riesgo. Además, plasma brevemente la teoría de Inyección de Agua y los principales factores que influyen en un proceso de este tipo.

Habiendo introducido al lector en la teoría básica, se procede a presentar los componentes principales del piloto de inyección de agua, como lo son las generalidades del Campo Lisama y los principales resultados del estudio técnico elaborado por ECOPETROL-ICP. Posteriormente se encuentra la construcción del modelo, teniendo en cuenta las etapas de identificación y caracterización de los riesgos, continuando con la construcción del diagrama causa efecto integrado en el que se visualiza la interacción entre las diferentes variables. Luego se explica paso a paso la construcción del modelo, pasando por la recolección de información, la lógica, los resultados, hasta su validación.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Realizar un análisis financiero probabilístico, que sirva como herramienta para evaluar la rentabilidad y el riesgo en un proyecto de inyección de agua usando como caso base el Campo Lisama - Formación Mugrosa.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar las principales variables que tienen impacto en el análisis financiero de un proyecto de inyección de agua en base a información recolectada.
- Construir un modelo en el que se plantee el proyecto objeto de análisis, sus variables relevantes y los escenarios de conveniencia para el estudio.
- Analizar los resultados generados con el fin de obtener conclusiones respecto a la viabilidad financiera del proyecto de recobro mejorado mediante la aplicación de la técnica de Inyección de Agua en el Campo Lisama – Formación Mugrosa.

2. EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN

2.1 EVALUACIÓN DE PROYECTOS

Existen diferentes ámbitos en los que surgen los proyectos, algunos surgen con la idea de resolver un problema, otros con la posibilidad de aprovechar una oportunidad y otros se conciben para ayudar a una comunidad específica.

Los proyectos sin importar su enfoque deben enfrentarse a un proceso de toma de decisiones, en el que en cada caso tendrá diferentes cursos de acción y determinados recursos para su ejecución que deberán ser evaluados para tomar la mejor decisión.

El proceso para tomar la decisión tiene seis componentes:¹

- El decisor o decisores, grupo de personas que enfrentan dicho proceso.
- Las variables sobre las cuales el decisor puede tener algún tipo de control.
- Las variables sobre las cuales no se puede ejercer control, que por lo general son variables del entorno.
- Las alternativas o cursos de acción con los que cuenta el proyecto.
- Las restricciones, que tienen su origen en las diferentes combinaciones de variables, ya que son una condición básica deben satisfacerse.
- La decisión final que pretende escoger aquel curso de acción que produzca resultados satisfactorios.

Sin importar que tipo de proyecto se evalúe existe siempre un objetivo común que debe satisfacerse; este es denominado *Objetivo Básico Financiero*.

¹ Vélez, I. Decisiones de Inversión. En línea: <http://cashflow88.com/decisiones/cursodec.html>

El Objetivo básico financiero de cualquier proyecto debe ser la maximización de su valor, es decir la maximización de la riqueza para sus grupos de interés. Una empresa o un proyecto puede considerarse un buen negocio si está generando un flujo de efectivo que le permita:²

- Reponer el capital de trabajo y atender los requerimientos de inversión en activos fijos.
- Atender el servicio a la deuda.
- Repartir utilidades entre los socios de acuerdo con sus expectativas.

Existen diferentes herramientas para evaluar un proyecto a futuro, una de las más conocidas es la construcción del flujo de caja descontados, que mediante el uso de las medidas de desempeño permitirá calcular la rentabilidad y los resultados financieros del mismo. Algunas de las medidas de desempeño más utilizadas son el VPN, la TIR y el Payback.

2.1.1 Flujo de Caja Libre. Un flujo de caja como se mencionó anteriormente, permite conocer los flujos de efectivo resultado de la operación, se calcula mediante la diferencia entre los ingresos y egresos de un proyecto en los diferentes periodos. El flujo de caja libre como valor percibido será aquel que queda para cumplir los compromisos con los beneficiarios de la empresa; es decir los acreedores y los socios. A los acreedores con el servicio a la deuda (capital más intereses), y a los propietarios con la cantidad restante, para que ellos decidan cuanto repartir en dividendos.

² LEON, Oscar. Administración Financiera. Fundamentos y Aplicaciones. Tercera Edición. Cali. 1999. Pág.10.

Es decir mientras mayor sea el valor del FCL que una empresa pueda tener, mayor será su valor, ya que el valor de una empresa se calcula como el valor presente de sus futuros flujos de caja libre.

2.1.2 Tasa de Descuento. Antes de iniciar cualquier método de medición del desempeño de un proyecto, es necesario determinar la tasa de interés con la cual se va a evaluar la conveniencia del mismo. Esta tasa de interés específica es denominada Tasa de Descuento o Tasa de Oportunidad, y es aquella que permite establecer la equivalencia de un decisor cuando se enfrenta a la selección de una alternativa de inversión, que debe incluir la equivalencia entre tener determinada cantidad de dinero X hoy o tener una cantidad $X(1+i)$ en el futuro, donde i representa el interés a dicha tasa de oportunidad. Es decir la tasa de oportunidad mide el costo en que incurre un proyecto por destinar fondos a determinada inversión.

- **Cálculo de la Tasa de Descuento**

La tasa de descuento es diferente para cada proyecto y depende tanto del costo de oportunidad, como del costo promedio de capital del proyecto, así como del tiempo, la disponibilidad de recursos del inversionista y los riesgos y oportunidades que el proyecto pueda representar.

La forma entonces de determinar la tasa de descuento de un proyecto es la siguiente:

$$\text{Tasa de Descuento} = \text{Max}(\text{Tasa de Oportunidad}, \text{Costo Promedio de Capital})$$

2.1.3. Valor Presente Neto (VPN). El Valor Presente es el valor de los dineros de periodos futuros, traídos al periodo cero es decir hoy, a una tasa de oportunidad

determinada. O dicho de otra manera es el equivalente en dinero hoy al flujo que se espera recibir en el futuro.

Así entonces, el Valor Presente Neto es la diferencia entre el Valor Presente de los Ingresos menos el Valor Presente de los Egresos, nuevamente calculado con la tasa de descuento del proyecto y a un periodo de tiempo determinado.

En términos matemáticos el VPN se calcula con la siguiente ecuación:

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

Aunque teniendo en cuenta que actualmente las herramientas informáticas permiten facilitar estos cálculos, la forma en que Excel lo calcula es la siguiente:

$$F(x) = VNA(i, rango) - P_0$$

Donde:

i = Tasa de descuento.

Rango= Corresponde a los flujos desde el periodo uno hasta el último periodo.

P_0 = Corresponde al flujo efectuado en el periodo cero.

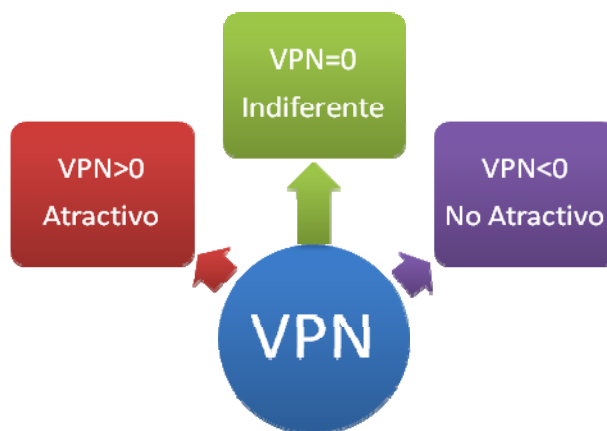
Es importante resaltar que el VPN presenta el valor resultante tras descontar el costo de capital, no solo el pago a acreedores, sino también el pago a los accionistas por su inversión incluyendo los intereses de las dos partes, en otras palabras, el inversionista recibe un pago correspondiente a su aporte evaluado a la tasa de oportunidad definida, más un excedente que es el presentado por el VPN.

▪ Evaluación del VPN

Tras conocer su definición y método de cálculo, es necesario entonces evaluar en que forma se toma decisiones en base al VPN de un proyecto. Las reglas básicas son las siguientes:

- Si el $VPN = 0$, el proyecto se considera indiferente, este caso significaría que el inversor recibirá simplemente la cantidad invertida sin ninguna utilidad adicional.
- Si el $VPN > 0$, el proyecto se aprueba, en este caso lo que sucede es que el inversor no solo va a recibir el monto de su inversión, sino además un monto adicional.
- Si el $VPN < 0$ el proyecto se rechaza, este es el caso pesimista, en el cual el proyecto no basta ni siquiera para recuperar la inversión, por el contrario arroja pérdidas.

Figura 1. Criterio de Evaluación del VPN.



Fuente: Las Autoras.

El VPN como medida de desempeño, permite no solamente evaluar la rentabilidad de un proyecto, sino además comparar y seleccionar alternativas; una alternativa con mayor VPN será más atractiva que otra.

2.1.4. Tasa Interna de Retorno (TIR). La TIR corresponde a la magnitud de los beneficios que recibe el inversionista por la realización de un proyecto medida en forma porcentual, tras recuperar la inversión inicial.

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

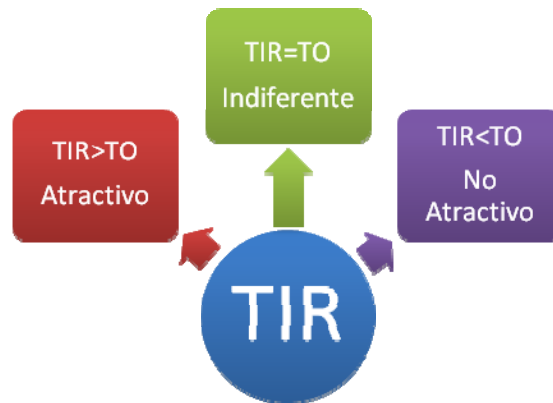
$$\sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+i)^t} = 0$$

▪ **Evaluación de la TIR**

Tras calcular la TIR de un proyecto, la forma de interpretar este porcentaje es usando como punto de comparación la Tasa de descuento o Tasa de Oportunidad definida para el proyecto. De la siguiente manera:

- TIR = Tasa de Oportunidad, no hay beneficio adicional, es decir se recibe el reembolso de la inversión, entonces el proyecto es indiferente.
- TIR > Tasa de Oportunidad, hay una utilidad adicional y por consiguiente el proyecto se acepta.
- TIR < Tasa de Oportunidad, el proyecto se rechaza.

Figura 2. Criterio de Evaluación de la TIR.



Fuente: Las Autoras

Cabe resaltar que la TIR sirve para aceptar o rechazar alternativas pero no sirve para seleccionar o comparar, ya que una TIR mayor no necesariamente representa un mejor proyecto.

- **Payback**

El payback también denominado periodo de recuperación, es una técnica que permite al inversionista hacerse a una idea del tiempo que tardará en recuperar su inversión. El payback se obtiene contando el número de periodos que toma igualar los flujos de caja acumulados a la inversión inicial.³

2.2 EVALUACIÓN DE PROYECTOS EN CONDICIONES DE RIESGO E INCERTIDUMBRE

En el desarrollo de todo proyecto de inversión se presentan dos aspectos fundamentales, el primero se refiere al estudio financiero y todos los factores que

³ Vélez, I. Decisiones de Inversión. En línea: <http://cashflow88.com/decisiones/cursodec.html>

afectan la puesta en marcha del mismo y el segundo, corresponde al entendimiento y evaluación de la incertidumbre.

Un proyecto de inversión siempre lleva consigo un nivel de riesgo o incertidumbre, ya que realmente un proyecto no es más que una hipótesis que propone que ciertas inversiones y actividades se puedan combinar para lograr determinados objetivos de manera eficaz y eficiente⁴. Pero los proyectos no se realizan en el vacío, por el contrario se desarrollan dentro de un entorno dinámico y cambiante, con múltiples factores que pueden influir; además existen diferentes contextos, con determinantes técnicas, económicas, sociales y políticas entre otras, que se modifican a través del tiempo e introducen incertidumbre sobre la capacidad del proyecto para cumplir sus objetivos efectivamente.

El análisis del riesgo e incertidumbre, fue desarrollado con el fin de tener en cuenta la incertidumbre que se tiene con respecto a las variables que determinan la viabilidad del proyecto. Inicialmente existía una marcada diferencia entre riesgo e incertidumbre, explicando que el riesgo se presentaba cuando no se tenía plena certeza de un evento, pero se podía asociar un rango, un promedio y una función de probabilidad para las variables de interés. Mientras que cuando no era posible determinar dicha función de probabilidad existía incertidumbre.

Actualmente la anterior definición de incertidumbre pierde validez, ya que ahora no se descarta una construcción de las distribuciones de probabilidad en base a una valoración subjetiva, pues no se considera esta última como una falta de conocimiento, por el contrario se encuentra soportada en información veraz, como lo es el criterio de expertos, comparación con casos similares, entre otras. Por tal razón dentro del desarrollo del presente proyecto se utilizará de forma indistinta los términos riesgo e incertidumbre.

⁴ MONCALO, Karen Marie. "Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión." Segunda edición. Editorial Uniandes Alfaomega, Bogotá DC. Cap. 11. Riesgo e Incertidumbre en la Evaluación Financiera. Pág. 101.

Generalmente los riesgos más evaluados son los asociados a las medidas de desempeño financieras como lo son el Valor Presente Neto (VPN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), con el fin de determinar la rentabilidad del proyecto. Pero para determinar las funciones de probabilidad de dichas medidas, es necesario conocer las funciones de probabilidad de los elementos inciertos en el proyecto que afecten su resultado, (Precios de Venta, Tasas de Producción, entre otros). Dichos elementos ó variables pueden ser independientes o estar relacionados con otras variables. Lo que hace que cada vez predecir la rentabilidad del proyecto sea un proceso más complejo.

2.2.1 Preferencias de riesgo. Todas las decisiones tienen implícita la actitud del analista frente al riesgo, dicha actitud representa preferencias que afectan directamente la toma de decisiones, por esto es importante contar con información necesaria para determinar el grado de sensibilidad del proyecto a la incertidumbre con el fin de brindar al decisor la información adecuada.

Cotidianamente se conocen los siguientes tres tipos de decisores:

- Indiferente al riesgo: Este tipo de inversor, no permite que la ausencia ó presencia de certidumbre afecte su decisión. Desde la perspectiva financiera esta posición no tiene sentido ya que es de esperarse que en la medida que aumente el nivel de riesgo, aumente la rentabilidad del proyecto.
- Averso al riesgo: En este caso, el inversionista expuesto a alternativas con diferentes niveles de riesgo, preferirá la que presente un nivel de riesgo menor. Es decir preferirá eliminar el riesgo, aunque esto le represente una menor rentabilidad.

- Propenso al riesgo: El inversor con preferencia al riesgo está dispuesto a asumir un mayor nivel de riesgo si esto le representa un incremento en su utilidad.

2.3 LA EVALUACIÓN DEL RIESGO

Debido a que el proceso de toma de decisiones relacionado con el presente proyecto es en condiciones de incertidumbre, para este análisis es importante el manejo de probabilidades y de algunos conceptos estadísticos básicos que se exponen a continuación:

2.3.1 Valor esperado. El valor esperado también conocido como media o esperanza matemática, es el estimativo del valor promedio que se espera para una variable, ese valor esperado se determina en base a la probabilidad de ocurrencia de los posibles valores de la misma. El valor esperado se define mediante la siguiente expresión:

$$E(x) = \sum_{i=1}^n P_i x_i$$

Donde:

x_i : es el i ésimo valor alternativo de la variable x .

p_i : es la probabilidad de ocurrencia del valor x_i .

El valor esperado es la ruta media de lo que puede ocurrir cuando se tiene incertidumbre, sin embargo no puede ser utilizado como único criterio en la toma de decisiones.

2.3.2 Desviación estándar. Aunque el valor esperado es una buena medida, este solo indica el comportamiento esperado de las variables que generan riesgo, es necesario tomar las decisiones con un estimativo que señale la magnitud de la posible dispersión de los valores de dichas variables. Esto se logra mediante el cálculo de la desviación estándar, que integrado al cálculo del valor esperado logra formar un concepto sobre el grado de riesgo que verdaderamente enfrenta el proyecto

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n - 1}}$$

Donde:

x_i : es el i-ésimo valor de la variable alternativa.

\bar{x} : es la media muestral

n: es el tamaño de la muestra.

2.3.3 Coeficiente de variación. En muchos casos se tiene el valor de la desviación estándar pero esta no ofrece mucha información en tanto no se compare con el valor esperado, con el fin de parametrizar y hacer más comprensible esta comparación el cálculo del coeficiente de variación permite normalizar los proyectos por riesgo y rentabilidad para posteriormente compararlos entre sí. Su cálculo consiste en dividir la desviación estándar en el valor esperado.

$$CV = \frac{S}{E(x)}$$

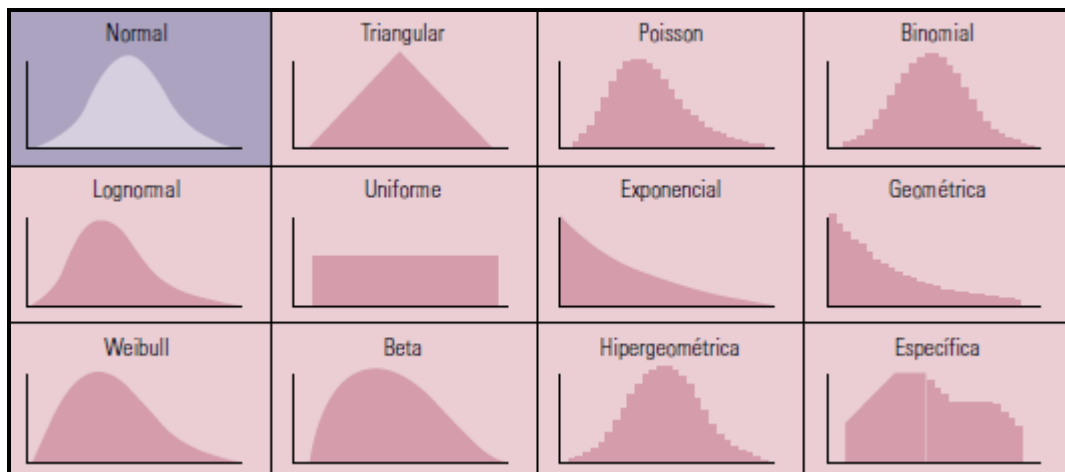
2.3.4 Distribuciones de probabilidad. La probabilidad de un resultado es la posibilidad de que éste se produzca. Una distribución de probabilidad representa

de forma gráfica las relaciones matemáticas entre los posibles eventos y su probabilidad de ocurrencia. Estas relaciones pueden ser continuas si el número de ocurrencias es infinito, ó discretas si es finito.

Así pues, el desarrollo de un proyecto puede verse afectado por un sinnúmero de eventos, riesgos y oportunidades; que a su vez generarán una serie de resultados de lo que podría suceder. Estos eventos y resultados pueden representarse mediante distribuciones de probabilidad que facilitan su evaluación.

Aunque a la gran mayoría de eventos se les puede atribuir una distribución de probabilidad determinada, claramente es crucial identificar cual se ajusta de mejor manera al comportamiento de los datos, a continuación se mencionarán las funciones de probabilidad más conocidas y que se pueden utilizar en el modelamiento de incertidumbres:

Figura 3. Principales Distribuciones de Probabilidad



Fuente: BAILEY William y otros. Riesgos Medidos. En:
http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish00/win00/p20_35.pdf

- DISTRIBUCIÓN NORMAL

Es la más conocida y utilizada de las distribuciones de probabilidad, en el estudio de incertidumbre suele usarse para representar situaciones como la duración de un proyecto, el retorno esperado entre otras. Tiene forma de campana y se caracteriza porque su media, moda y mediana tienen igual valor. Aunque presenta un inconveniente, y es que no tiene límites, lo que podría aunque con una muy baja probabilidad, generar confusión en el análisis ya que se presentarían valores atípicos.

- DISTRIBUCIÓN TRIANGULAR

Es también muy utilizada al introducir riesgos en proyectos de inversión, por su sencillez, ya que para su cálculo requiere únicamente de tres datos el mínimo o pesimista, el más probable y el máximo u optimista. Para definir estos valores, usualmente se recomienda usar los percentiles 10. 50 y 90 respectivamente.

Esta distribución generalmente se utiliza para especificar situaciones que implican costos, inversiones, ventas de bienes, entre otras.

- DISTRIBUCIÓN UNIFORME

Esta distribución asigna igual probabilidad de ocurrencia a los diferentes eventos, a pesar de ser muy conocida, no es muy utilizada ya que pocos eventos se comportan de esta manera. Así que generalmente es utilizada cuando la incertidumbre es muy alta y existe poco conocimiento respecto a la situación.

- DISTRIBUCIÓN LOGNORMAL

La distribución Lognormal es una distribución continua muy parecida a la distribución normal, pero esta es sesgada hacia un lado Esta se usa para eventos en los que se tenga bajas probabilidades de obtener valores altos y que no

presenten valores negativos. En aplicaciones de exploración y producción de petróleo es muy utilizada para representar el precio del petróleo, la permeabilidad, el espesor de capas sedimentarias, los factores de recobro de crudo, las reservas y la producción por campo.⁵

- **DISTRIBUCIÓN BETA O PERT**

Esta distribución representa las variaciones sobre un intervalo fijo desde cero a un valor positivo, se denomina así ya que es tal como ocurre con los tiempos requeridos para completar una actividad en la programación de un proyecto. Para determinar los valores de la distribución a partir de la opinión de un experto se toman los valores pesimista, más probable y pesimista.

2.3.5 Métodos para la evaluación del riesgo. Como se ha mencionado, el análisis de riesgo e incertidumbre fue desarrollado con el fin determinar el nivel de incertidumbre que generalmente se tiene con respecto a las variables que influyen o determinan los flujos de un proyecto de inversión. Teniendo en cuenta que en la medida que se tenga una mejor caracterización de los riesgos de un proyecto determinado, mejor será la toma de decisiones respecto al mismo, es notoria la importancia de evaluar el nivel de riesgo; dicha evaluación puede hacerse mediante análisis de sensibilidad, definición de escenarios, árboles de decisión, simulación de Montecarlo y Opciones Reales.

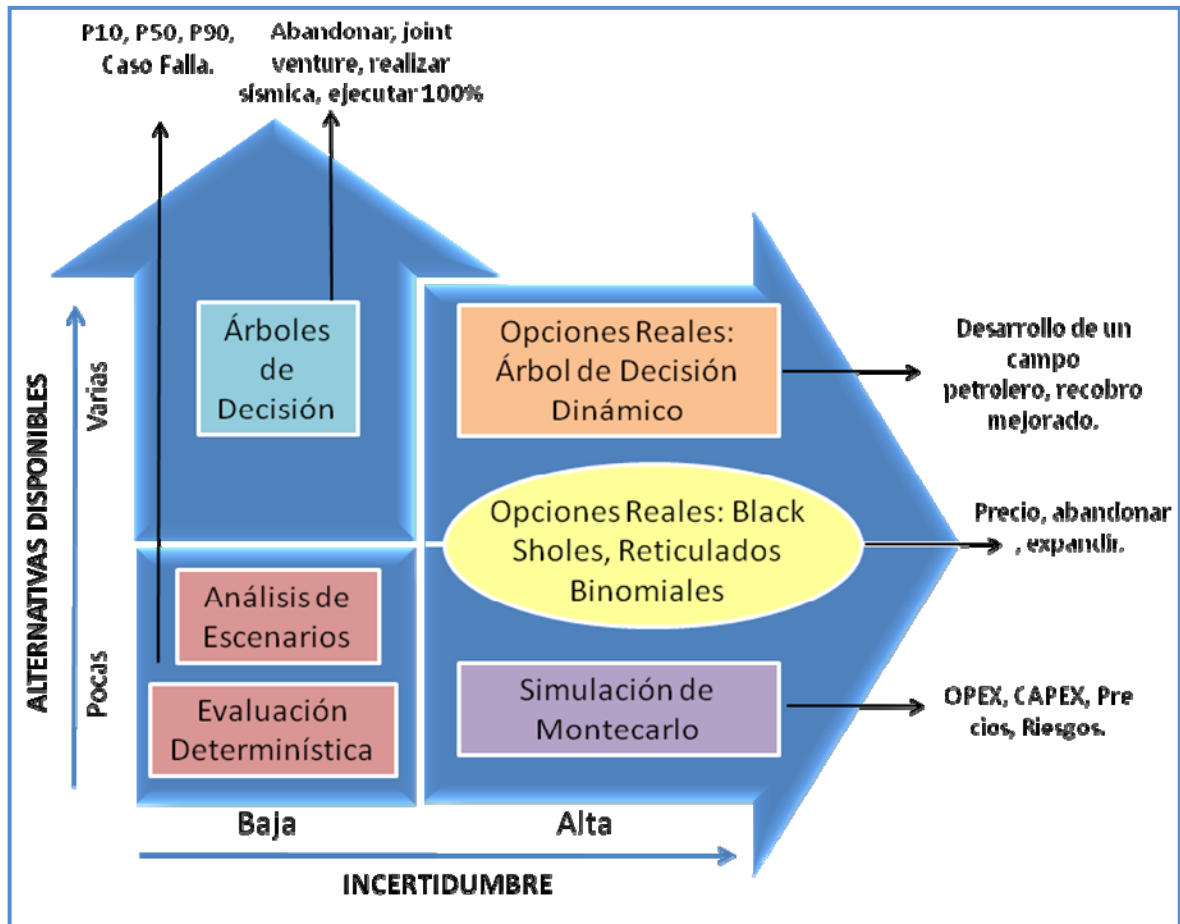
- **ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD**

El objetivo del análisis de sensibilidad es determinar los cambios en los resultados esperados ante la variación de determinadas variables. El análisis de sensibilidad indica las fuentes de riesgo que pueden afectar de mayor forma el retorno del

⁵ Bravo, O y Sánchez M. Gestión Integral de Riesgos. Segunda Edición. Pág. 51.

proyecto, permitiendo determinar los factores de incertidumbre que merecen mayor análisis y cuidado.

Figura 4. Herramientas para la Evaluación de Riesgos



Fuente: Modificado BRAVO O. & SANCHEZ M., "Gestión Integral de Riesgos" Tomo I. Segunda Edición. Bogotá D.C.

- **DEFINICIÓN DE ESCENARIOS**

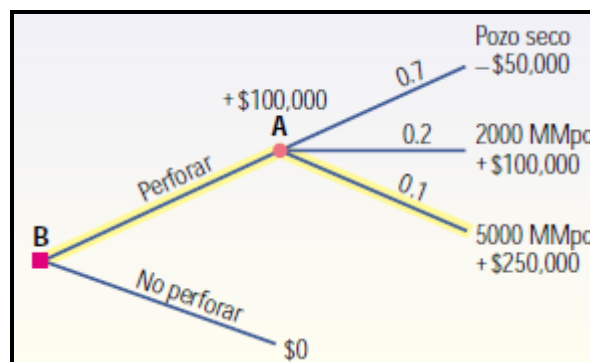
El análisis de escenarios es una forma de recrear diferentes situaciones que pueden afectar el desarrollo del proyecto. Este método toma como punto de partida el análisis de sensibilidad, identificando las variables críticas de los

diversos escenarios. Un método común es estimar los escenarios pesimista, optimista y más probable, esto con el fin de mejorar la percepción del proyecto.

- **ÁRBOLES DE DECISIÓN**

“Los árboles de decisión ilustran las opciones disponibles, las incertidumbres que enfrenta el responsable de tomar la decisión y los resultados estimados de cada decisión posible.”⁶ Son una herramienta mediante la cual un inversor puede visualizar los posibles cursos de acción asociados a un proyecto, permitiendo determinar la probabilidad asociada a los diferentes eventos que afectan el desarrollo del mismo, para finalmente seleccionar el camino que ofrece mayores beneficios.

Figura 5. Ejemplo de Árboles de Decisiones



Fuente: ELLEN, Coopersmith y otros. La toma de decisiones en la industria del petróleo y el gas. En: www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish01/spr01/p02_09.pdf

En la Figura 5 se observa un ejemplo de árbol de decisión, en donde los eventos se clasifican en nodos de decisión y nodos de incertidumbre, los nodos de decisión son aquellos en los cuáles el inversor puede disponer porque rama seguir, estos son representados por un cuadrado; por otra parte los nodos de

⁶ BAILEY William y otros. Riesgos Medidos. Oilfield Review Schlumberger. 2001. Pág. 9. En: http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish00/win00/p20_35.pdf

incertidumbre, en donde el resultado está determinado por diferentes probabilidades y son representados mediante un círculo. La determinación de dichas probabilidades es la parte más importante, y en lo que radica la mayor debilidad de la herramienta.

- **SIMULACIÓN DE MONTECARLO**

Todos los proyectos tienen implícito un nivel de incertidumbre, algunos de ellos tienen riesgos tan altos, que hacen que la toma de decisiones sea un proceso muy complejo. Hoy, gracias a los avances tecnológicos es posible representar el mundo real mediante simulaciones de modelos matemáticos que permiten reflejar los posibles comportamientos y resultados del sistema evaluado.

La simulación de Montecarlo permite incluir en la evaluación de un proyecto, la incertidumbre de las diferentes variables en forma de distribuciones de probabilidad con el fin de modelar su comportamiento, considerando todas las posibles combinaciones, interrelaciones y escenarios, para obtener mediante múltiples iteraciones la distribución de probabilidad de las variables de salida.

La simulación Montecarlo, utiliza aquellas variables (*inputs* del modelo) cuya aleatoriedad determina el comportamiento del sistema. Estos *inputs* o variables de entrada asociadas a distribuciones de probabilidad, son manipuladas por el software que lleva a cabo un experimento que consiste en generar valores concretos para dichas variables de entrada, para después analizar el comportamiento del sistema ante los valores generados. Tras repetir n veces este experimento, se dispondrá de n observaciones sobre el comportamiento del sistema, lo cual será de utilidad para entender el funcionamiento del mismo.

En conclusión, se trata de una técnica estadística que responde a la pregunta : Si alguna cosa ocurre ¿Cuál es el rango de resultados posibles?.

- **OPCIONES REALES**

Es común que dentro de las industrias se evalúan los proyectos utilizando el Flujo de Caja Descuento (FCD) el cual proyecta los Flujos de Caja Libre futuros y los descuenta al costo promedio de capital. El FCD no tiene en cuenta aquellas decisiones estratégicas que los decisores pueden poner en marcha en el transcurso del proyecto, además asume los flujos de fondos como determinísticos. El análisis de opciones reales a diferencia del FCD tiene en cuenta el cambio de la incertidumbre en el transcurso de un proyecto, además asume que “los directivos de las compañías tienen la flexibilidad para adaptar y revisar las decisiones futuras en respuesta a las circunstancias cambiantes”.⁷

Las opciones reales se asemejan a las opciones financieras, una opción financiera es el derecho más no la obligación de vender o comprar una acción en un momento determinado. Por analogía con las opciones financieras una opción real es el derecho, pero no la obligación de adoptar una acción que afecte a un activo físico real; mediante esta técnica los directivos de las empresas pueden identificar y tomar acciones ante una nueva oportunidad con el objetivo de aumentar las ganancias o mitigar las pérdidas. Algunas de las opciones reales son⁸:

- Opción de Abandono

Esta opción se refiere a la acción de abandonar el proyecto al final de un primer periodo, luego de obtener un mal resultado. Dentro de la industria petrolera esta opción aplica a proyectos de I&D, la perforación de pozos, la implementación de una nueva tecnología de perforación o un método de producción a partir de un piloto.

- Opción de Expandir por etapas

⁷ Trigeorgis L. Real Options A Primer. En Valoración de las Opciones Reales. Oilfield Review. Schulerberger. 2004.

⁸ Bravo O. Metodología para El cálculo de opciones reales en la industria petrolera nacional. ACIPET. 2003. Pág.4.

Se derivan de la posibilidad que tiene un inversionista de emprender una opción, dependiendo del resultado de otra opción. Esto significa puede protegerse del riesgo de pérdida, avanzando a una etapa siguiente dependiendo del resultado de la etapa inmediatamente anterior. Para este tipo de opciones se tiene como ejemplo el desarrollo de un nuevo campo petrolero, ésta tarea debe ser llevada a cabo por etapas, ya que dependiendo de los primeros resultados la viabilidad de los nuevos pozos y la magnitud de las facilidades se podrá incrementar ó reducir.

- Opciones de Contratar

El denominado outsourcing es una opción que permite disminuir el gasto futuro del proyecto, contratando la operación del proyecto como maquinaria y trabajadores temporales lo que da cierta flexibilidad al mismo.

Las técnicas de valoración de opciones reales son algo complicadas, el modelo de Black-Sholes utilizado más comúnmente para el cálculo de opciones financieras, las aproximaciones analíticas, soluciones numéricas y programación dinámica binomial son algunos de estos métodos.

- **ÁRBOLES DE DECISIÓN DINÁMICOS**

Por otra parte se encuentran los Árboles de Decisión Dinámicos ADD como su nombre lo indica son Árboles de decisión que utilizan el resultado de una simulación para combinar las diferentes incertidumbres y encontrar el valor de la opción.

La diferencia de los ADD con los árboles de decisión normales, es que en lugar de nodos de decisión los ADD tienen nodos lógicos en los que la decisión se toma de acuerdo a una condición lógica.

Los pasos para calcular los ADD son⁹:

- Usar los Flujos de Caja esperados para poder calcular el VPN
- Calcular las múltiples incertidumbres de los retornos, con la ayuda de la Simulación de Monte Carlo.
- Identificar e incorporar las opciones existentes, en un Árbol de Decisión. Dichas opciones deben incluir el valor del caso base sin flexibilidad, más el valor de la opción. El valor de la opción será el valor de los resultados exitosos o por encima de lo esperado multiplicados por la probabilidad de ocurrencia.

Finalmente el valor del proyecto corresponde al promedio de los diferentes caminos de decisión.

⁹Ibid. Bravo. Pág.5.

3. PROYECTO INYECCIÓN DE AGUA

Alrededor de un 70% del petróleo producido a nivel mundial en la actualidad proviene de campos petroleros maduros, es decir, aquellos que ya están o han estado en producción y se encuentran en su fase de declinación. Los factores de recuperación de petróleo varían considerablemente entre las diferentes regiones del mundo y entre los distintos yacimientos, oscilando de menos del 5% a más del 80%. Una estimación razonable del factor de recuperación de petróleo promedio es de aproximadamente un 37%.¹⁰ Debido a que esta recuperación es todavía baja se han desarrollado métodos de recobro mejorado de petróleo, EOR por su sigla en inglés (*Enhanced Oil Recovery*).

Hoy en día, la técnica de EOR más utilizada y reconocida es la Inyección de Agua; la cual históricamente registra la mayor cantidad de proyectos exitosos, con altas contribuciones al recobro extra de petróleo en campos de todo el mundo.

3.1 PRODUCCIÓN PRIMARIA, SECUNDARIA Y TERCIARIA:

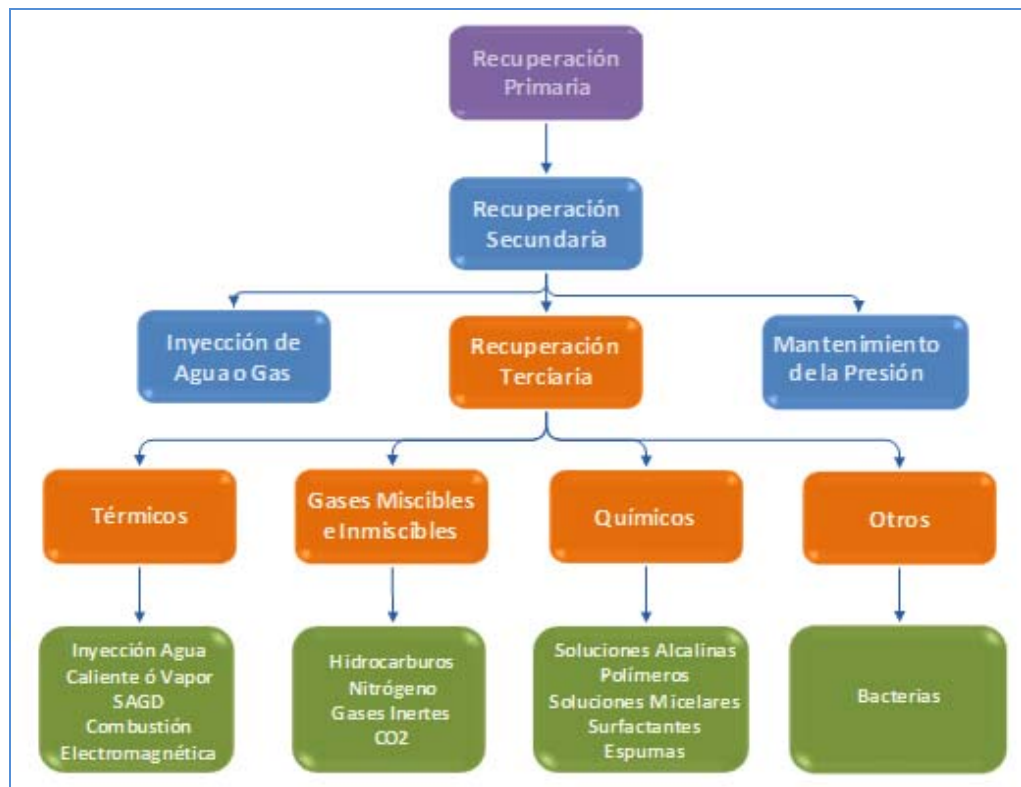
La etapa primaria o de producción inicial de petróleo, resulta por la energía natural existente en el yacimiento. La recuperación secundaria se implementa usualmente luego de la declinación de la producción primaria. Este tipo de recuperación resulta de la restauración de la energía natural que ha perdido el yacimiento, por medio de la inyección de agua o gas.

Por su parte la recuperación terciaria comprende diferentes técnicas que afectan o modifican las propiedades fisicoquímicas de la roca y/o de los fluidos, utilizando

¹⁰ USMAN, AHMED. Schlumberger. "Máximo aprovechamiento de los campos petroleros maduros". 2003. En Modelamiento para Optimizar el Factor de Recobro en Campos de Petróleo Maduros de las Cuencas del Valle Medio del Magdalena y Catatumbo. Informe Técnico de Proyecto. Ecopetrol ICP. 2006.

gases miscibles, compuestos químicos, energía térmica, entre otros métodos; los proporcionando un aumento en el factor de recobro después de que un proceso secundario ha dejado de ser efectivo.

Figura 6. Diferentes Procesos de Recobro de Petróleo



Fuente: PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Astro Data S. A. Segunda Edición 2001. Pág. 3.

Sin embargo esta aplicación no es una regla, de acuerdo a diversas características los procesos de recobro secundario y terciario se implementan sin necesidad de pasar por las etapas anteriores. Por esta razón se ha dado una nueva clasificación, los procesos de recuperación primaria y secundaria se denominan como Métodos Convencionales y los de recuperación terciaria como Procesos EOR.

3.2 TÉCNICA DE INYECCIÓN DE AGUA

Como se explicaba anteriormente las técnicas de recobro mejorado han sido desarrolladas con el fin de recuperar grandes cantidades de aceite que se han quedado atrapadas en los yacimientos. Muchos de los métodos tienen gran capacidad de recuperar más aceite; sin embargo no hay ninguna técnica que tenga la aplicabilidad que tiene la inyección de agua.

La inyección de agua es el más conocido de los métodos de recuperación de petróleo y a pesar de ser un método convencional, se usa ampliamente, debido a varias razones, entre las que se nombran:

- El agua generalmente se encuentra disponible.
- 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.

En la inyección de agua la producción de petróleo aumenta, ya que este es desplazado gracias al empuje que resulta de la acumulación del agua que pasa a ocupar el volumen que anteriormente ocupaba el petróleo. El agua actúa como el fluido desplazante y el petróleo como fluido desplazado, este fenómeno puede asociarse al desplazamiento ocasionado por un pistón.

El desplazamiento de dos fluidos inmiscibles en un medio poroso puede ser de dos tipos:

- **DESPLAZAMIENTO TIPO PISTON SIN FUGAS:**

Esto ocurre cuando el petróleo remanente en la zona invadida no tiene movilidad. En este caso la saturación del fluido desplazante es máxima y la del petróleo es la residual.

Cabe anotar que este caso es ideal ya que por lo general, debido a las condiciones de heterogeneidad del yacimiento, el frente de agua no se desplaza de forma homogénea, así que puede dejar zonas invadidas de petróleo.

- **DESPLAZAMIENTO TIPO PISTON CON FUGAS:**

En este caso el petróleo remanente tiene cierta movilidad y ocurre el flujo de dos fases en la zona invadida donde la saturación del petróleo es mayor que la residual.

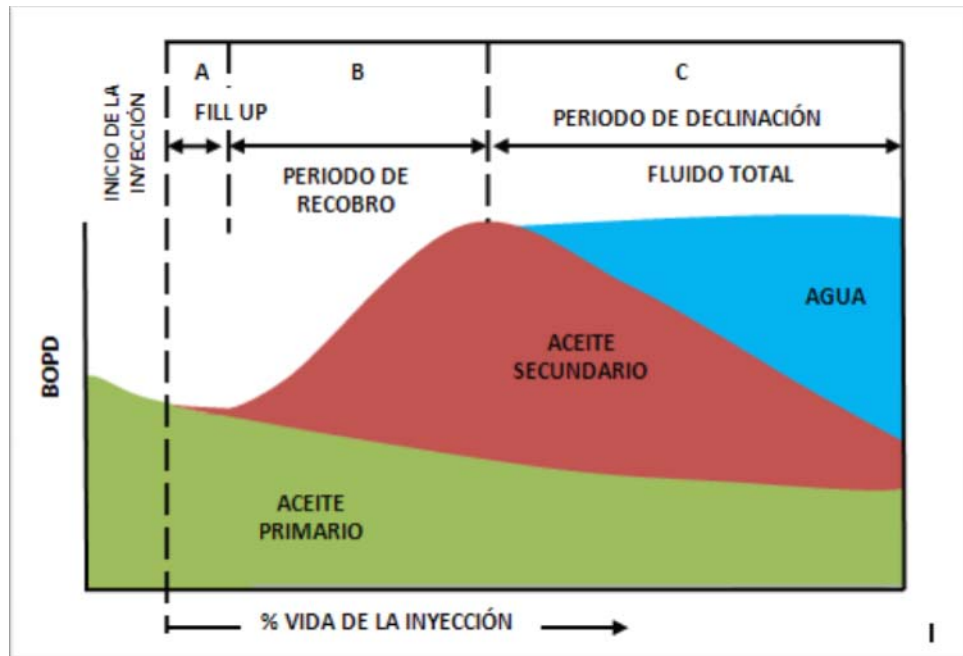
3.3 PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA:

El desplazamiento ocasionado por la Inyección de Agua en un yacimiento homogéneo, se puede representar en las etapas que se observan en la Figura 7.

Inicialmente la presión del yacimiento es restaurada con una compresión del gas por el empuje del agua inyectada, redisolviendo el gas libre en el petróleo. La respuesta en la producción de aceite ocurre después del llenado o *fillup*, en el cual el aceite ocupa el espacio anteriormente ocupado por el gas y es desplazado más fácilmente por el agua.

El tiempo de respuesta del aceite, la irrupción del agua y la magnitud de los picos máximos de tasas de producción, dependen de las características del yacimiento y de las tasas de inyección. Después de que se alcanzan los topes de producción, la tasa de producción de aceite declina con un incremento en la producción de agua.

Figura 7. Etapas en el proceso de Inyección de Agua.



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

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

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

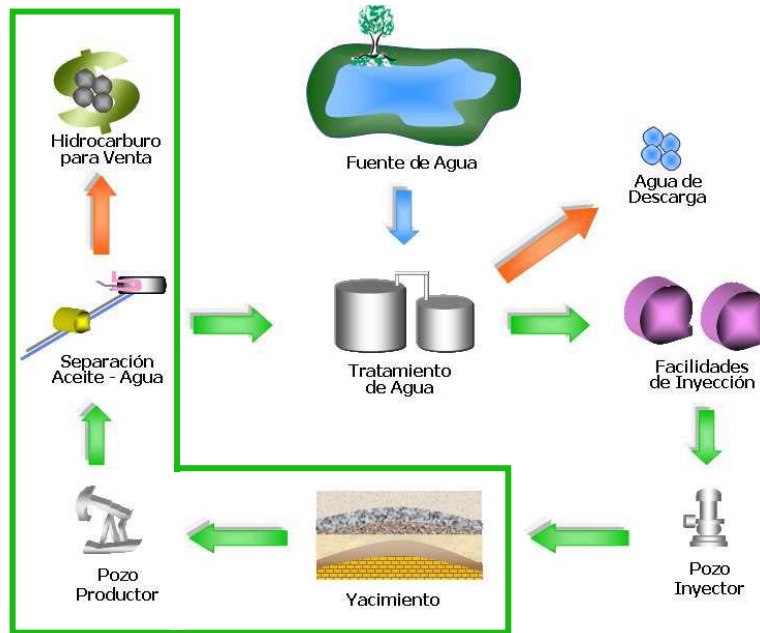
El periodo C inicia con la irrupción del frente de agua o *breakthrough*, finalizando cuando la producción deja de ser rentable. Este periodo inicia con la producción de agua de inyección y es caracterizado por un aumento en la relación de movilidad

del agua, en la eficiencia areal, en la relación agua–petróleo (WOR) y una disminución en la tasa de producción de petróleo.¹¹

El proceso de inyección de agua comprende en términos generales las etapas señaladas en la Figura 8; el proceso sin inyección (señalado con color verde) inicia con un estudio de yacimientos, en donde se determina las características del mismo para así predecir las mejores arenas y zonas a perforar por contener la mayor cantidad de posibles reservas recuperables de petróleo, el paso siguiente es perforar los pozos en base al estudio de yacimientos y otros estudios, iniciando así una producción de crudo que dependerá de las variables de yacimiento. El producto de esta extracción no es petróleo únicamente, debido a que en el subsuelo están presentes otras sustancias como por ejemplo agua, razón por la cual es importante hacer una separación antes de obtener el hidrocarburo para la venta. Cuando la producción primaria empieza a decrecer debido a la caída de la presión, es necesario iniciar un proceso de recobro secundario como la inyección de agua, se realiza nuevamente un conjunto de estudios de yacimiento para determinar tanto las zonas más apropiadas para el recobro, como los perfiles de inyección, fuentes de agua, caudales de inyección entre otras características del proceso. Generalmente debido a que las características del agua a inyectar pueden afectar las propiedades del yacimiento, es necesario realizarle tratamientos previos, para minimizar los posibles efectos que ésta genere; el agua tratada es llevada a las facilidades de inyección en donde recibe otros tratamientos no solo para el agua inyectada sino también para mejorar algunos aspectos del yacimiento, además para darle presión, y finalmente el agua es inyectada a los pozos en donde desplazará el petróleo remanente recuperable y se repite así el ciclo.

¹¹ CASTRO, Rubén & GORDILLO, Gustavo. Historia y Criterios Empíricos en la Aplicación de Inyección de Agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Universidad de América. Bogotá. 2005.

Figura 8. Proceso de la Técnica Inyección de Agua



Fuente: Modificado de MEJIA J. & PALMA J. Metodología para la Evaluación Económica y el Análisis de Riesgo e Incertidumbre de un Proyecto de Inyección de Agua. Universidad Industrial de Santander. 2008

3.3.1 Factores que controlan la recuperación por inyección de agua. En un proyecto de inyección de agua, existen diversos factores y propiedades que influyen positiva ó negativamente en el mismo. Por esta razón es importante conocer su comportamiento y entender su funcionamiento dentro del yacimiento.

- **POROSIDAD**

La recuperación total de petróleo de un yacimiento es una función directa de la porosidad, la porosidad se puede definir como la capacidad que la roca tiene para el almacenamiento de petróleo.

La mayor cantidad de las reservas de petróleo y gas natural del mundo se encuentran en rocas areniscas. En algunos países, las rocas como las piedras calizas, las dolomitas y las rocas ígneas fracturadas también tienen la porosidad adecuada para la acumulación y producción de petróleo y gas natural.

- **PERMEABILIDAD RELATIVA**

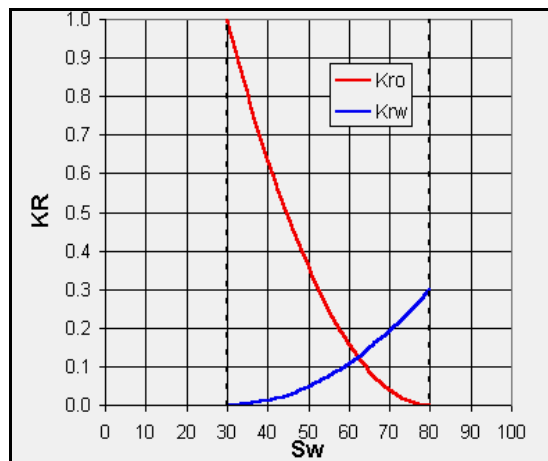
La permeabilidad es la facultad de un sólido para permitir que un fluido se mueva a través de los poros interconectados del mismo. Si sus poros no están interconectados no existe permeabilidad, por consiguiente se puede esperar una relación entre la permeabilidad y la porosidad efectiva en un medio determinado.

Por otra parte, la permeabilidad relativa es la habilidad del aceite y del agua para fluir simultáneamente en un medio poroso, es también la relación de permeabilidad efectiva del fluido a una saturación con respecto a la permeabilidad absoluta de la roca.

Permeabilidad absoluta y efectiva

Consecuentemente la permeabilidad es la propiedad más importante que afecta el comportamiento de la inyección de agua; entre más homogénea sea esta propiedad en la roca, se obtendrá más éxito en la inyección de agua.

Figura 9. Permeabilidad Relativa.



Fuente: Presentación Waterflooding ICP septiembre 2006 Basado en el libro: "Waterflooding" de William M. Cobb.

- **PRESION CAPILAR**

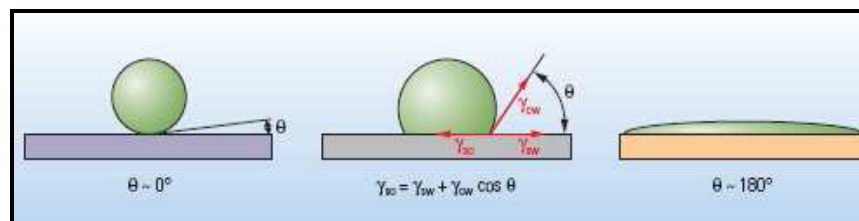
Se define como la diferencia de presión a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, es definida también como la diferencia de presión entre la fase no mojante y mojante.

Es importante conocer la presión capilar ya que permite describir el comportamiento de la inyección de agua en el *YNF* (Yacimiento Naturalmente Fracturado), también influye en el comportamiento de la inyección de agua y en el factor de recobro; y además permite determinar la saturación de agua irreducible.

- **MOJABILIDAD**

La mojabilidad es la tendencia que posee un fluido a mojar preferiblemente la superficie de una roca en presencia de otros fluidos inmiscibles. La mojabilidad es el factor más importante que controla el flujo, distribución y localización de los fluidos en el yacimiento.

Figura 10. . Mojabilidad en sistemas roca-sólido.



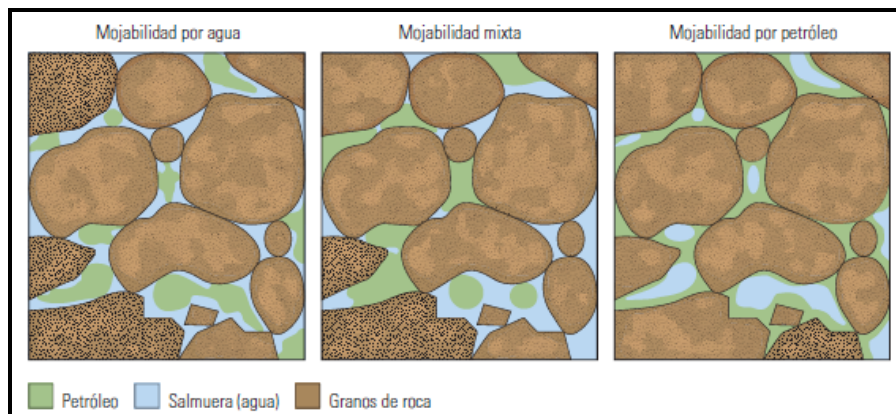
Fuente: http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish07/aut07/p44_61.pdf

Como se observa en la Figura 10 el ángulo de contacto del líquido sobre el sólido es una medida de la mojabilidad. De lado izquierdo se muestra un sistema mojado por agua ya que el ángulo de contacto de la gota de aceite es menor a 90° , del lado derecho se observa un sistema mojado por aceite ya que la gota de aceite se dispersa y forma un ángulo con la superficie mayor a 90° ; por otra parte en el

centro se tiene una mojabilidad intermedia, esto significa que las fases tienen igual preferencia por mojar la superficie sólida.

De acuerdo a lo anterior la fase mojante tiende a ocupar los capilares de menor tamaño, a su vez la fase no mojante tiende a ocupar los capilares de mayor diámetro dentro de la red poral.

Figura 11. Mojabilidad en los poros.



Fuente: http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish07/aut07/p44_61.pdf

- **RELACION DE MOVILIDAD**

La movilidad es la facilidad con la cual un fluido se mueve en el yacimiento. Por su parte la relación de movilidad se refiere a la capacidad que tiene un fluido para fluir en presencia de otro fluido. La relación de movilidad tiene en cuenta el cálculo de la permeabilidad relativa y la viscosidad para cada uno de los fluidos.

Si la relación de movilidad es menor que uno es favorable ya que el petróleo tiene mayor movilidad y si es mayor que uno el agua tiene mayor movilidad lo que es menos favorable en un proceso de inyección de agua.

- **GEOMETRIA DEL YACIMIENTO**

Este aspecto es de gran importancia ya que su determinación, es decir la estructura y estratigrafía del yacimiento, permiten identificar la localización de los pozos, definir el patrón de inyección y determinar los métodos de recobro que pueden ser utilizados. Además permite identificar problemas estructurales como fallas o lutitas que tengan efectos en la permeabilidad.

- **LITOLOGÍA**

La porosidad, la permeabilidad y el contenido de arcillas son factores litológicos que afectan el proceso de inyección de agua. Es importante determinar estas propiedades mediante estudios de laboratorio, ya que su variación ante la presencia del agua puede ocasionar daños a la formación.

- **ÁREA Y PROFUNDIDAD DEL YACIMIENTO**

Es necesario caracterizar estos factores en el proceso de inyección de agua ya que 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 luego de explotación primaria, en comparación con los yacimientos superficiales; además grandes profundidades permiten utilizar mayores presiones y un espaciamiento más amplio, si el yacimiento posee un grado suficiente de uniformidad lateral.¹².

- **DISTRIBUCIÓN DE LAS SATURACIONES DE LOS FLUIDOS**

A través del conocimiento de la saturación de petróleo en el yacimiento al comienzo de la inyección de agua se puede establecer el factor de recobro esperado, y así mismo los retornos esperados.

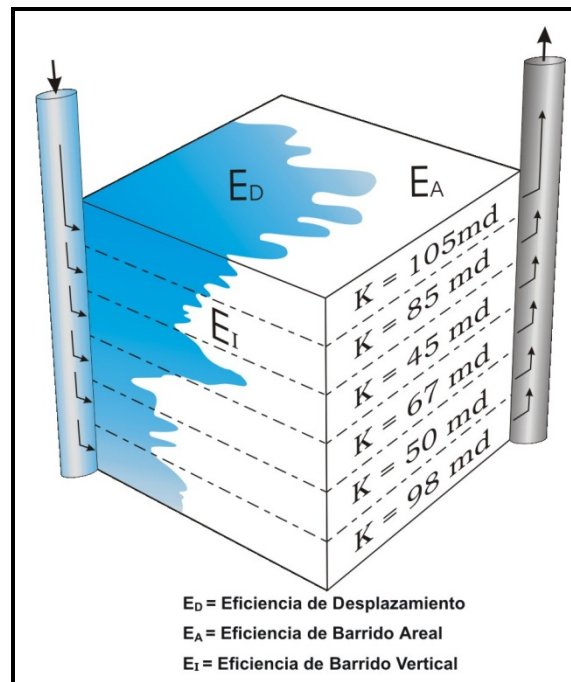
¹² PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en yacimientos petrolíferos. Segunda Edición. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo. 2001. Pág.21.

También se debe conocer la saturación de agua connata o agua irreducible, ya que entre menor sea esta cantidad de agua se espera una mayor cantidad de petróleo remanente luego de las operaciones primarias.

- **EFICIENCIA DEL RECUBRO**

Cuando una cantidad de agua es inyectada en el yacimiento, se necesita calcular la cantidad de aceite que será desplazado, así como la cantidad de petróleo que se recuperará en los pozos productores.

Figura 12. Eficiencia del Recobro



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

Como se observa en la Figura 12 la eficiencia del recobro está dada en términos de:

- **Eficiencia de desplazamiento (ED):** Se define como la fracción de aceite in situ en la región de barrido, desplazada por el agua de inyección. Las

variaciones en las propiedades del yacimiento y de los procesos pueden afectar la eficiencia del desplazamiento.

- **Eficiencia del barrido areal (EA):** Se define como la fracción del área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación secundaria. Al igual que las otras eficiencias esta depende de las características de la roca, las cuales influyen en el volumen de roca invadida por el fluido, además de la velocidad y dirección del movimiento de los fluidos.
- **Eficiencia del barrido vertical (EI):** Es la fracción vertical del yacimiento contactada por el fluido desplazante. Debido a la heterogeneidad del yacimiento solo una fracción del área vertical del yacimiento es contactada por el fluido desplazante. Factores como la variación vertical de las permeabilidades horizontales, la diferencia de gravedad, la relación de movilidad y las tasas de inyección entre otros aspectos afectan dicha eficiencia.

- **PATRON DE INYECCIÓN**

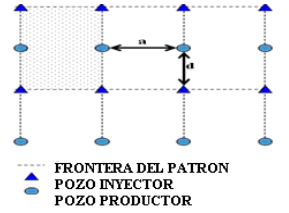
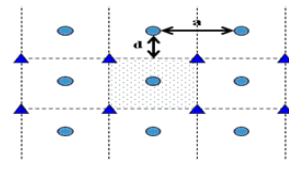
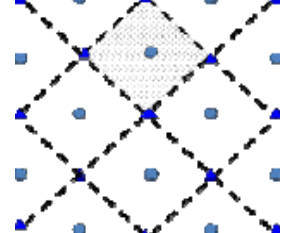
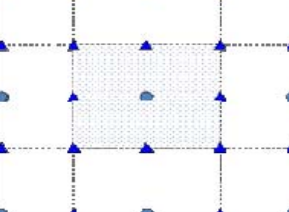
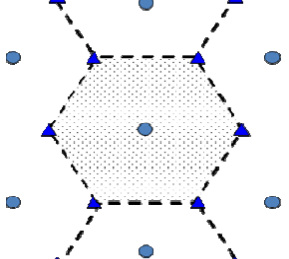
El patrón de inyección es un arreglo geométrico tanto de pozos productores como inyectores, que tiene como fin aumentar la eficiencia del proceso de recobro.

Los factores que más influyen en la selección del tipo de arreglo son: la forma original en que se han dispuesto las zonas productoras, la permeabilidad del mismo, la viscosidad de los fluidos, la razón de movilidad, la razón pozos inyectores a pozos productores, la estructura del yacimiento y sus características geológicas.¹³

En la Tabla 1 se muestran los principales patrones para la inyección de agua.

¹³ Ibíd. Paris de Ferrer. Pág. 133.

Tabla 1. Patrones básicos de inyección

Tipo de Arreglo	Descripción	Distribución
Empuje en Línea Directa	La eficiencia de un barrido de este tipo es mayor si aumenta la relación a/d . Como se observa d es la distancia entre pozos adyacentes en la misma fila y a la distancia entre pozos de la misma clase.	 <p>FRONTERA DEL PATRON ▲ POZO INYECTOR ● POZO PRODUCTOR</p>
Empuje en Línea Escalonada	Es una modificación del empuje en línea directa, donde se desplazan los pozos inyectores a lo largo de su línea a una distancia de $a/2$.	
Patrón de cinco puntos	Este es el tipo de arreglo más utilizado, este es un caso especial del empuje en línea alterna cuando $a/d=0.5$. Proporciona una buena eficiencia de barrido y permite generar otros arreglos reorientando los pozos inyectores.	
Patrón de nueve puntos	Es un patrón muy usado si se requiere una alta capacidad de inyección debido a una baja permeabilidad. El patrón de nueve puntos invertido es más usado.	
Patrón de siete puntos	Este tipo de patrón tiene 2 pozos inyectores por cada pozo productor tiene aplicación donde la inyectividad es baja. Muy raras veces, un Campo es desarrollado por este tipo de patrón. Puede ser considerado un patrón de línea escalonada con una relación d/a de 0.866.	

Fuente: Presentación Waterflooding ICP septiembre 2006 Basado en el libro: "Waterflooding" de William M. Cobb.

4. PILOTO INYECCIÓN DE AGUA CAMPO LISAMA

El proyecto de Inyección de agua en el Área Lisama, parte de la evaluación de un proyecto piloto que incluye algunos pozos de los campos Lisama y Nutria, seleccionados según lo expuesto en el presente capítulo, el cual presenta además de unas generalidades del campo, una breve reseña de los estudios realizados por el grupo de profesionales del Equipo Integrado Campos Maduros ICP, la Superintendencia de Yacimientos de Bogotá y la Superintendencia de Mares; con el fin de determinar la factibilidad técnica de la implementación del proceso de inyección de agua en el Campo Lisama como mecanismo de recobro secundario.

4.1 GENERALIDADES DEL CAMPO LISAMA

Únicamente 17 de los 275 campos del país tienen o han tenido procesos de recuperación secundaria mediante inyección de agua y ningún campo ha tenido algún proceso de recuperación terciaria. Ver Figura 13. La producción es de 562000 BOPD (Barriles de aceite por día), el 80% del aceite proviene de producción primaria y el 20% de la producción secundaria.

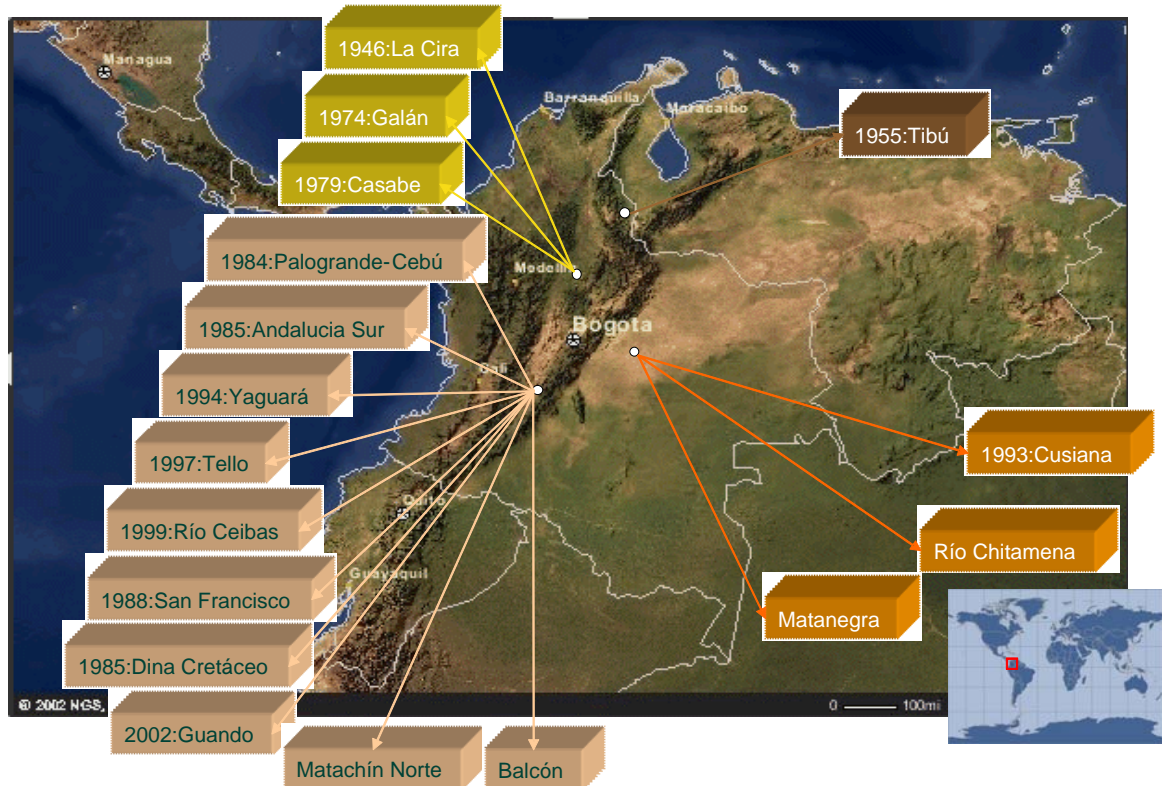
El 36% del OOIP de todo el país está en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en esta área se encuentran 65 campos productores, el factor de recobro actual es de 16.6%, lo que equivale a una producción acumulada de 2036 MMBO (Millones de barriles de aceite), las reservas últimas estimadas se calculan en 2354 MMBO, lo que equivale a un factor de recobro último de 19.3%.¹⁴

Entre los campos en operación directa de ECOPETROL S.A. de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena se encuentra el Área Lisama que tiene más de cuatro

¹⁴ Estudio de factibilidad de aplicación del proceso de inyección de agua en el Campo Lisama. Informe Técnico de Proyectos. ICP.2008.

décadas de producción y presenta un factor de recobro aproximado de 20.37%, el petróleo original en sitio del área está estimado en 324.2 MBO (en revisión) y la producción acumulada es de 66.06 MBO.

Figura 13. Campos petroleros Colombianos que tienen o han tenido un proceso de recuperación secundaria



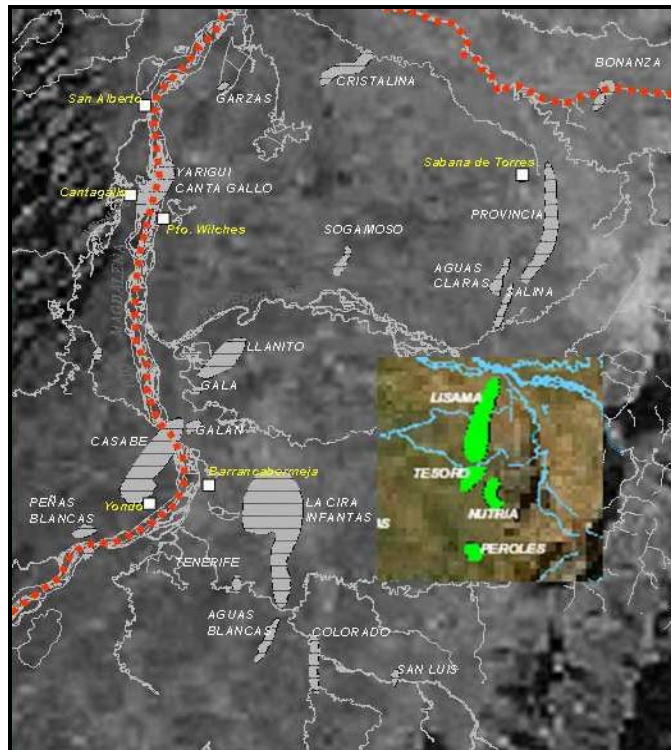
Fuente: Estudio de factibilidad de aplicación del proceso de inyección de agua en el Campo Lisama. Informe Técnico de Proyectos. ICP.2008.

4.1.1 Ubicación geográfica. El Área Lisama está localizada en el margen oriental de la cuenca, al suroeste del Campo Provincia y al noreste de los campos de La Cira e Infantas. La estructura es un anticlinal situado limitado hacia el este por la Falla de La Salina y hacia el Oeste por la Falla de Peña de Oro.

El potencial de hidrocarburos proviene del Periodo Terciario. La acumulación de hidrocarburos en el área está relacionada con una trampa combinada de tipo

estructural-estratigráfico. Las dos principales formaciones productoras son Colorado (Zona A) y la Formación Mugrosa a la cual pertenecen las Zonas B y C. Como se muestra en la Figura 14. El bloque de producción Área Lisama está compuesto por cuatro áreas operativas denominadas: Campo Lisama, Campo Tesoro, Campo Nutria y Campo Peroles.

Figura 14. Ubicación área Lisama.



Fuente: Estudio de factibilidad de aplicación del proceso de inyección de agua en el Campo Lisama. Informe Técnico de Proyectos. ICP.2008.

4.1.2 Reseña histórica y de producción. El Campo Lisama se descubrió en 1935 con la perforación del pozo LISA0001 por la compañía TROCO bajo la concesión Putana a una profundidad de 4729 pies atravesando la formación Real y Colorado, obteniéndose una producción inicial de 151 BOPD de 18.8° API y una tasa de declinación del orden del 39% en el primer año. En 1936 se perforó LISA0002 con 10 BOPD y en 1938 el pozo LISA0003, el cual fue abandonado por

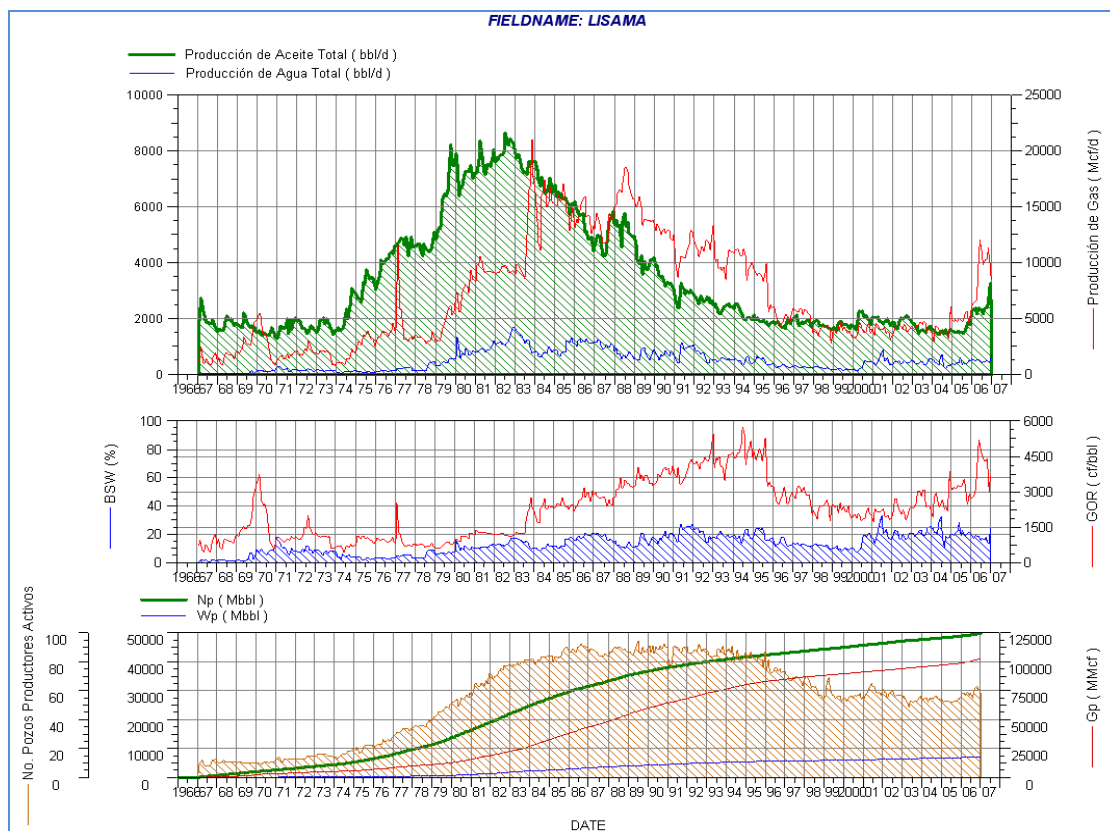
continuos Arenamientos y problemas en su revestimiento. Desde 1938 a 1958 hubo un periodo de inactividad.

En 1963 ECOPETROL adelantó un programa de exploración sísmica en el Área de la Putana, la comercialidad del área se confirmó con la perforación del pozo LISA0005 en 1964, la producción y explotación formal del Campo empezó en el año 1967 con 2487 BOPD, observando una rápida declinación del 39% en el primer año, posteriormente en el año de 1968 se realizó la instalación de bombeo mecánico y se descubrió el Campo Nutria con la perforación del Pozo Nutria 2, después de un receso de tres años en 1971 se perforan los pozos LISA0019 y LISA0020, a partir del año 1975 cuando Colombia se tornaba de exportador a importador neto de petróleo (déficit petrolero) empezó el desarrollo del área, en 1977 se descubrió el Campo Peroles con la perforación del pozo Peroles 1 y en 1979 el Campo Tesoro con la perforación del pozo TESO0001, en 1988 se terminó la perforación intensiva en el área, con el pozo LISA0148, en los años 2005 y 2006 se reactivó la perforación en el sector norte y occidental del Campo Lisama.

En Octubre de 1982 el área alcanzó la máxima tasa de petróleo, produciendo 9229 BOPD con 87 pozos productores activos. La relación gas aceite, GOR, alcanzó valores máximos cercanos a 4150 SCF/STB en el año de 1994, presentando un valor promedio de 1930 SCF/STB y el BSW estuvo en valores entre el 10% y 27%, con un valor promedio del 10%.

Más del 79% de la producción acumulada del área proviene del Campo Lisama (50.38 MMBO), seguida de los Campos Tesoro y Nutria con menos del 10% en cada campo, se estima que el 80% de dicha producción proviene de la Formación Mugrosa (Zona B).

Figura 15. Perfil de Producción Campo Lisama



Fuente: MAYORGA Céspedes, Edgar y MORA Cañón, Carlos. Predicción Analítica de la Inyección de Agua en el Área Norte del Campo Lisama-Formación Mugrosa usando el Método de Craig Geffen Morse. Fundación Universidad de América. Bogotá 2008.

4.2 ESTUDIO DE FACTIBILIDAD INYECCIÓN DE AGUA EN LISAMA

El presente proyecto es el complemento del estudio de factibilidad de la aplicación del proceso de inyección de agua en el Campo Lisama, como iniciativa de ECOPETROL S.A. y el Instituto Colombiano del Petróleo, un equipo interdisciplinario ha desarrollado una metodología que contempla los siguientes pasos:

4.2.1 Screening Binario Campo Lisama. El propósito de un screening binario es la selección del método de recobro secundario y/o terciario técnicamente

adecuado y económicamente más rentable, que se podría implementar en el yacimiento estudiado.

Este screening tiene una serie de pasos que permiten llegar al mejor resultado para aplicar, los cuales son:

- **Análisis de la información**

Comprende la recopilación de la información sobre el yacimiento, lo cual incluye los datos obtenidos en laboratorio y campo, información geológica e identificación de los parámetros críticos del yacimiento.

- **Procesos de recobro potenciales**

Esta fase involucra la selección de los procesos de recobro mejorado potencialmente aplicables a un campo mediante el software “Screening ICP” que mediante un screening técnico (binario) de los procesos EOR, su desempeño mediante modelos de simulación y un análisis económico obtiene como resultado el método para ser evaluado en las siguientes etapas de selección.

- **Análisis de laboratorio**

Sirven para afinar los parámetros de entrada a ser utilizados en una simulación de yacimientos.

- **Proyecto piloto**

La realización de pruebas pilotos en campo sirven para obtener los parámetros de operación mas adecuados. Su evaluación indicará la posible conveniencia de extender el proyecto a mayor escala.

- **Etapas finales**

Comprende el diseño final y desarrollo del proyecto en campo, con base en los resultados de las etapas anteriores. Adicionalmente al screening técnico, con el objetivo de encontrar campos análogos al campo sometido a estudio que pueda proporcionar información importante acerca del desempeño de la inyección de agua, se hicieron corridas en el software WAT DATAB 1.0. para revisar el comportamiento secundario de campos análogos (al Área Lisama) del mundo.

El screening consiste en comparar los valores y datos del campo, con los criterios de selección propuestos por diferentes autores. De acuerdo a los resultados de la corrida del programa SCREENING_ICP (Screening Binario), los métodos EOR recomendados para el Campo Lisama son aquellos que cumplen con mayor número de criterios.

Como se observa en la Tabla 2 el resultado del screening, la inyección de agua es la única técnica que cumple con todos los criterios. Otras técnicas obtuvieron los siguientes resultados:

- Inyección de Polímero: Una limitante sería según Taber – Seright la saturación actual de aceite (se recomienda $S_o > 0.5$).
- Inyección de Surfactante / Polímero: Una limitante sería según Taber la temperatura actual del yacimiento (se recomienda $T < 135^\circ\text{F}$).
- Inyección de CO₂: De acuerdo con la viscosidad del crudo a condiciones de yacimiento 1.6 cp, el proceso podría ser miscible, aunque una de las limitantes sería según NPC y Lewin la presión actual de yacimiento (se recomienda presión de yacimiento mayor a 1500- 1100 psi).

Tabla 2. Resultado del Screening Binario en el software SCREENING-ICP

Autor	Método	Agua	CO ₂ Inmis	CO ₂ Misc	Vapor Contin	Vapor Cíclica	Polim	Surf-poli	N ₂	Gas pobre	Gas rico
Lewin, 1976			X	X	X	X		√			
NPC, 1976				X	X	X	√	√			
Mcree, 1977				√							
Iyoho, 1978				√	X	X	√	√			
Latil, 1980										X	
Kring – Farouq Ali, 1980			X								
Taber, 1983				√	X	X	√	X			
Taber – Martin, 1983									X	X	
Stalkup, 1984				√						X	
E. C. Donalson, 1985									X	X	X
Leonard, 1985									X		
SSI, 1986				√	X	X	√	√			
Stalkup, 1989											X
PRI Canada, 1994									X		
Taber – Seright, 1997			√	√	X		X	√	X	√	√
Ec. Donaldson, 1985		√									
William Cobb, 1997		√									
Ganesh C. Thakur, 1998		√									
Petr. eng. Handb., 1987		√									

Fuente:

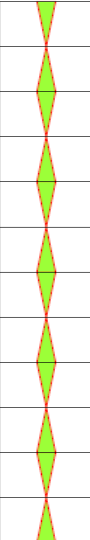
Estudio de Factibilidad de Inyección de Agua Lisama. ECOPETROL-ICP.2009.

4.2.2 Identificación y selección de áreas para la implementación de un piloto de Inyección de Agua. Esta etapa pretende identificar y seleccionar las áreas e intervalos estratigráficos con las mejores características para la implementación del proceso de inyección de agua, para esto se integró información geológica, petrofísica, de fluidos y producción.

Basados en el análisis de la información el área macro donde se promocionara la ejecución de un proceso de inyección de agua se extiende dentro de los pozos Lisama 19 al Norte y Lisama 10 al sur, para Mugrosa B1 y B2, donde se observan los pozos con mejores producciones acumuladas y promedios diarios de producción, a su vez la distribución de los cuerpos arenosos corresponde a las áreas donde se encuentran mejores porcentajes de arenas.

Dentro del Análisis Estratigráfico se tuvieron en cuenta los nuevos niveles estratigráficos presentes y los topes que controlaron la depositación de las rocas en toda el Área Lisama.

Figura 16. Nivel Estratigráfico III

FORMACIÓN MUGROSA	Mugrosa B1	Mugrosa B 1-1	
		Mugrosa B 1-2	
		Mugrosa B 1-3	
	Mugrosa B2	Mugrosa B 2-1	
		Mugrosa B 2-2	
		Mugrosa B 2-3	
		Mugrosa B 2-4	
		Mugrosa B 2-5	
		Mugrosa B 2-6	
	Mugrosa B3	Mugrosa B 3-1	
		Mugrosa B 3-2	
		Mugrosa B 3-3	

Fuente: Estudio de Factibilidad de Inyección de Agua Lisama. ECOPETROL-ICP.2009.

Dentro de las sub zonas objetivo Mugrosa B1 y B2, los niveles estratigráficos con mejor probabilidad de comunicación entre sus arenas, son: Tope de Mugrosa B1-1, Tope de Mugrosa B1-3 con Base de Mugrosa B1-2, Tope de Mugrosa B2-2 con Base de Mugrosa B2-1, Tope de Mugrosa B2-4 con Base de Mugrosa B2-3 y Tope de Mugrosa B2-6 con Base de Mugrosa B2-5 , ya que son los horizontes donde ocurre el cambio entre una caída del nivel base hacia una subida del nivel base, generando canales potentes y continuos, con mejor probabilidad de comunicación con otros pozos.

La generación de correlaciones estratigráficas y estructurales a Nivel III y IV, permitió reconocer las áreas con mejor probabilidad de continuidad lateral y vertical, donde amarrados a la distribución de los ciclos de A/S ya mencionados aseguramos las interpretaciones netamente estratigráficas.

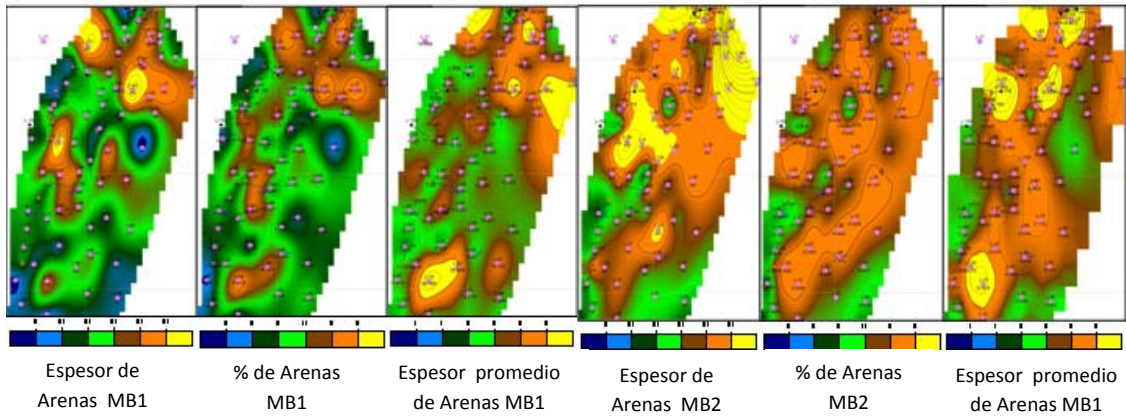
Continuando se realiza el Análisis de continuidad y mapeo que mediante mapas isocoros de arena, mapas de porcentaje de arena, mapas de espesor promedio de arenas y mapas de Factor de Calidad de Zona, se pretende visualizar la distribución preferencial de los paquetes arenosos dentro del área de estudio.

Para llegar a un resultado se evaluó el espesor de las arenas encontradas en cada pozo y mapeando el espesor de arenas en cada uno de los niveles estratigráficos definidos e identificando las zonas con mayores espesores dentro del área. Posteriormente a esto se hizo un análisis estadístico en el que se determinó el espesor de cada uno de los cuerpos de arena establecidos durante la interpretación de facies, agrupando estos datos en rangos de espesores definidos.

El análisis de los datos obtenidos, presenta que para las sub zonas Mugrosa B1 y B2 la moda de los espesores se encuentra entre 5 ft y 15 ft, es decir entre el 35% y 45% de los datos, entre 5% y 15% de los datos corresponden a espesores de entre 20 ft y 30 ft y cerca del 5% de los datos encontrados se relacionan a espesores mayores de 30ft; detallando que para la sub zona Mugrosa B2, existe una mayor cantidad de canales con espesores mayores a 20 ft, lo cual es un parámetro que influye directamente en la extensión y continuidad de los cuerpos de arena dentro del yacimiento.

Con el fin de identificar la tendencia de los canales más potentes en el área se visualizo la información mediante mapas tanto para Mugrosa B1 como B2. Mediante estos mapas se logró conocer las zonas donde se tuviesen los mejores espesores de arena, las zonas donde independiente del espesor total de roca tuviesen porcentualmente mayor cantidad de arenas y las zonas donde promediando se tuviesen los canales más potentes. Las áreas con colores más cálidos son aquellas que presentan mayor continuidad de arena (ideal para barrer zonas no drenadas por producción primaria).

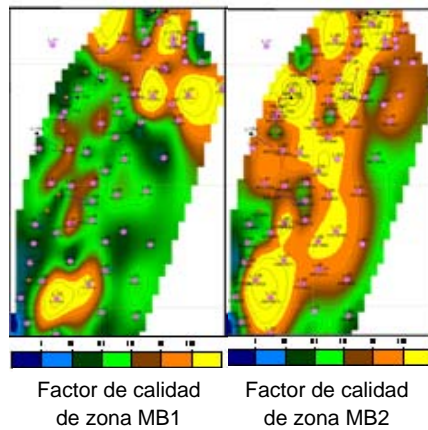
Figura 17. Mapas de Espesor de Arenas, % de arenas y espesor promedio de arenas, para Mugrosa B1 y B2.



Fuente: Estudio de Factibilidad de Inyección de Agua Lisama. ECOPETROL-ICP.2009.

Para identificar las zonas del Área Lisama donde se tuviese el mejor porcentaje de arenas, independiente del espesor de roca total que presentase el nivel y que a su vez este se encontrara en canales potentes, se realizaron los mapas de FCZ.

Figura 18. Mapa de Factor de calidad de zona para Mugrosa B1 y B2.

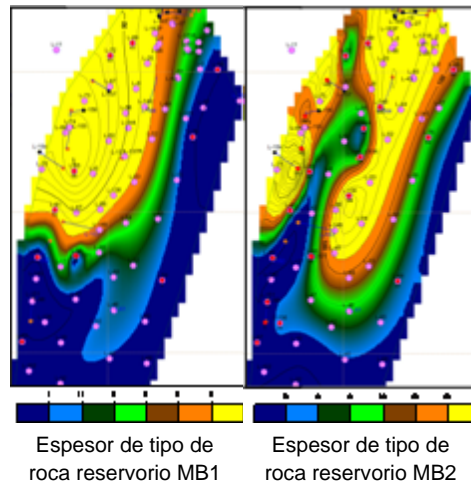


Fuente: Estudio de Factibilidad de Inyección de Agua Lisama. ECOPETROL-ICP.2009.

La calidad de la roca es otro factor, en cuanto al flujo de fluidos se refiere, ya que con el análisis estratigráfico y los mapeos realizados, se puede controlar la ubicación de los mejores paquetes arenosos en cuanto a abundancia y potencia

de estos se refiere, sin importar la eficiencia de sus sistemas porales. Durante la realización del modelo petrofísico desarrollado para el área Lisama, se identificaron 7 tipos de roca, el mapa de la figura representa a los tipos de roca I, II y III que pertenecen a los depósitos de canal dentro del modelo sedimentológico.

Figura 19. Mapa de espesor de Tipo de Roca reservorio para Mugrosa B1 y B2.



Fuente: Estudio de Factibilidad de Inyección de Agua Lisama. ECOPETROL-ICP.2009.

Con la información recolectada se procede a la Definición de zonas con potencial geológico esto se hizo valorando la continuidad lateral y la calidad de la roca. Se obtuvieron valores de 0.1 para el parámetro con un mal comportamiento, 0.5 para un comportamiento medio del parámetro y de 1 cuando el parámetro tiene un buen comportamiento. Ambos parámetros deben ser valorados y luego multiplicados obteniendo así las zonas que pueden ser candidatas para un proceso de inyección de agua. Los resultados se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Resultados obtenidos al evaluar la continuidad lateral y la calidad de la roca de las mejores zonas del Área Lisama.

SUB ZONA	AREA	POZOS	CONTINUIDAD	CALIDAD DE ROCA	RANGO
MZB1-1	A	L-136, L-10, L-92	1.00	0.10	0.10
MZB1-2	A	L-72, L-89, L-20, L-8	1.00	1.00	1.00
MZB1-2	B	L-51, L-50, L-43, L-44, L-145, L-77	1.00	0.10	0.10
MZB1-2	C	L-10, L-92	1.00	0.10	0.10
MZB1-3	A	L-72, L-89, L-20, L-5, L-19	1.00	1.00	1.00
MZB1-3	B	L-51, L-50, L-43, L-77, L-76, L-145, L-44, L-146, L-56	1.00	1.00	1.00
MZB1-3	C	L-67, L-86, L-138, L-53	1.00	0.50	0.50
MZB1-3	D	L-96, L-65	0.50	0.10	0.05
MZB2-1	A	L-72, L-89, L-5, L-19	1.00	0.50	0.50
MZB2-1	B	L-84, L-74, L-73, L-8, L-146, L-44, L-145, L-52, L-144, L-56, L-62	1.00	0.10	0.10
MZB2-1	C	L-137, L-53, L-138, L-86, L-54, L-15, L-88, L-61	1.00	0.10	0.10
MZB2-1	D	L-47, L-136	0.10	0.10	0.01
MZB2-2	A	L-89, L-8, L-20, L-146, L-44, L-52, L-137, L-144, L-56, L-62	1.00	1.00	1.00
MZB2-2	B	L-48, L-88, L-15, L-64	1.00	0.10	0.10
MZB2-2	C	L-32, L-10, L-136, L-47	1.00	0.10	0.10
MZB2-3	A	L-19, L-5, L-89, L-20, L-8, L-146, L-44, L-52	1.00	1.00	1.00
MZB2-3	C	L-137, L-6, L-138, L-86, L-54, L-55, L-64, L-15, L-48, L-88, L-61	1.00	1.00	1.00
MZB2-3	D	L-136, L-10, L-32	1.00	0.10	0.10
MZB2-4	A	L-89, L-5, L-19, L-51	1.00	1.00	1.00
MZB2-4	C	L-136, L-10, L-47, L-92, L-61, L-88, L-15, L-90, L-101, L-17	1.00	0.10	0.10
MZB2-5	A	L-89, L-20, L-8, L-87, L-157	1.00	0.50	0.50
MZB2-5	B	L-62, L-137, L-6, L-85, L-91, L-67, L-153, L-152, L-101, L-90	1.00	1.00	1.00
MZB2-5	C	L-138, L-53, L-137, L-52, L-76	1.00	1.00	1.00
MZB2-6	A	L-19, L-51, L-43, L-44, L-76	1.00	1.00	1.00
MZB2-6	B	L-6, L-138, L-54, L-55	1.00	1.00	1.00
MZB3-1	A	L-44, L-146, L-56, L-62, L-6, L-86, L-67, L-91	1.00	0.50	0.50
MZB3-2	A	L-19, L-5, L-20, L-8, L-146	1.00	0.50	0.50
MZB3-2	B	L-6, L-67, L-91, L-153, L-152, L-101, L-90, L-142, L-136	0.50	0.10	0.05

Fuente: Estudio de Factibilidad de Inyección de Agua Lisama. ECOPETROL-ICP.2009.

Teniendo en cuenta las características encontradas se hace el Amarre con la Producción con el fin de encontrar las áreas donde se encuentran los pozos con mayores producciones acumuladas; encontrando que abundan pozos con producciones acumuladas mayores a 200 MBL y de acuerdo a un análisis de producción reciente son aquellos pozos que presentan buenos promedios de producción actualmente.

Para proceder a la Definición del piloto de Inyección de Agua se tuvo en cuenta la información de producción de estado de los pozos, propiedades petrofísicas y características geológicas que dan el sustento para la selección de las zonas definidas. Esta selección se justifica más claramente en el numeral 3.2.5 referente a la Predicción analítica del proceso de inyección de agua.

4.2.3 Desempeño Experimental de la Inyección de agua. En los procesos de recobro secundario de petróleo es muy importante tener en cuenta la calidad del

agua a inyectar, la cual debe cumplir unos requerimientos mínimos en cuanto a parámetros tales como pH, turbidez, sólidos suspendidos, gases disueltos, contenido de grasas y aceites, bacterias, distribución de tamaño de partícula, entre otros. Es por esto que se realizan un conjunto de análisis para la evaluación de los parámetros del agua de inyección que permiten conocer su calidad, la influencia de la inyección en los pozos productores analizados, la definición de estrategias que permiten optimizar la producción y el establecimiento de acciones correctivas en el sistema de inyección.

Todos los análisis experimentales para el proyecto se realizaron en los laboratorios del Instituto Colombiano del Petróleo-ICP, e incluyen pruebas como ensayos de caracterización fisicoquímica y calidad de aguas de inyección y producción, ensayos de interacción fluido-fluido y roca-fluido, determinación de inyectividades y eficiencia de desplazamiento del proceso.

El paso inicial fue la Selección y caracterización de las muestras de roca, mediante la cual los profesionales del proyecto en conjunto con la Gerencia de Yacimiento PYA y la Superintendencia de Mares-SMA seleccionaron los plugs de corazones correspondientes a los pozos LISA 015 y LIZA 146. Los criterios de selección fueron que debía ser una muestra tomada de la Formación Mugrosa B del Campo Lisama y que fuese clasificada como roca tipo 3 ya que es el tipo que predomina en el área Lisama.

El paso a seguir fue Seleccionar las aguas candidatas para la inyección, para esta selección se tomaron muestras del Río Sogamoso, por su cercanía al campo, tanto en temporada de lluvias como en temporada seca y agua de los acuíferos de la Formación Real (LISA0005A) y muestras de los fluidos de producción de la Formación Mugrosa B, de los pozos con mayor corte de agua en el campo.

Tras identificar a el agua del Río Sogamoso y de la Formación Real como candidatas, se realizaron Pruebas experimentales fluido-fluido y roca-fluido, en las cuales se observó por parte de la prueba fluido-fluido una ligera pero más estable tendencia con la emulsión entre el crudo y el agua proveniente de la formación Real, aunque las dos rompieron; por parte de la prueba roca-fluido se obtuvo una sensibilidad moderada ya que en todos los casos la reducción en permeabilidad efectiva al agua no superó el 40 %, es decir las dos aguas requieren pre-tratamientos debido a reacciones con la roca.

Tras las pruebas se realizaron los Ensayos de inyectividad y eficiencia de desplazamiento. La conclusión final de estas pruebas y ensayos presentó el agua de la formación Real, como la más recomendable para el proceso de inyección, pero se recomendó una inyección preferiblemente en sistema cerrado y con la adición de productos químicos para prevenir corrosión y precipitados (incrustaciones y óxidos de hierro).

Es importante resaltar que para conocer la disponibilidad de fuentes de agua para el proyecto y la posibilidad de obtener caudales de agua subterránea, se contrató una EVALUACIÓN HIDROLÓGICA, a la empresa SIAM. S.A.

Las etapas de esta evaluación comprendieron una Recopilación de la información básica existente, basada en información secundaria y llevada a cabo en entidades gubernamentales y privadas relacionadas con el área de estudio; entre las que se encuentran: Instituto de Investigaciones en Geociencias, Minería y Química (INGEOMINAS), Corporación Autónoma Regional de Santander (CAS), Instituto Geográfico Agustín Codazzi (IGAC), y la Empresa Colombiana de Petróleos - ECOPETROL S.A.

A esta información se le hizo una clasificación y análisis especializado, seguida de un Trabajo de campo que se inició con la adquisición de información geofísica

mediante la realización de 30 Sondeos Eléctricos Verticales (SEV's). Los criterios de selección de cada uno de los sitios fueron cubrir las áreas donde no existe información del subsuelo, y en donde existe comparar y verificar los datos usados en la interpretación, con el fin de abarcar todas las unidades litológicas existentes dentro del área de estudio y la disponibilidad de espacio y facilidad de acceso. En base a los SEV's, se dividió el área de estudio en tres zonas: Norte, Sur y Central y se definieron en la correlación entre la geología y los SEV's, 11 perfiles geofísicos que permiten visualizar las formas presentes en el subsuelo, su dirección y dimensiones.

Acto seguido se procedió a realizar un Inventario de aljibes, manantiales y pozos, para esta etapa se realizaron recorridos de campo por toda la zona con ayuda de los pobladores; como resultado se encontraron 3 pozos profundos, todos localizados al norte de la zona de trabajo, 9 manantiales distribuidos entre la parte central y sur y 39 aljibes que en su mayoría están ubicados sobre la población de la Fortuna y la invasión Buenavista; exceptuando la zona norte del área que cuenta con un acueducto que llega a toda la zona rural, por lo que los pobladores al tener un buen servicio de agua no necesitan buscar otras fuentes, sin embargo algunos pobladores consumen solo esta agua para aseo y utilizan manantiales para el consumo.

Las siguientes actividades se encaminaron a la construcción de un Modelo de simulación numérica del flujo de aguas subterráneas de la zona. Este en base a información geológica e hidroquímica que permite determinar la composición química de las aguas subterráneas y la determinación de los parámetros que puedan afectar o influir sobre el comportamiento de las mismas. Las conclusiones de esta simulación fueron:

- El flujo predominante es E-W y S-N hacia la parte superior de norte del área de estudio. Es decir el flujo subsuperficial es en general hacia el occidente (Río

Magdalena) a excepción de la zona norte del área donde es hacia el Río Sogamoso.

- A nivel local el flujo es hacia las corrientes superficiales principales del área como son la Quebrada Marranos, Quebrada Lisama, y Quebrada Cuatro.
- Los máximos abatimientos obtenidos son del orden de los 20 m de profundidad.
- El radio de influencia máximo con los dos pozos operando a un tiempo de 20 años es del orden de los tres (3) km en dirección E-W, alcanzando abatimientos máximos del orden de los 8 m en la parte a dicha distancia.

4.2.4 Predicción analítica del proceso de inyección de agua. Esta etapa pretende realizar un estimativo del potencial de reservas remanentes a recobro último en el Campo Lisama y además el desarrollo de una predicción analítica del proceso de inyección de agua en el piloto para el Campo Lisama.

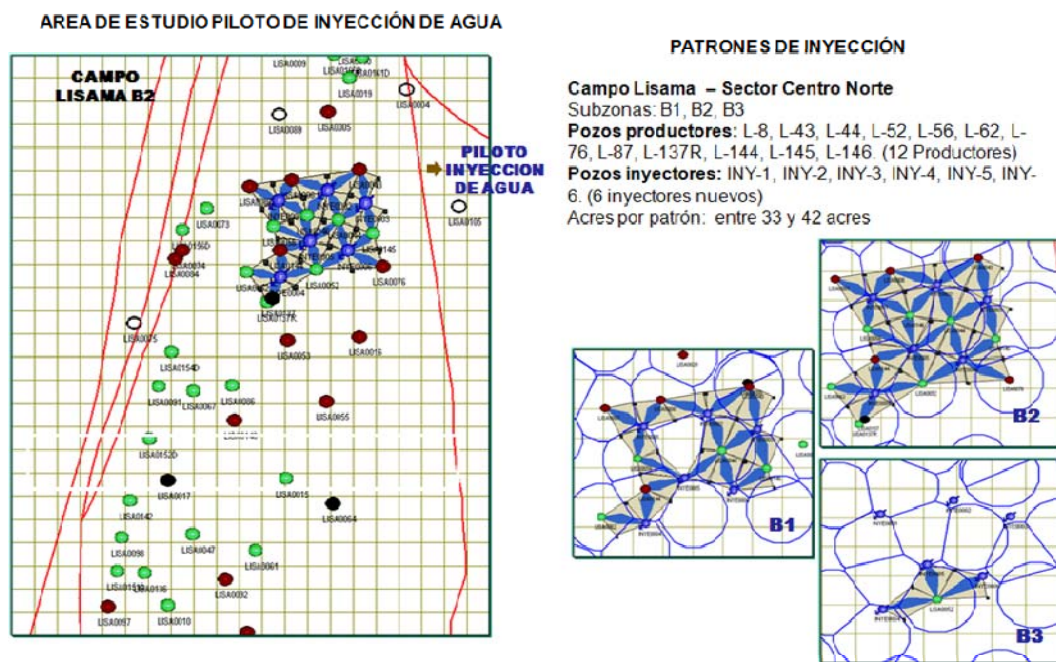
Mediante la metodología de William Cobb se estimó que el potencial de reservas remanentes a recobro último primario (EUR), recuperable mediante métodos secundarios en el Campo Lisama, correspondiente a 12 MMBO, 24 MMBO, 36 MMBO, 48 MMBO y 60 MMBO secundarios o adicionales, utilizando eficiencias de recobro calculadas de 0.1, 0.2, 0.3, 0.4 y 0.5 respectivamente (factor de recobro secundarios equivalentes al 5%, 10%, 15%, 20% y 25% respectivamente) de los cuales aproximadamente el 80% corresponde a la Formación Mugrosa.

Posteriormente con el uso de la metodología de Craig Geffen & Morse¹⁵, en la cual se analiza la información obtenida, se definen los patrones de inyección ubicados

¹⁵ Metodología utilizada en el Software ASIA (Advanced System for Injection Analysis) para desarrollar predicciones analíticas del proceso de Inyección de Agua.

en las zonas potenciales que serán sometidas al proceso. Luego se procede a cargar los datos en el Software ASIA y se obtienen como resultado las fechas y los acumulados de petróleo, los acumulados de agua y la relación agua – aceite, eficiencia areal al tiempo de ruptura, eficiencia de recobro, fecha de tiempo de llenado, fecha de ruptura, entre otras, para cada uno de los modelos asociados a cada pozo productor.

Figura 20. Patrón de Inyección de nueve Acres. Software ASIA



Fuente: Estudio de Factibilidad de Inyección de Agua Lisama. ECOPETROL-ICP.2009.

Los resultados de los escenarios del piloto de inyección varían dependiendo de la técnica utilizada para la estimación y del escenario evaluado. La simulación analítica dio como resultado que en la Formación Mugrosa del sector piloto del Campo Lisama (seis pozos inyector nuevos y 12 pozos productores) presentan recobros secundarios de 0.84 MBO (P-90), 1.40 MBO (P-50), y 1.82 MBO (P-10) en un periodo de 29 años, factor de recobro adicional de 3%, 5% y 7% respectivamente (Tabla 4). La tasa de inyección de agua requerida para el piloto

es de 6.4 KBWPD (P-90), 10.7 KBWPD (P-50) y 13.9 KBWPD (P-10) dependiendo de la inyectividad.

Tabla 4. Producción de Aceite Secundario Área Piloto

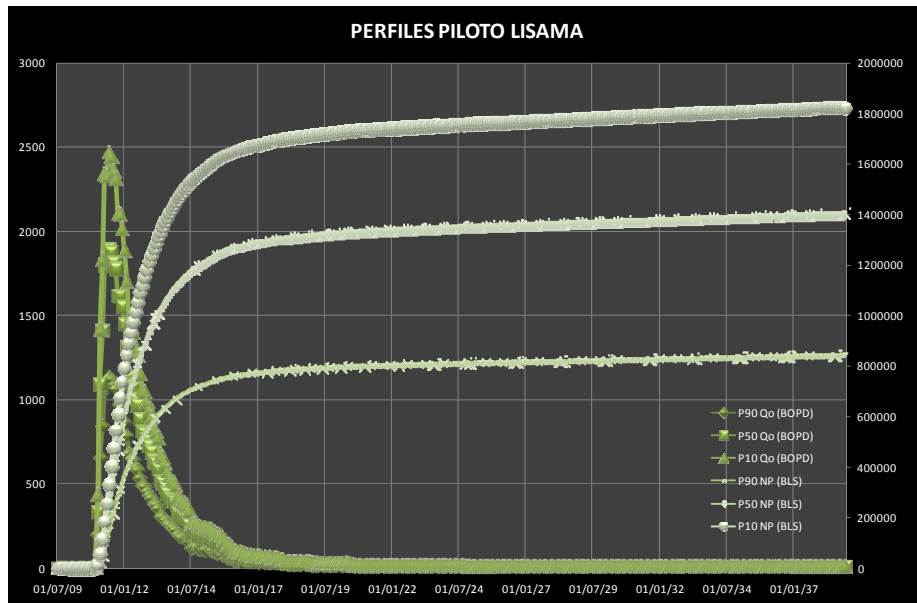
	P 90	P 50	P 10
RPD (MBO)	0,50	0,50	0,50
Nps (MBO)	0,84	1,40	1,82
Wps (MBO)	30,44	50,74	65,96
Wi (MBW)	67,78	112,96	146,85
OOIP (MBO)	26	26	26
FRs	3%	5%	7%

Fuente: Estudio de Factibilidad de Inyección de Agua Lisama. ECOPETROL-ICP.2009.

El proceso de inyección influencia en total a 12 pozos productores, de los cuales cinco se encuentran inactivos por problemas menores (L-8, L-43, L-76, L-87 y L-144) y siete activos (L-44, L-52, L-56, L-62, L-137R, L-145, L-146), a través de 6 pozos inyectores nuevos (INY-1, INY-2, INY-3, INY-4, INY-5, INY-6).

La Figura 21 presenta la predicción realizada de las tasas y los acumulados de petróleo para el patrón de inyección.

Figura 21. Perfiles de Producción y Acumulado de Aceite Secundario del Piloto Lisama



Fuente: Estudio de Factibilidad de Inyección de Agua Lisama. ECOPETROL-ICP.2009.

4.2.5 Simulación numérica. La simulación numérica realizada para el piloto de inyección en el Campo Lisama, fue realizada en el software Eclipse 100. En base a la información de los análisis anteriores y la definición del patrón de inyección se simuló un cuarto de patrón de 5 puntos y cada subzona abierta a inyección en el pozo productor. En total se simularon 43 modelos, cada uno con características diferentes dominadas principalmente por las propiedades estáticas del pozo productor las predicciones se hicieron a 30 años de inyección realizando sensibilidad a la eficiencia vertical entre 30 y 40% y a la inyectividad entre 15 y 20 BD/FT. Los resultados obtenidos fueron similares a los encontrados en la simulación analítica.

5. CONSTRUCCIÓN DEL MODELO

5.1 IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LOS RIESGOS

Uno de los problemas más grandes que enfrenta la evaluación de un proyecto de inversión de éste tipo tiene que ver con la identificación de los riesgos a los que está expuesto el mismo, ya que en muchas ocasiones, sea por omisión o por falta de conocimiento sobre la forma de medirlos, los riesgos no se incluyen dentro de la evaluación, lo que finalmente ocasiona problemas a la hora de analizarlos. Por esta razón es necesario identificar y definir los riesgos asociados al proyecto antes de entrar a evaluarlos y cuantificarlos.

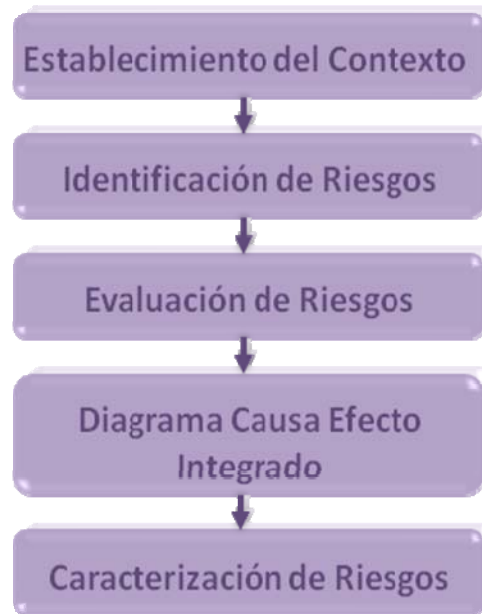
Un proceso de inyección de agua posee diferentes tipos de riesgos, algunos suceden antes de iniciar la ejecución del mismo, es decir en la fase de construcción; y otros en el desarrollo y vida del proyecto. Los mayores riesgos se ven concentrados en las etapas iniciales, que es cuando se requieren altas inversiones de capital y se desconoce la rentabilidad que generará el proyecto.

El proceso de caracterización de riesgos se realizó siguiendo las siguientes etapas mostradas en la Figura 22.

5.1.1 Establecimiento del Contexto. Como en la gran mayoría de tareas a ejecutarse en cualquier tipo de proyectos, la primer etapa corresponde a una planeación de la tarea, para esto es de gran importancia como punto de partida definir el alcance que se debe dar al proceso de gestión de riesgos en el proyecto, de acuerdo con el grado de conocimiento, necesidades y la disponibilidad de recursos. Para el presente proyecto, solo se hará la identificación, caracterización y cuantificación de los riesgos, sin entrar a evaluar el control ó mitigación de los mismos. Cabe aclarar que el grupo de trabajo es consciente de la importancia de

otro tipo de riesgos como lo son los estratégicos, políticos, entre otros, pero para efectos del proyecto solo se evaluarán los riesgos que según el análisis afecten financieramente el proyecto.

Figura 22. Identificación y Caracterización de Riesgos



Fuente: Las Autoras

Esta etapa se realizó mediante una completa revisión bibliográfica, que incluyó no solo estudio de las variables influyentes en proyectos petroleros y en proyectos de inyección de agua, sino además comprensión de las características del proyecto en el Campo Lisama específicamente; determinando así en compañía del grupo de trabajo los parámetros de la evaluación.

5.1.2 Identificación de Riesgos. El proceso de identificación debe responder a las preguntas qué, cómo y porqué se pueden originar hechos que influyen en la obtención de resultados. Existe diferentes formas de realizar ésta identificación de riesgos, como las lluvias de ideas, consultas de expertos ó aplicación del Método Delphi; pero debido a las limitaciones del proyecto, se uso únicamente la consulta a expertos en compañía de una completa revisión bibliográfica. El producto de

esta tarea fue la determinación de la probabilidad de ocurrencia de los diferentes riesgos, para de esta manera seleccionar aquellos a modelar, como se muestra en la Figura 23 y en el Anexo D; la selección de riesgos se realizó en base a la lista de riesgos presentada en el proyecto de grado “Metodología para la Evaluación Económica y Análisis de Riesgo e Incertidumbre de un Proyecto de Inyección de Agua”, y modificada como se mencionó anteriormente, gracias a la revisión bibliográfica y el apoyo de ingenieros de ECP.

Figura 23. Identificación de Riesgos

	Frecuencia (%)	Impacto (%)	Probabilidad F*1
RIESGOS DE ENTORNO			
Agentes climáticos	2	1	2
Problemas de acceso al campo	2	2	4
Aumento de impuestos	1	5	5
Variación de la moneda del país	20	10	200
Incumplimiento de acuerdos establecidos a nivel estatal	1	10	10
Variación del precio del hidrocarburo	20	20	400
RIESGOS FINANCIEROS			
Aumento de las tarifas de prestadores de servicio	5	10	50
Aumento de la tasa de interés	10	10	100
Problemas en el diseño de facilidades	5	10	50
Realizar operaciones no programadas	20	20	400
Aumento en costos del tratamiento de agua	5	10	50
Cierre de pozos	10	20	200
Incremento en la instalación del programa de monitoreo	5	5	25
Mayor contratación de personal	2	10	20
Intervención de la empresa	2	5	10
Problemas financieros de la empresa	2	10	20
Instalación de equipos con mayor capacidad	2	20	40
Perforación de nuevos pozos inyectoros y productores	20	20	400
Alteración del patrón de inyección	10	10	100
Daños en la formación	20	10	200
Daños en los pozos inyectoros	10	20	200
Necesidad de conversión de pozos	10	20	200
Espaciamiento entre pozos	5	20	100
Costos de producción	5	20	100

Fuente: Modificado MEJIA J & PALMA J. Metodología para la Evaluación Económica y Análisis de Riesgo e Incertidumbre en un Proyecto de Inyección de Agua. Universidad Industrial de Santander Bucaramanga 2008.

5.1.3 Evaluación de Riesgos. El mapa construido en la etapa anterior permite valorar cada uno de los riesgos evaluando su probabilidad de ocurrencia mediante el producto entre la frecuencia e impacto de los mismos. Para la evaluación de este Mapa, se contó con el apoyo de expertos pertenecientes a la Unidad de Investigación del ICP (UIN), y al Campo Escuela Colorado, quienes diligenciaron el formato. Es importante aclarar que el cuestionario contiene preguntas que

requieren tanto conocimiento teórico como del Campo Lisama y experiencia en la industria; la cantidad de encuestas es limitada.

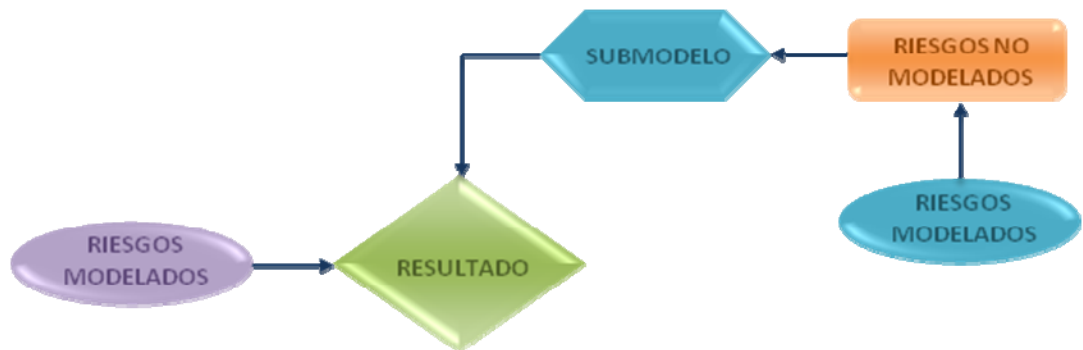
5.1.4 Construcción del Diagrama Causa Efecto Integrado. Como apoyo y complemento a los pasos anteriores de identificación y evaluación de riesgos, se procedió a construir éste diagrama (Ver Figuras 25 y 26), el cual es una forma gráfica de representar el sistema, identificar todos los componentes que ejercen alguna influencia en el funcionamiento del mismo y la interacción entre ellos. El diagrama causa efecto integrado sirve para modelar sistemas en que la variación o introducción de un elemento afecta sobre la cantidad o presencia de otro; se constituyen entonces en una herramienta útil para reflejar incertidumbres, sus causalidades e impactos y además ayudan a estructurar los problemas porque facilitan la comprensión de la situación global a analizar.¹⁶

Las características del diagrama específico para el proyecto de inyección de agua son las siguientes:

- Los riesgos comúnmente se reconocen a partir del efecto que puedan causar en otro aspecto relevante del proyecto, para el presente análisis, los riesgos se identificaron según el impacto en el VPN.
- Las flechas en el diagrama representan las relaciones de causalidad entre variables, por ejemplo en la Figura 25, la flecha que proviene de los OPEX afecta al VPN.
- Los símbolos utilizados en el diagrama representan las diferentes variables como se muestra en la Figura “Símbolos del Diagrama Causa Efecto Integrado”

¹⁶ Bravo, O y Sánchez M. Gestión Integral de Riesgos. Segunda Edición. Pág. 195

Figura 24. Símbolos del Diagrama Causa Efecto Integrado



Fuente: Modificado COLMENARES K & MUÑOZ E.: Análisis de Riesgo e Incertidumbre Aplicado a la Evaluación Económica de un Proyecto de Inyección de Vapor. Universidad Industrial de Santander Bucaramanga 2008.

Las variables “Resultado” representadas por un rombo, incluyen aquellas variables que finalmente evaluarán la rentabilidad del proyecto, como los son el VPN, los OPEX y CAPEX.

Las variables “Riesgo Modelado” representadas por un ovalo, son aquellos riesgos que se incluyen en el modelo, tienen una distribución de probabilidad asociada y sus parámetros se solicitan al usuario.

Las variables “Riesgo No Modelado” representadas por un rectángulo, son aquellas que a pesar de ser aleatorias no se tienen en cuenta en el modelo debido a diferentes factores como dificultad para determinar su comportamiento.

Los “Submodelos” son variables que representan pequeños resultado y se pueden modelar, ó su valor depende de variables modeladas.

- Los colores utilizados en el diagrama representan la clasificación de los riesgos así:

Riesgo del Entorno (Naranja), son aquellos que no pueden ser controlados por el proyecto, el diagrama incluye dentro de esta clasificación el precio del crudo, la inflación y la fluctuación del dólar.

Riesgos Operacionales (Azúl), se refiere a todos aquellos obstáculos u oportunidades que se presentan en la operación del día a día, y que impiden alcanzar los objetivos y metas trazados. 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 riesgos evaluados son la Producción, los Problemas Operacionales, la Evaluación Técnica y Retrasos en la Ejecución.

Riesgos Financieros (Morado), el diagrama solo representa un riesgo financiero, la Tasa de Descuento”, aunque como se ha mencionado antes, el modelo pretende determinar la afectación financiera de todos los riesgos evaluados.

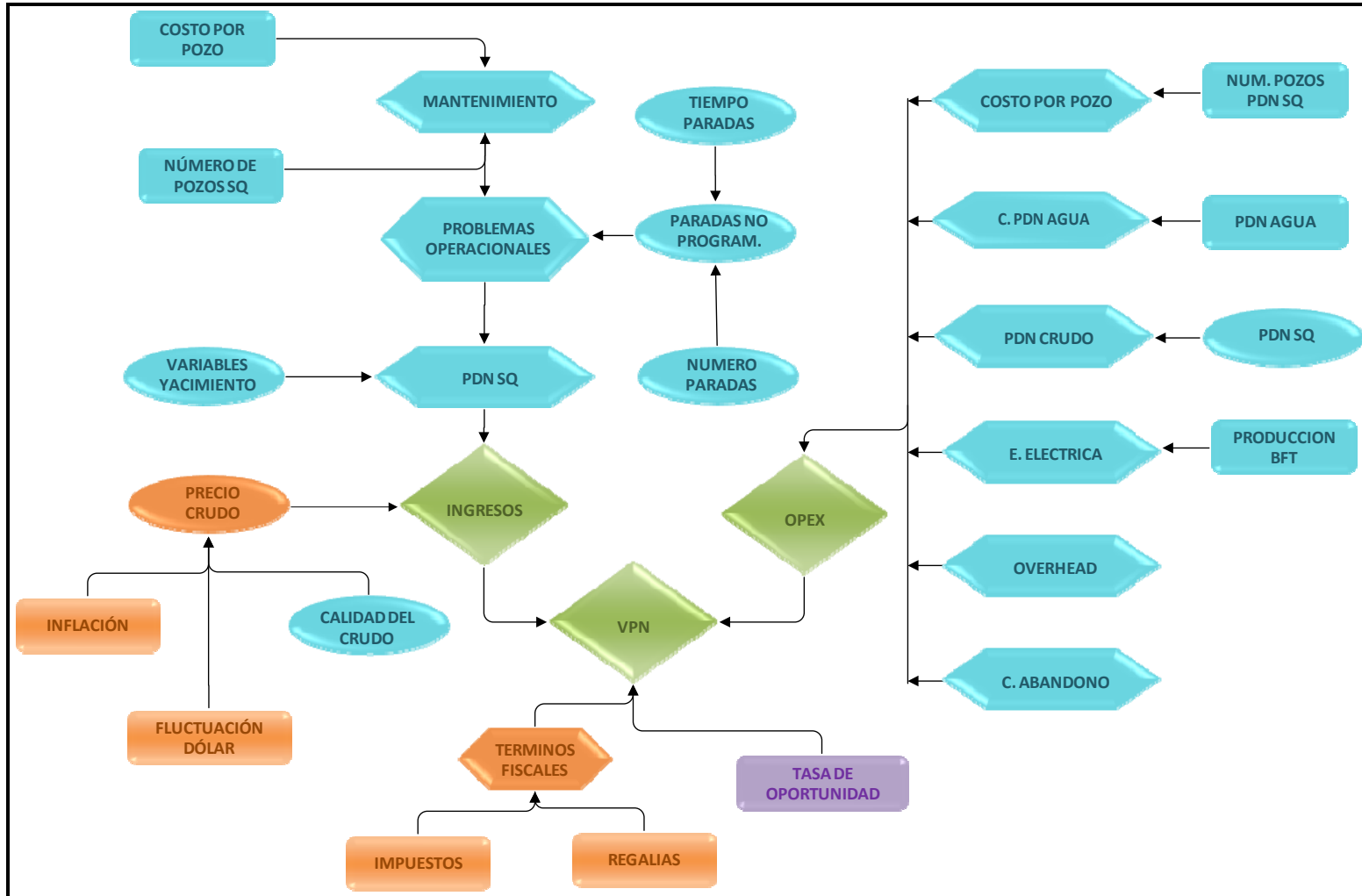
Finalmente los Resultados se representarán con el color verde.

5.2 MODELO FINANCIERO

“La construcción de un modelo pretende representar el mundo real con fines de experimentación”¹⁷; un modelo financiero es una herramienta de gestión administrativa que permite proyectar posibles resultados en base a decisiones que se planea tomar en el presente, de ésta forma se logra responder dudas acerca de “¿Qué pasaría si?”, apoyando el proceso de toma de decisiones empresariales. Algunos de los beneficios principales de este tipo de modelo son:

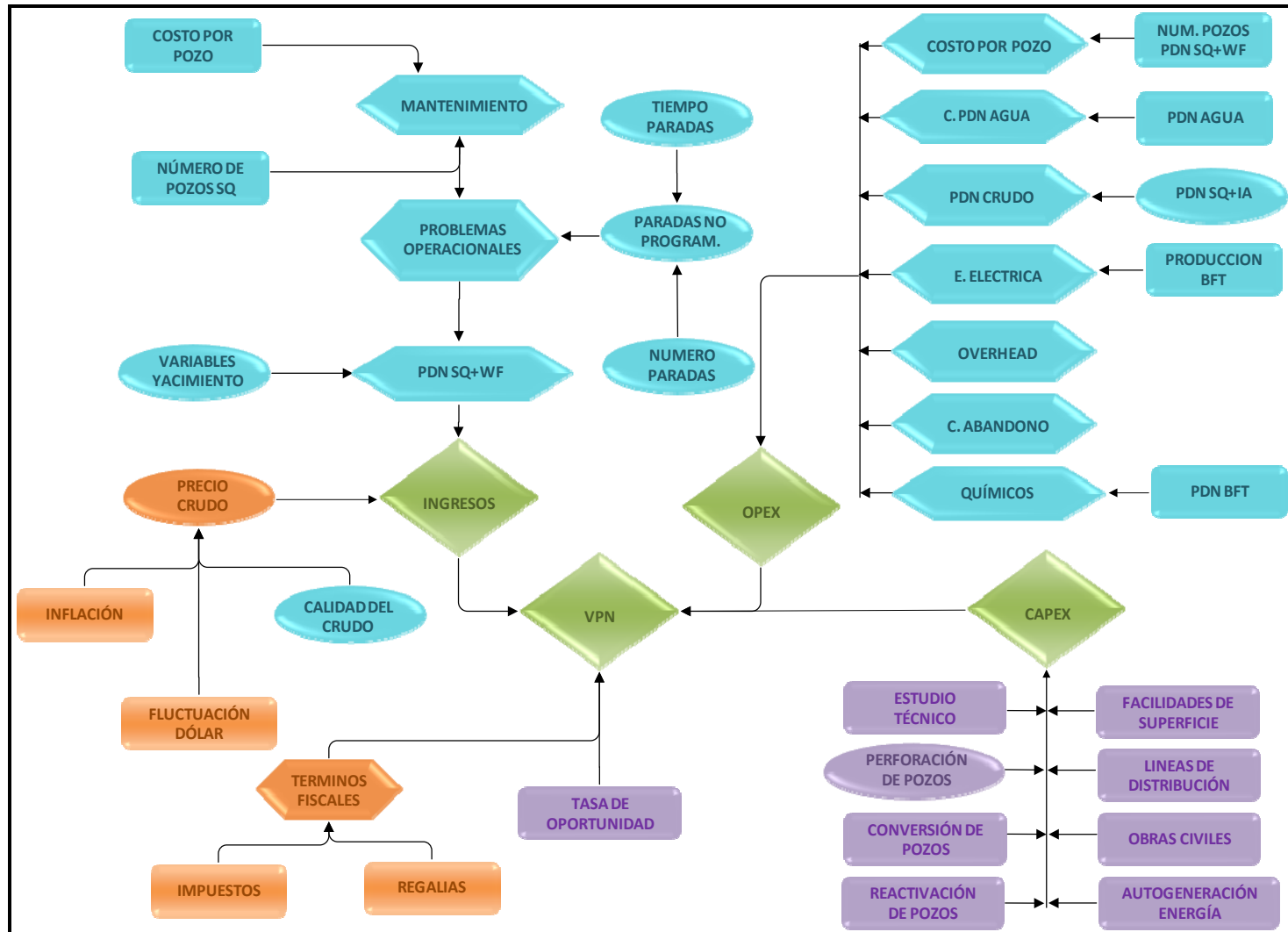
¹⁷ HOGG, Neil. Decisiones Empresariales Basadas en Modelos Financieros. Ediciones Folio. Barcelona 1994. Pág. 23.

Figura 25. Diagrama causa efecto integrado SQ



Fuente: Las Autoras

Figura 26. Diagrama causa efecto integrado WF



Fuente: Las Autoras

- Combina información financiera y no financiera, por ejemplo, en el presente proyecto se dedica un módulo a la proyección de la producción incremental de petróleo mediante la aplicación de la técnica de inyección de agua.
- Permite determinar la influencia tanto de variables determinadas, como de la interacción de las mismas, en el resultado del proyecto.
- Facilita a los tomadores de decisiones visualizar los posibles resultados del proyecto en términos financieros.
- Presenta un rango de posibles requerimientos y rendimientos financieros, permitiendo al inversionista evaluar sus opciones.

Un modelo en general está compuesto por tres partes principales, que son los datos, es decir los diversos tipos de información que se introducen en el modelo; la lógica del modelo, que corresponde a las relaciones del modelo que transforman los datos en resultados y por último los resultados. Del buen manejo y claridad en cada una de las partes se basa el éxito del modelo.

5.3 MODELO FINANCIERO PROBABILÍSTICO PARA EL PILOTO DE INYECCIÓN DE AGUA EN EL CAMPO LISAMA

El modelo financiero probabilístico es una herramienta desarrollada con el propósito de evaluar el impacto financiero de realizar un proyecto recobro mejorado mediante inyección de agua en el Campo Lisama. Para definir dicho proyecto se emplean variables financieras, macroeconómicas, técnicas, operacionales, y de mercado.

El modelo se desarrolla en Crystal Ball®¹⁸, un software que trabaja como un complemento de Excel permitiendo utilizar entre otros métodos la Simulación de

¹⁸ Descarga versión de prueba. En línea:
http://www.oracle.com/technology/software/products/bi/performance-management/111130/crystallball_111130.html

Montecarlo para crear múltiples escenarios, cada uno de estos es una combinación particular de variables que se traduce en proyecciones anuales de ingresos y egresos. Estas proyecciones se combinan con otros factores esencialmente de índole financiero, para ser traducidas en medidas de factibilidad económica como lo son el Valor Presente Neto (VPN); la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Payback del proyecto.

El modelo financiero realiza un paralelo entre dos escenarios principales, el primero es llamado “Status Quo” que corresponde al campo en las condiciones actuales y el segundo es llamado “Waterflooding” que representa el piloto de inyección de agua, la comparación permite visualizar el aporte del proyecto al desarrollo del campo. El modelo financiero fue desarrollado sobre una base del modelo del flujo de caja y por tanto los cálculos de rentabilidad se fundamentan en los flujos proyectados de efectivo disponibles tanto para el Status Quo, como para el escenario Waterflooding. La información contenida en el flujo de caja, proviene básicamente del cálculo de los OPEX, CAPEX, producción de crudo base e incremental y precio del crudo.

Es importante resaltar que en ningún momento se pretende dar una respuesta definitiva respecto a que curso de acción tomar, el modelo financiero es una herramienta que apoya el proceso de toma de decisiones y por ende solo los inversores en base a los estudios tanto técnicos, como operativos y financieros podrán determinar la mejor forma de ejecutar el proyecto.

5.3.1 Recolección de Datos y Lógica del Modelo. La información contenida en cada uno de los módulos del Modelo, fue recopilada gracias a la colaboración y asesoría del Equipo de la Gerencia de Yacimientos Ecopetrol Bogotá, Superintendencia de Mares Ecopetrol El Centro, la Unidad de Investigación del Instituto Colombiano del Petróleo ICP y Campo Escuela Colorado UIS-ICP;

además de la revisión bibliográfica de tesis enfocadas al Campo Lisama y la asesoría de expertos en el tema.

La lógica del modelo se fundamenta en un análisis de flujo de caja libre incremental. Para analizar el proyecto, se desarrolla un escenario inicial que como ya se menciona es llamado Status Quo, que se compara con el escenario Waterflooding en el cual se desarrolla el proyecto a evaluar. Para cada escenario, se estiman los resultados financieros desde el inicio del piloto de inyección de agua con una duración total de 30 años.

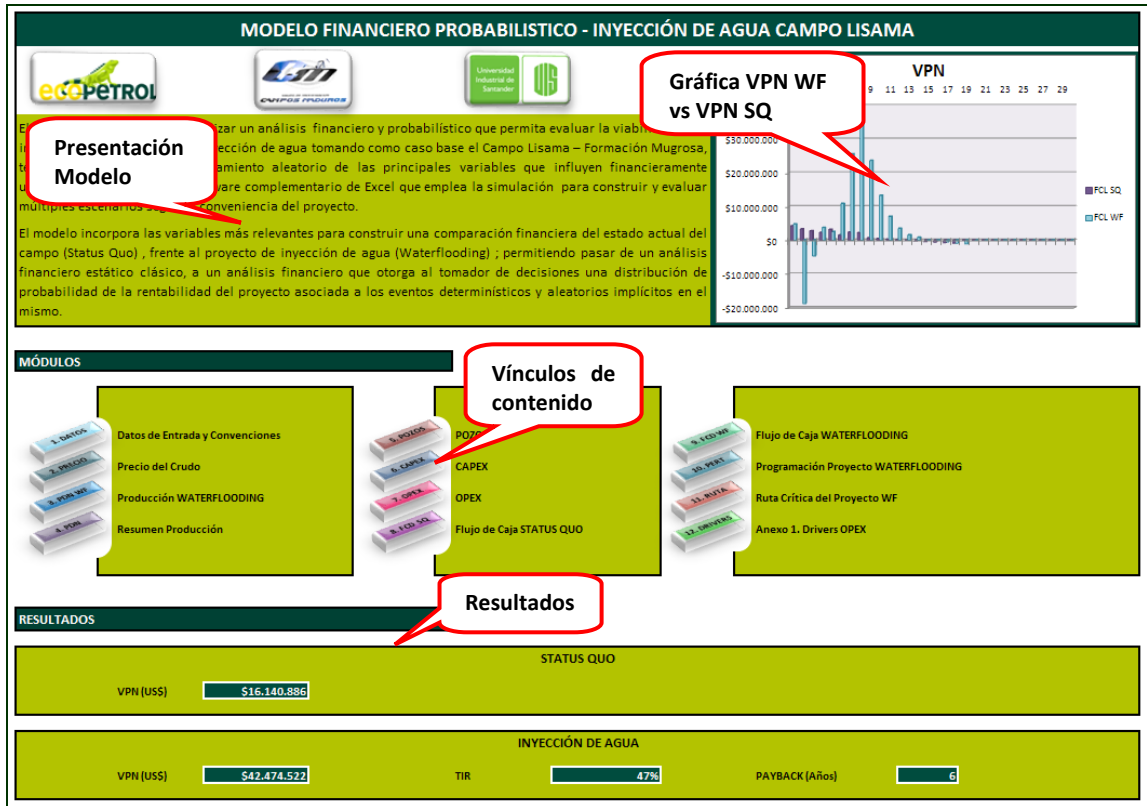
En base a los flujos de efectivo estimados y a una tasa de oportunidad definida por Ecopetrol S.A se calcula el VPN para cada escenario, es necesario anotar que todos los cálculos se hacen en dólares constantes, lo que significa que los valores involucrados no se encuentran afectados por la inflación y otras variables macroeconómicas.

A continuación se explica el contenido de cada módulo, así como sus fuentes de información:

MODULO 1. PRESENTACIÓN DEL MODELO

El primer módulo tiene como fin dar una introducción y centrar al usuario en el objetivo del modelo, así como presentar un índice de los diferentes módulos a los cuales se podrá acceder con el fin de realizar nuevos cálculos y estimaciones. Por otra parte presenta los resultados comparativos de la rentabilidad del Campo Lisama en las condiciones actuales y con el proyecto de Inyección de agua reflejados en el VPN; así como la TIR y el Payback para el escenario Waterflooding.

Figura 27. Módulo Presentación del Modelo



Fuente: Las Autoras.

MODULO 2. DATOS DE ENTRADA Y CONVENCIONES

En este módulo el usuario debe introducir algunos de los principales datos que alimentarán los módulos posteriores, también deberá introducir valores para un grupo de variables, los cuales son, en muchos casos, resultado de otros análisis o cifras que representan el mejor conocimiento de expertos del tema en particular.

Como primera medida se encuentra la celda de “ÓPTICA”, en la cual se encuentran dos opciones, la óptica “CLÁSICA ECOPEPETROL” que presenta valores establecidos por la empresa y la óptica “GENERAL”, permite al usuario evaluar el proyecto teniendo en cuenta parámetros diferentes según su conveniencia. Una




vez seleccionado el tipo de óptica se debe diligenciar las casillas correspondientes a Precio de Crudo, Tasa de Descuento y Limite Económico.

Figura 28. Módulo Datos de Entrada y Convenciones

Fuente: Las Autoras.

Para una buena utilización del modelo es necesario que el usuario conozca las diferentes convenciones utilizadas dentro del mismo para representar diferentes eventos; las convenciones son las que se presentan en la Tabla 5.

Tabla 5. Convenciones

	Convención	Significado
	Variable de entrada de Crystal Ball	Define supuestos para las variables de entrada, utilizando distribuciones de probabilidad.
	Variable de salida de Crystal Ball	Son las variables que desean modelarse, por lo general contienen fórmulas que dependen de los supuestos.
	Variable Usuario	Son aquellas variables que el usuario podrá manipular y cambiar.
↓	Celdas Agrupadas	Existen celdas agrupadas en la celda.
Otros**	Valor sin detalle	En caso de no poder obtener costos al detalle, los costos globales obtenidos deben introducirse en las celdas denominadas de esta manera.

MÓDULO 3: PRECIO DEL CRUDO:

Figura 29. Módulo Precio del Crudo

PRECIO DEL CRUDO										
Portafolio ECOPETROL										
	Unidades	Valor								
Precio Promedio ECOPETROL	(USD/BI)	69,31	69,31	69,31	69,31	69,31	69,31	69,31	69,31	69,31
Precio Promedio Crudo Cañolímón	%	0,96	\$66,54	\$66,54	\$66,54	\$66,54	\$66,54	\$66,54	\$66,54	\$66,54
Ajuste por Calidad Crudo Lisama	%	0,91	\$67,45	\$67,45	\$67,45	\$67,45	\$67,45	\$67,45	\$67,45	\$67,45
Tarifa de Transporte	(USD/BI)	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16
Precio Lisama	(USD/BI)		\$65,29	\$65,29	\$65,29	\$65,29	\$65,29	\$65,29	\$65,29	\$65,29
Portafolio Proyectado										
VARIACIÓN	MEDIA	0,00715782	0,040145002	0,17118557	0,33634145	-0,04063956	-0,02259291	0,1198428	-0,00821532	
	DESVIACIÓN	0,0733944								
SALTO(+)	PROBABILIDAD	0,1								
	VALOR	0,32543152	0	0	0,3255	0,3255	0	0,3255	-0,34	
	PROBABILIDAD	0,1								
	VALOR	-0,34013616								
	Unidades	Valor	1	2	3	4	5	6	7	
Precio Promedio WTI	(USD/BI)	69,31	72,09245006	84,4336035	127,175632	161,720636	158,066897	234,626856	153,581552	
Precio Promedio Crudo Cañolímón	%	0,96	\$69,22	\$81,06	\$122,10	\$155,27	\$151,76	\$225,26	\$147,45	
Ajuste por Calidad Crudo Lisama	%	0,91	\$70,13	\$81,97	\$123,01	\$156,18	\$152,67	\$226,17	\$148,36	
Tarifa de Transporte	(USD/BI)	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	
Precio Lisama	(USD/BI)		\$67,97	\$79,81	\$120,85	\$154,02	\$150,51	\$224,01	\$146,20	
PROMEDIO PRECIO WTI	(USD/BI)		197,249304							

Fuente: Las Autoras.

Dentro de la identificación de las variables que afectan el resultado de la rentabilidad del proyecto de Inyección de Agua, el precio del petróleo se encuentra como una de las principales.

En este módulo la primer opción de cálculo del precio se realiza bajo el escenario de óptica “CLÁSICA ECOPETROL” en el cual se toma un valor de 50 dólares por barril de crudo, precio que se compara con el Marcador de Caño limón, esto con el fin de tener en cuenta el costo de oportunidad de utilizar el crudo de Lisama para un fin diferente a la exportación calculado como el precio promedio mensual de exportación del Crudo (FOB-Puerto Coveñas); para este caso es el 91% sobre el precio WTI.

Seguidamente se hace el ajuste por calidad del crudo Lisama, en donde “se compara en términos del API y porcentaje de azufre las calidades del marcador y

del crudo aplicando una bonificación o penalización al precio según se entregue mejor o peor calidad que la del marcador”¹⁹, para el crudo Lisama este ajuste corresponde al 90.86%. Seguidamente se hace un descuento por el Transporte que se determina como la sumatoria de las tarifas establecidas por el ministerio de minas y energía para los oleoductos entre el puerto de Coveñas y el sitio de entrega del crudo, este valor es de 2.16 dólares por cada barril transportado.

Los valores como el descuento por el Precio promedio del marcador para Lisama, el ajuste por calidad del crudo Lisama y la tarifa de transporte, fueron obtenidos del proyecto “Predicción analítica de la Inyección de agua en el área norte del campo Lisama- usando el método de Craig Geffen Morse” del año 2008.

La segunda opción pertenece a la óptica “GENERAL”, que realiza una proyección del Precio del petróleo WTI, en la cual se pretende reflejar la futura variación del precio teniendo en cuenta información histórica del mismo. Para efectos de este cálculo se siguió la metodología planteada en el proyecto de grado “Análisis Financiero de la Conversión de Vehículos Diesel a GNV en la ciudad de Bucaramanga utilizando Proyecciones de Mercados y Simulación con un Modelo Browniano Geométrico con Reversión a la Media”²⁰; este cálculo se explica con mayor detalle en el Anexo A.

MÓDULO 4: PRODUCCIÓN WATERFLOODING

El Método Bush & Helander consiste en una predicción estadística empírica de la tasa de recobro en procesos de inyección de agua.²¹ Dicha predicción logra

¹⁹ ECOPETROL. Vicepresidencia de suministro y mercadeo. Oferta mercantil de compra de crudo. En línea: www.ecopetrol.com.co/documentos/38571_Compracrudo.doc

²⁰ PINTO Carlos y TORO Juan. Análisis Financiero de la Conversión de Vehículos Diesel a GNV en la Ciudad de Bucaramanga Utilizando Proyecciones de Mercados y Simulación con un Modelo Browniano Geométrico con Reversión a la Media. Universidad Industrial de Santander Bucaramanga 2008

²¹ CASTRO R. & GORDILLO G. Historia y Criterios Empíricos en la Aplicación de Inyección de Agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Universidad América. 2005.

MÓDULO 5: PRODUCCIÓN

El Módulo número cinco llamado “Producción” reúne tanto la Producción del Status Quo, como la Producción Waterflooding.

Figura 31. Módulo Producción.

PRODUCCIÓN									
Producción STATUS QUO									
	Mínimo	Más Probable	Máximo						
Coefficiente de Paradas SQ	0,5%	2,0%	3,5%	1,32%					
Años	Unidades	0	1	2	3	4	5	6	
Producción	(BBLO/año)		162.498	142.882	125.762	110.805	97.737	86.30	
Paradas No Programadas	(BBLO/año)		2.142	1.884	1.658	1.461	1.288	1.113	
Producción Total	(BBLO/año)		160.356	140.998	124.104	109.344	96.449	85.16	
Producción Agua	(BBLW/año)		0	0	0	0	0	0	
Producción BFT	(BFT/año)			140.998	124.104	109.344	96.449	85.163	
Producción WATERFLOODING									
	Mínimo	Más Probable	Máximo						
Coefficiente de Paradas WF	0,5%	3,0%	4,0%	2,80%					
Años	Unidades	0	1	2	3	4	5	6	
Producción incremental	(BBLO/año)	0	8.928	831.584	1.890.589	1.856.466	1.721.641	1.596.60	
Paradas No Programadas Crudo	(BBLO/año)	0	118	10.963	24.924	24.474	22.697	21.04	
Producción Total	(BBLO/año)	-	8.811	820.621	1.865.665	1.831.992	1.698.944	1.575.55	
Producción Agua	(BBLW/año)	0	0	0	1.887.086	3.348.882	3.483.707	3.608.74	
Paradas No Programadas Agua	(BBLW/año)	0	0	0	52.863	93.813	97.590	101.09	
Producción Total Agua	(BBLW/año)	-	-	-	1.834.223	3.255.069	3.386.117	3.507.648	
Producción BFT	(BFT/año)	-	8.811	820.621	3.699.888	5.087.061	5.085.061	5.083.207	

Fuente: Las Autoras.

Producción Status Quo

La producción del Status Quo fue obtenida de la curva base del caudal de aceite, provista por el ingeniero de yacimientos del área, de la cual se obtuvo el dato de producción anual durante la vida del proyecto. Sobre este dato se hizo un descuento por la Paradas no programadas que castigan la producción por diversos motivos como lo son (Limpieza de arena, reacondicionamiento del pozo, pesca, entre otros); aunque en el diagrama causa efecto integrado se muestra que las paradas no programadas afectan directamente al decremento de la producción y significan un sobrecosto por mantenimiento, este coeficiente fue modelado únicamente como un decremento a la producción; ya que los eventos de

mantenimiento son muy variables y dependen de las condiciones operativas de cada pozo. El cálculo del coeficiente de paradas se muestra con detalle en el Anexo C. Además se enuncia la producción de agua en el SQ aunque en la producción Primaria del Área Lisama ésta se considera despreciable, debido al bajo factor de recobro en los pozos del piloto.

Producción Waterflooding

Para este caso se muestra el resumen de las producciones de cada uno de los años provenientes del Módulo “Producción WF” tanto de la predicción de aceite como de agua, a estos valores al igual que en el SQ se les hace un descuento por paradas no programadas; las cuales se incrementan debido a que la técnica de inyección de agua altera las propiedades del yacimiento lo que significa que es probable que se tengan más paradas.

MODULO 6: POZOS

Figura 32. Módulo POZOS

POZOS				
Descripción	Unidad	Costo Unitario	Cantidad	Costo Total
Perforación y Completamiento				\$ 21,982,004
Pozo Productor ↓	USD/Pozo	\$ 1.934.819	1	\$
Pozo Inyector ↓	USD/Pozo	\$ 1.934.819	8	\$
Pozo de Abastecimiento	USD/Pozo	\$ 700.000		\$
Conversión de Pozos				\$
Pozo Productor a Pozo Inyector	USD/Pozo	\$ 300.000		\$
Pozo Inyector a Pozo Productor	USD/Pozo	\$ 300.000		\$
Pozo de Abastecimiento a Pozo Productor	USD/Pozo	\$ 300.000		\$
Workover				\$
Pozo Productor ↓				\$ -
Pozo Inyector ↓				\$ -
Wellservice				\$ -
Pozo Productor ↓				\$ -
Pozo Inyector ↓				\$ -
Reactivación				\$ 3.537.768
Servicio de WO Pozos Productores	USD/Pozo	\$361.376	5	\$1.806.882
Cambio Equipo de Levantamiento Pozos Productores	USD/Pozo	\$288.481	6	\$1.730.885
TOTAL CAPEX (USD)				\$ 25.520.771

Costos Unitarios referentes a pozos

Fuente: Las Autoras.

El Módulo “Pozos” recopila la principal información de costos de inversión y costos operativos de los pozos. Entre estos se encuentra la perforación y el completamiento como uno de los costos más significativos dentro de una inversión. Para efectos del proyecto de Inyección de agua se tienen en cuenta también los costos de conversión y reactivación de pozos.

Adicionalmente se listan los costos de Workover, que pueden ser tanto operativos como de inversión, estos son entendidos como trabajos de reparación y mantenimiento que se hacen en el pozo y alteran las propiedades del yacimiento, entre estos se encuentran trabajos de acidificación, cañoneo, estimulación, entre otros. Por otra parte están los trabajos de Wellservice, estos trabajos son mantenimientos mecánicos periódicos que no afectan las propiedades del yacimiento, algunos de estos trabajos son cambio de bomba, cambio de varilla, flushing y limpieza de arena. Los datos tanto de Workover como de Wellservice se obtuvieron de una manera global para la evaluación del piloto y provienen de la hoja “DRIVERS OPEX” que contiene costos de los campos Casabe y La Cira los cuales tienen proceso de recobro mediante inyección de agua.

MODULO 7: CAPEX


Los Capex “Capital Expenditures” son las erogaciones que los inversionistas hacen para llevar a cabo el proyecto. Dentro de este modulo se detallan las principales inversiones para el piloto de inyección de agua; entre estas están el estudio técnico, la inversión de los pozos que proviene del módulo inmediatamente anterior, las facilidades de superficie, las líneas de distribución, las obras civiles y otras inversiones como son las recuperaciones ambientales y la interventoría. Estos datos provienen de estimaciones hechas por la Gerencia de Yacimientos en Bogotá para el Piloto de Inyección de Agua. Cabe notar que debido a que el estudio técnico se encuentra en la fase de Ingeniería básica se presentan casillas

en blanco, debido a que no se encuentra la información hasta el momento, ésta se obtendrá mediante la Ingeniería de Detalle.

Figura 33. Módulo CAPEX

CAPEX WF				
DESCRIPCIÓN		Unidad	COSTO	
Estudio Técnico ↓		USD	\$430.394	
Pozos **		USD	\$2.601.950	
Facilidades de Superficie ↓		USD	\$2.249.162	
Líneas de Distribución ↓		USD	\$2.249.162	
DESCRIPCIÓN	Unidad	Costo Unitario	Cantidad	Costo Total
Línea de Inyección Estación	USD/Km	\$124.936	16	\$1.998.976
Líneas de Producción	USD/Km	\$30.464	2	\$45.696
Líneas de Agua de Inyección	USD/Km	\$41.888	3	\$113.098
Líneas de Agua de Captación	USD/Km	\$30.464	3	\$91.392
Obras civiles ↓		USD	\$4.040.854	
Locaciones Pozos Productores Existentes	USD/m2	\$8	48.000	\$394.963
Locaciones Pozos Productores Nuevos	USD/m2	\$20	10.000	\$197.634
Locaciones Pozos Inyectores Nuevos	USD/m2	\$20	80.000	\$1.581.075
Locaciones Pozos Captadores	USD/m2	\$20	3.000	\$59.290
Adecuaciones Vías Existentes	USD/Km	\$72.751	11	\$811.176
Construcción Vías nuevas	USD/Km	\$191.676	5	\$996.716
Otros ↓		USD	\$833.117	
CAPEX DESPRECIABLE		USD	\$8.891.966	
TOTAL CAPEX		USD	\$10.155.477	

Simulación
variación
costos pozos



Fuente: Las Autoras.

MODULO 8: OPEX

El módulo de “Operational Expenditures” comprende los costos operativos que deberán ser suplidos durante la vida productiva del proyecto.

Opex Status Quo

Es necesario aclarar que en la industria petrolera, los costos operativos se clasifican de una manera diferente; así²²:

²² Bravo & Sánchez. Curso “Toma de decisiones bajo condiciones de riesgo e incertidumbre en la industria petrolera”. El Flujo de caja en la Industria Petrolera.pdf

Figura 34. Módulo OPEX

OPEX										
OPEX STATUS QUO										
NÚMERO DE POZOS										
NÚMERO DE POZOS LISAMA		11								
NÚMERO DE POZOS NUTRIA		6								
Costo Unitario	Unidades	1	2	3	4	5	6	7		
Costo por pozo	\$230.827 \$USD/Pozo Año	\$ 2.032.945	\$ 2.032.945	\$ 2.032.945	\$ 2.032.945	\$ 2.032.945	\$ 2.032.945	\$ 2.032.945	\$ 2.032.945	\$ 2.032.945
Servicio y Mantenimiento ↓	\$230.827 \$USD/Pozo Año	\$ 2.032.945	\$ 2.032.945	\$ 2.032.945	\$ 2.032.945	\$ 2.032.945	\$ 2.032.945	\$ 2.032.945	\$ 2.032.945	\$ 2.032.945
Materiales y suministros	\$0 \$USD/Pozo Año	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Monitoreo	\$0 \$USD/Pozo Año	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Otros**	\$0 \$USD/Pozo Año	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costos unitarios OPEX										
Costos Producción Crudo y Tratamiento	\$2 \$USD/BBLO Año	\$ 246.370	\$ 217.068	\$ 191.469	\$ 169.064	\$ 149.422				
Producción	\$ - \$USD/BBLO Año	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Tratamiento	\$ - \$USD/BBLO Año	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Otros**	\$ 2,00 \$USD/BBLO Año	\$ 318.336	\$ 279.907	\$ 246.370	\$ 217.068	\$ 191.469	\$ 169.064	\$ 149.422		
Energía Eléctrica	\$0,38 \$USD/BFT Año	\$ 60.631	\$ 53.312	\$ 46.924	\$ 41.343	\$ 36.468	\$ 32.201	\$ 28.459		
Costo Producción Agua	\$0,10 \$USD/BBLW	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Administrativos	\$2.000 \$USD/Año	\$ 2.000	\$ 2.000	\$ 2.000	\$ 2.000	\$ 2.000	\$ 2.000	\$ 2.000	\$ 2.000	\$ 2.000
Monitoreo y seguimiento Calidad Ambiental	\$ 2.000 \$USD/Año	\$ 2.000	\$ 2.000	\$ 2.000	\$ 2.000	\$ 2.000	\$ 2.000	\$ 2.000	\$ 2.000	\$ 2.000
Mano de Obra Admin y Operativa ↓	\$ - \$USD/Año	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Costo de Abandono	\$30.000 \$USD/Año	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
TOTAL OPEX SQ	\$288.448 \$USD/Año	\$ 2.598.997	\$ 2.555.181	\$ 2.516.897	\$ 2.483.452	\$ 2.454.180	\$ 2.428.518			
VARIACIÓN OPEX SQ	1,0%									

Fuente: Las Autoras.

- Costos por pozo: Son directamente proporcionales al número de pozos, dentro de este costo se encuentra el servicio y mantenimiento, los materiales y suministros y el monitoreo.
- Costos dependientes de la producción: Corresponde a la producción y tratamiento de crudo y agua , que varían en función de la producción respectiva y la energía eléctrica que cambia en función de los barriles de fluido total; es decir de la suma de aceite más agua.
- Costos Fijos: Incluyen los costos administrativos, ambientales y el costo de abandono.

Opex Waterflooding

Los costos operativos para el proyecto de Inyección de agua en su estructura son muy parecidos a los del Status Quo, se diferencian porque aparecen los costos asociados a la creación de pozos inyectoros con las mismas subdivisiones de servicio y mantenimiento, materiales y suministros y monitoreo.

En la información que se encuentra en los OPEX los “Costos por Pozo”, “Energía Electrica”, tanto para el SQ y WF; y “Costos por pozo inyector”, “Costo de agua y tratamiento” y “Químicos” para los OPEX del WF provienen de la hoja “DRIVERS OPEX” suministrados por Ecopetrol S.A. Así mismo el costo referente a “Costo de producción de crudo y tratamiento” se obtuvo del capítulo de Análisis Económico del proyecto de grado ““Predicción analítica de la Inyección de agua en el área norte del campo Lisama- usando el método de Craig Geffen Morse”, el cual obtuvo sus datos de la consulta a ingenieros de Ecopetrol S.A., encargados del área financiera.

MODULO 9: FLUJO DE CAJA SQ

Figura 35. Módulo FCL SQ.

FLUJO DE CAJA SQ							
TASA DE OPORTUNIDAD	12%	IMPUESTOS		35%	REGALIAS		20%
INGRESOS	Unidades	1	2	3	4	5	6
Producción	Bbl/Año	157.340	138.346	121.140	107.287	93.835	83.561
Ventas Aceite	USD/Año	\$9.231.301	\$9.033.148	\$7.950.832	\$7.005.188	\$4.553.149	\$5.456.021
Regalias (-)	USD/Año	\$1.846.260	\$1.806.630	\$1.610.630	\$1.410.630	\$1.210.630	\$1.091.204
TOTAL INGRESOS	USD/Año	\$7.385.041	\$7.226.518	\$6.340.202	\$5.594.558	\$3.342.519	\$4.364.817
TOTAL OPEX (-)	USD/Año	\$2.563.869	\$2.515.751	\$2.410.000	\$2.310.000	\$2.210.000	\$2.376.958
EBITDA	USD/Año	\$4.821.172	\$4.710.767	\$3.930.202	\$3.284.558	\$1.132.519	\$1.987.858
Depreciación (-)	USD/Año						
Amortización (-)	USD/Año						
EBIT	USD/Año	\$4.821.172	\$4.710.767	\$3.886.909	\$3.167.084	\$1.237.507	\$1.987.858
Impuestos (-)	USD/Año	\$1.687.410	\$1.648.768	\$1.360.418	\$1.108.480		
UTILIDAD NETA	USD/Año	\$3.133.762	\$3.061.998	\$2.526.491	\$2.058.605	\$1.237.507	\$1.987.858
Depreciación	USD/Año						
Amortización (-)	USD/Año						
FLUJO DE CAJA LIBRE	USD/Año	\$3.133.762	\$3.061.998	\$2.526.491	\$2.058.605	\$1.237.507	\$1.987.858
VPN SQ	USD/Año	\$10.188.648					

Impuestos y Regalias deben ser ingresados por el usuario

FCL SQ (variables de salida)

VPN SQ (variable de salida)

Fuente: Las Autoras.

Este módulo pretende evaluar financieramente el área de estudio si no se hiciera el proyecto de recobro mejorado, mediante el cálculo del VPN. La tasa de oportunidad con la cual se evaluará el proyecto proviene del módulo “DATOS Y CONVENCIONES”, el cual para la óptica CLÁSICA ECOPETROL presenta una lista desplegable con tres posibles tasas de oportunidad, 10% que corresponde a la evaluación en dólares constantes de proyectos integrados, 12% y 15% correspondiente a proyectos de Exploración y producción en dólares constantes y corrientes respectivamente.²³ Los descuentos por impuestos (causados sobre los flujos positivos antes de impuestos e intereses) y regalías son del 35% y 20% respectivamente (son menores en proyectos de recuperación secundaria), correspondientes a la óptica CLÁSICA ECOPETROL. El límite económico corresponde a la mínima producción bajo la cual se mantendría en marcha un determinado proyecto, en este caso 3 BBO diarios es la cifra bajo la cual el proyecto se estima todavía rentable. Finalmente el método de depreciación utilizado es en línea recta a 10 años. Aunque cabe aclarar que en este escenario no se presentan ya que estos bienes se consideran depreciados.

MODULO 10: FLUJO DE CAJA WF

La base de este módulo es muy similar a la del Status Quo, variando como primera medida con la aparición de los “CAPEX”, además de un nuevo Inicio del proyecto que representa el momento en que se empieza la inyección de agua y calculado en el Módulo “PROGRAMACIÓN PROYECTO”. Por su parte la tasa de oportunidad, los impuestos el límite económico y la depreciación se mantienen fijos, variando únicamente el monto por regalías, ya que por ser un proyecto de expansión recibe un descuento con unas regalías finales de 8%. Finalmente, este módulo evalúa además del VPN, la TIR y el Payback.

²³ CASTRO Romero, Jaime. Maestría en Ingeniería Industrial: Modelo de Valoración Integrado Estocástico para la Selección de Alternativas de Recobro Mejorado en el Campo Galán San Silvestre de Ecopetrol S.A. Universidad de Los Andes. Bogotá 2007.

Figura 36. Módulo FCL WF

FLUJO DE CAJA WF													
TASA DE OPORTUNIDAD		12%		IMPUESTOS		35%		REGALIAS		8%		DEPRECIACION	
Periodo	Unidades	1	2	3	4	5	6	7	8	9			
Inicio del proyecto		0	0	0	1	2	3	4	5	6			
Producción	Bbl/Año	160.356	140.998	124.104	109.344	96.449	85.163	75.269	66.587	58.969			
Producción Incremental	Bbl/Año	0	0	0	8.811	820.621	1.865.665	1.831.992	1.698.944	1.575.559			
Ventas Aceite	USD/Año	\$ 10.470.210	\$ 9.206.289	\$ 8.103.229	\$ 7.714.738	\$ 59.878.882	\$ 127.376.783	\$ 124.532.097	\$ 115.278.044	\$ 106.724.382			
Regalías (-)	USD/Año	\$ 837.617	\$ 736.503	\$ 648.258	\$ 617.179	\$ 4.790.311	\$ 10.190.143	\$ 9.962.568	\$ 9.222.244	\$ 8.537.951			
TOTAL INGRESOS	USD/Año	\$ 9.632.593	\$ 8.469.786	\$ 7.454.970	\$ 7.097.559	\$ 55.088.571	\$ 117.186.640	\$ 114.569.530	\$ 106.055.801	\$ 98.186.431			
TOTAL OPEX (-)	USD/Año	\$ 2.796.222	\$ 4.834.474	\$ 8.555.950	\$ 9.269.439	\$ 8.973.907	\$ 8.701.452	\$ 8.450.154	\$ 8.218.292	\$ 8.004.308			
EBITDA	USD/Año	\$ 6.836.371	\$ 3.635.312	-\$ 1.100.980	-\$ 2.171.880	\$ 46.114.664	\$ 108.485.189	\$ 106.119.375	\$ 97.837.509	\$ 90.182.123			
Depreciación (-)	USD/Año	\$ 444.598	\$ 444.598	\$ 444.598	\$ 444.598	\$ 444.598	\$ 444.598	\$ 444.598	\$ 444.598	\$ 444.598			
Amortización (-)	USD/Año												
EBIT	USD/Año	\$ 6.391.773	\$ 3.190.714	-\$ 1.545.578	-\$ 2.616.478	\$ 45.670.065	\$ 108.040.591	\$ 105.674.777	\$ 97.392.911	\$ 89.737.525			
Impuestos (-)	USD/Año	\$ 2.237.121	\$ 1.116.750	\$ 0	\$ 0	\$ 15.984.523	\$ 37.814.207	\$ 36.986.172	\$ 34.087.519	\$ 31.408.134			
UTILIDAD NETA	USD/Año	\$ 4.154.653	\$ 2.073.964	-\$ 1.545.578	-\$ 2.616.478	\$ 29.685.542	\$ 70.226.384	\$ 68.688.605	\$ 63.305.392	\$ 58.329.391			
Depreciación	USD/Año	\$ 444.598	\$ 444.598	\$ 444.598	\$ 444.598	\$ 444.598	\$ 444.598	\$ 444.598	\$ 444.598	\$ 444.598			
CAPEX	USD/Año	\$ 64.927											
FLUJO DE CAJA LIBRE	USD/Año	\$ 4.534.324				\$ 30.130.141	\$ 70.670.982	\$ 69.133.203	\$ 63.749.990	\$ 58.773.989			
VPN WF	USD/Año	\$250.631.870											
TIR	%	#DIV/0!											
PAYBACK	Año	2											
FCL ACUMULADO	USD/Año	-\$4.534.324	\$2.369.517	-\$11.042.485	-\$2.171.880	\$30	\$70.670.982	\$69.133.203	\$63.749.990	\$58.773.989			

Fuente: Las Autoras.

MÓDULO 11: FLUJO DE CAJA INCREMENTAL

Este módulo, presenta el resultado de la diferencia entre el FCL WF, y FCL SQ, permitiendo al evaluador analizar cuales son las ganancias adicionales percibidas por la realización del proyecto de inyección de agua.

Figura 37. Módulo FCL Incremental

FLUJO DE CAJA LIBRE INCREMENTAL									
TASA DE OPORTUNIDAD		12%		IMPUESTOS		35%		REGALIAS	
	Unidades	1	2	3	4	5	6		
FLUJO DE CAJA LIBRE WF	USD	\$4.534.324,13	\$2.369.516,53	-\$11.042.484,82	-\$2.171.879,76	\$30.130.140,70	\$70.670.		
FLUJO DE CAJA LIBRE SQ	USD	\$3.873.628,10	\$3.246.346,87	\$2.698.900,34	\$2.220.583,65	\$1.802.719,66	\$1.436.		
FLUJO DE CAJA INCREMENTAL	USD	\$660.696,03	-\$876.830,34	-\$13.741.385,17	-\$4.392.463,41	\$28.327.421,03	\$69.233.		
VPN INCREMENTAL	USD	\$237.487.652,81							

Fuente: Las Autoras.

MODULO 12: PROGRAMACIÓN DEL PROYECTO

En este módulo se realiza la programación del proyecto de inyección de agua, se presentan las actividades, sus precedencias, los tiempos de duración mínimo, más probable y máximo. Para cada actividad se tiene un supuesto de duración, con distribución PERT utilizando los tiempos estimados de duración. De esta forma se obtienen el tiempo de inicio y finalización más tempranos, el tiempo de inicio y finalización más tardíos y la holgura para cada una de las actividades del proyecto.

Figura 38. Módulo Programación del Proyecto

PROGRAMACIÓN DE PROYECTO WF CON TIEMPOS DE ACTIVIDADES												
Fases del Piloto de Inyección de Agua	Precesora	Mínimo	Máximo	Más Probable (Días)	Duración	Tiempo de inicio más temprano	Tiempo finalización temprano	Tiempo de inicio tardío	Tiempo finalización tardío	Holgura	¿Ruta Crítica? (SI=1, NO=0)	
Inicio		0	0	0	0							
A Estudio integrado de yacimientos	Inicio	200	720	360	494,7357096			0	494,7357096	0	1	
B Diseño del modelo de inyección (5 puntos)	A	50	200	100	311,3842122			494,7357096	606,1199218	0	1	
C Ingeniería conceptual	B	90	150	120	312,4055701			606,1199218	718,5254919	0	1	
D Prueba de laboratorio	C	30	90	60	58,11736175			718,5254919	776,6428536	0	1	
E Prueba de inyectividad	D	7	15	10	10,8346023			776,6428536	787,4774563	0	1	
F Obtención de permisos y licencias	D	90	180	120	107,64931			1084,907318	1192,556637	308,26446	0	
G Ingeniería básica	E	120	180	150	145,633			787,4774563	933,111334	0	1	
H Compra de equipos	G	150	240	180	194,574106	933,111334	1127,635745	998,0322263	1192,556637	64,920892	0	
I Ingeniería de detalle	G	90	180	120	142,2052911	933,111334	1075,316625	933,111334	1075,316625	0	1	
Adecuación de pozos										0	1	
J Perforación pozos inyectores ó conversión	F	200	300	250	174,2673979	884,2921723	1058,55937	1465,027749	1639,294947	580,73558	0	
K Perforación pozos nuevos (1)	F, G	30	45	35	50,8137507	933,111334	983,9250847	1564,315736	1615,129487	631,2044	0	
L Estudio de niveles de pozos	K	3	10	5	7,893900981	983,9250847	991,8189857	1615,129487	1623,023388	631,2044	0	
M Cambiar diseño pozos productores	L	10	20	15	16,27155944	991,8189857	1008,090540	1615,129487	1639,294947	631,2044	0	
Construcción de facilidades										0	1	
N Contratación de servicios	G, I	60	120	75	117,2400118			1192,556637	1615,129487	0	1	
O Instalación de equipos y tendido líneas	F, H, N	110	150	120	123,912235			1316,468853	1615,129487	0	1	
P Precomisioning	O	8	30	15	14,55590939			1331,024762	1615,129487	0	1	
Q Comisioning	P	2	10	5	8,797149898			1339,761912	1615,129487	0	1	
R Puesta en marcha	Q	8	30	15	13,25906192			1353,020974	1615,129487	0	1	
S Operación inyección de agua	R	180	360	210	158,2871452			1611,308119	1615,129487	0	1	
T Evaluación del proyecto	S	25	35	30	37,98682775	1611,308119	1649,294947	1611,308119	1639,294947	0	1	
Duración Total del Proyecto (FIN)					1639,294947	4	Años					

CRONOGRAMA CAPEX			
Fases del Piloto de Inyección de Agua	Precesoras	Duración (Días)	Periodo
A Estudio integrado de yacimientos		494,73571	494,7357096
B Diseño del modelo de inyección (5 puntos)	A	111,38421	606,1199218
C Ingeniería conceptual	B	112,40557	718,5254919
Periodo Ingeniería Conceptual			
D Prueba de laboratorio	C	58,117362	776,6428536

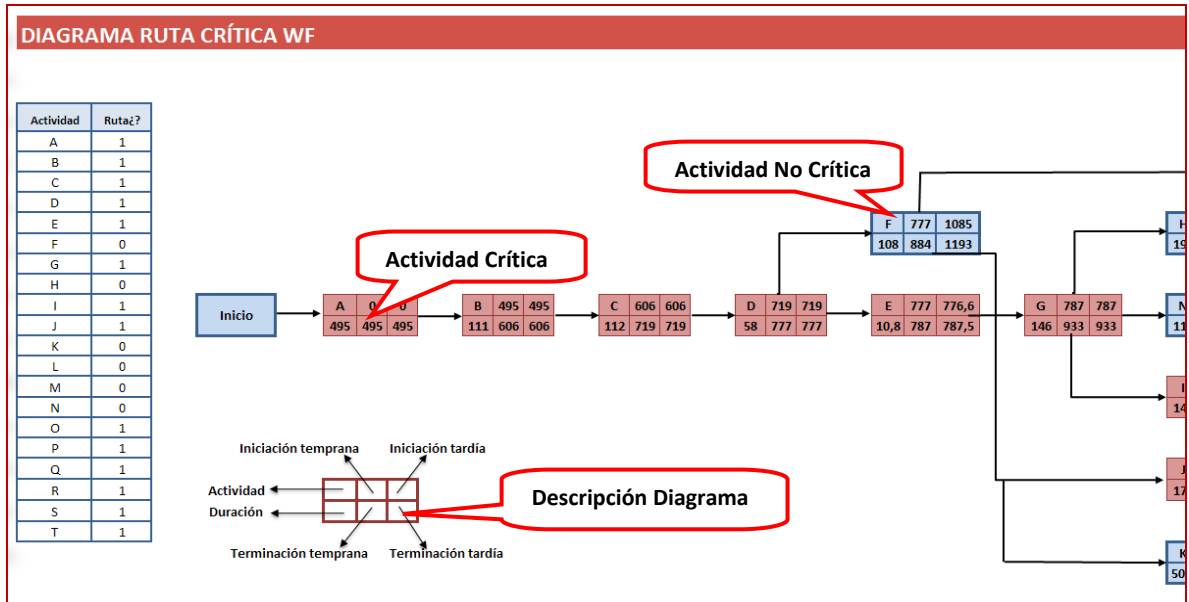
Fuente: Las Autoras.

Los módulos de “PROGRAMACIÓN DEL PROYECTO” y “RUTA CRÍTICA” se construyeron mediante el foro realizado con un grupo de expertos, dirigido por el Magister Oscar Bravo, docente de la especialización de Gerencia en Hidrocarburos de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander, actividad que permitió determinar los tiempos de la

programación del proyecto de inyección de agua en el campo Lisama y las actividades pertenecientes a la ruta crítica.

MODULO 13: RUTA CRÍTICA

Figura 39. Módulo Ruta Crítica



Fuente: Las Autoras.

Consiste en la representación gráfica del conjunto de operaciones e interrelaciones de las actividades que conforman un proyecto que debe desarrollarse en un tiempo crítico a un costo óptimo. En éste módulo las casillas de color rojo corresponden a las actividades críticas, es decir aquellas que de retrasarse retrasarían todo el proyecto, razón por la cual merecen debe hacerse su seguimiento y respectivo control.

5.4 RESULTADOS

El modelo financiero probabilístico fue simulado como se mencionó anteriormente con ayuda del software Crystal Ball®, éste fue seleccionado por ser la herramienta utilizada en ECOPETROL para la evaluación del riesgo, además de diversas cualidades como su fácil interacción con el usuario por ser un complemento de Microsoft Excel®. Una versión de prueba del software se puede descargar en el link presentado en la bibliografía.

Para realizar la evaluación del modelo se utilizará VAR o (Value at risk) que es un método de cuantificación muy popular en el sector financiero en razón a su sencillez y facilidad de cálculo, partiendo únicamente de la estimación de la volatilidad. Definida como la peor pérdida esperada en un intervalo de tiempo determinado para una inversión o conjunto de ellas ante un nivel de confianza dado.²⁴ Además se presentan los gráficos de tornado que permiten determinar las variables que finalmente afectan en mayor proporción los resultados.

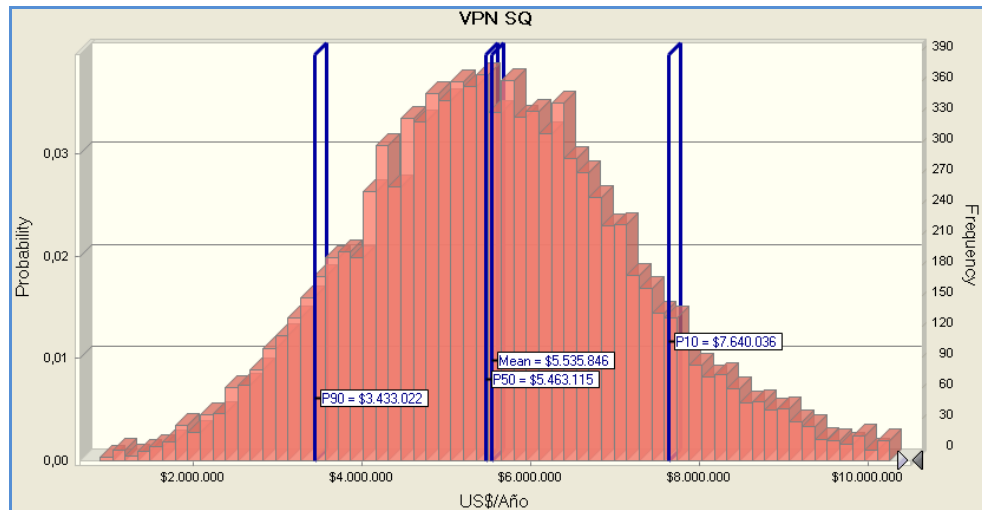
5.4.1 Óptica Clásica Ecopetrol.

- **VALOR PRESENTE NETO**

Para la Óptica CLÁSICA ECOPETROL se puede observar que el VPN del SQ Figura 40 siempre tiene valores positivos, a diferencia del escenario WF en donde la probabilidad de obtener valores negativos es del 61,19%. Por otra parte es importante observar que aún cuando el SQ tenga un 100% de probabilidad de obtener valores positivos, su producción acumulada es de 1`369.175 BBLO, frente a una media de producción acumulada de 2`236.679 BBLO en el escenario Waterflooding, lo que representa una mayor recuperación.

²⁴ Bravo, O y Sánchez M. Gestión Integral de Riesgos. Segunda Edición. Pág. 340.

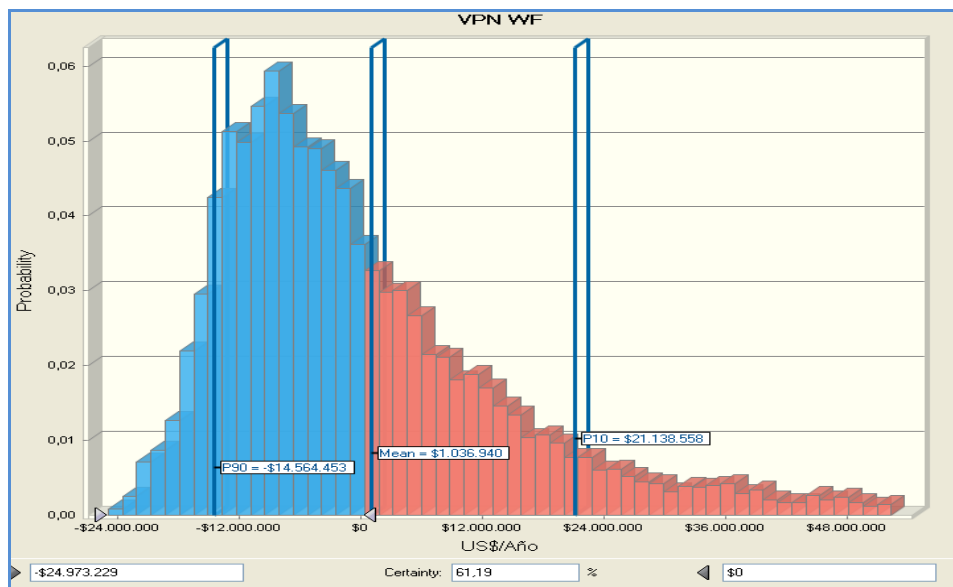
Figura 40. VPN SQ (Óptica CLÁSICA ECOPETROL)



Fuente: Las Autoras.

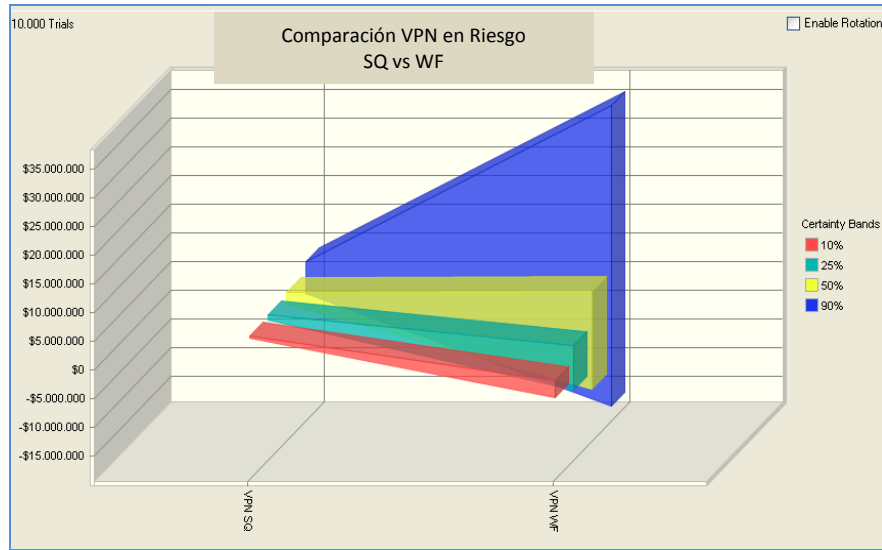
Además como se muestra en la Figura 42, las probabilidades del obtener valores positivos representativos, son mayores para el escenario WF, ya que su percentil 10, supera en aproximadamente 3 veces el correspondiente al escenario SQ. Lo que a su vez, también se ve reflejado en una mayor incertidumbre en el WF.

Figura 41. VPN WF (Óptica CLÁSICA ECOPETROL)



Fuente: Las Autoras.

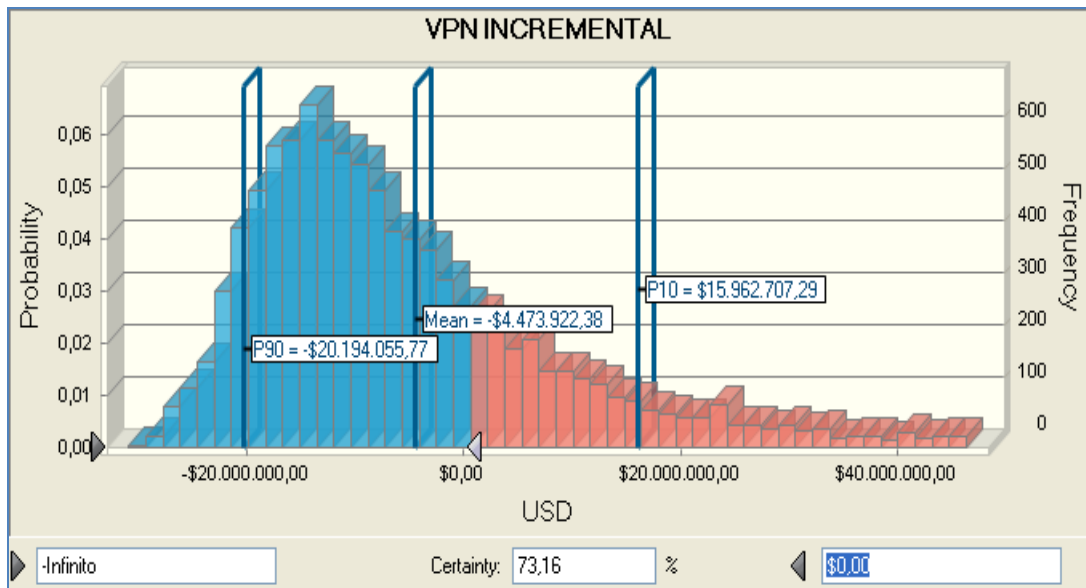
Figura 42. VPN WF vs SQ



Fuente: Las Autoras.

En la gráfica del VPN Incremental se puede observar un porcentaje del 73,16% de que el proyecto presente pérdidas.

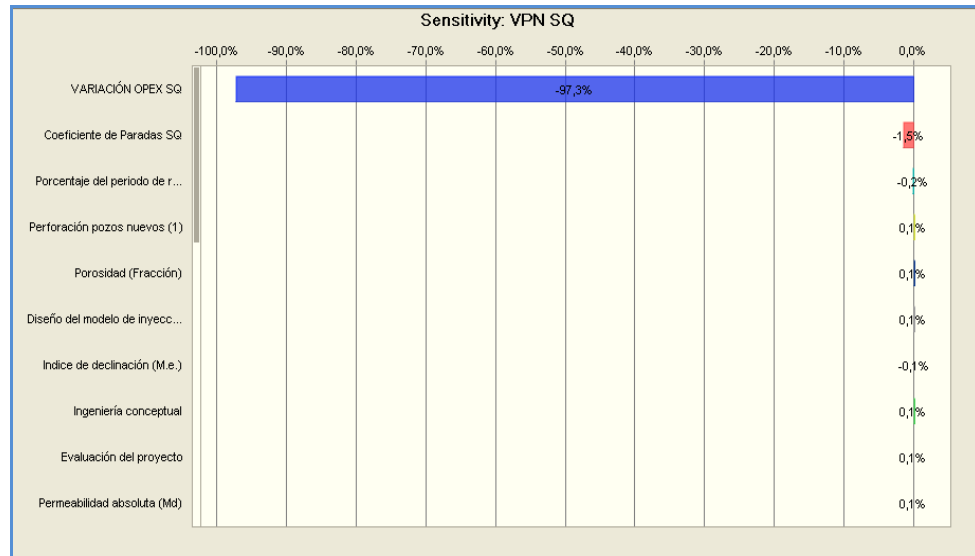
Figura 43. VPN Incremental Óptica Clásica Ecopetrol



Fuente: Las Autoras.

Al evaluar los análisis de tornado se puede observar que las variables que más influyen en la variación del VPN del SQ son la Variación en los OPEX y el coeficiente de paradas, como se esperaba y a su vez permite verificar la lógica del modelo.

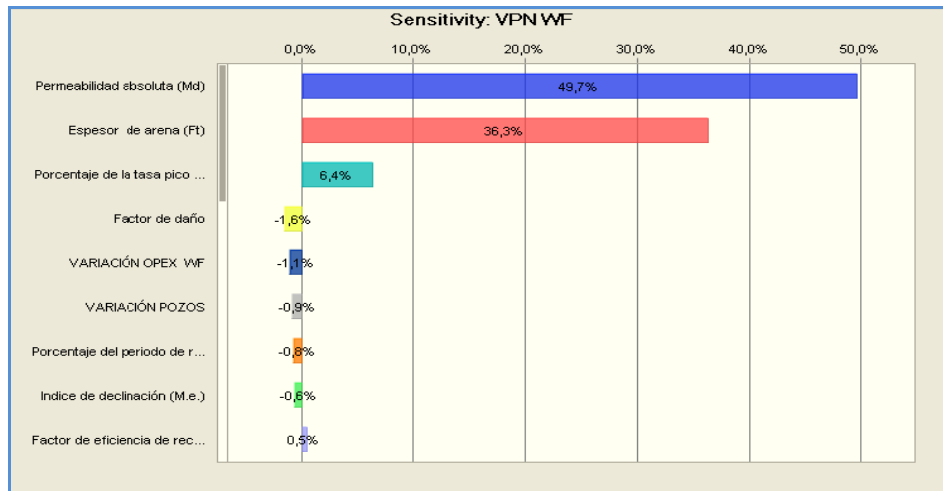
Figura 44. Diagrama Tornado SQ.



Fuente: Las Autoras.

Por otra parte se observa que las variables con mayor afectación en los resultados del VPN del WF, son las variables de yacimiento como la porosidad, el espesor de arena y la variable del modelo de B&H Porcentaje de la tasa pico de petróleo con respecto a la tasa de inyección, debido a que la producción incremental está en función de dichas variables se puede ratificar la importancia de la producción incremental en el VPN del proyecto WF. Por otra parte, a diferencia de lo que se esperaba, los OPEX de dicho escenario presentan mayor influencia que las inversiones iniciales en pozos; aunque ninguna de las dos variables presenta una afectación realmente significativa.

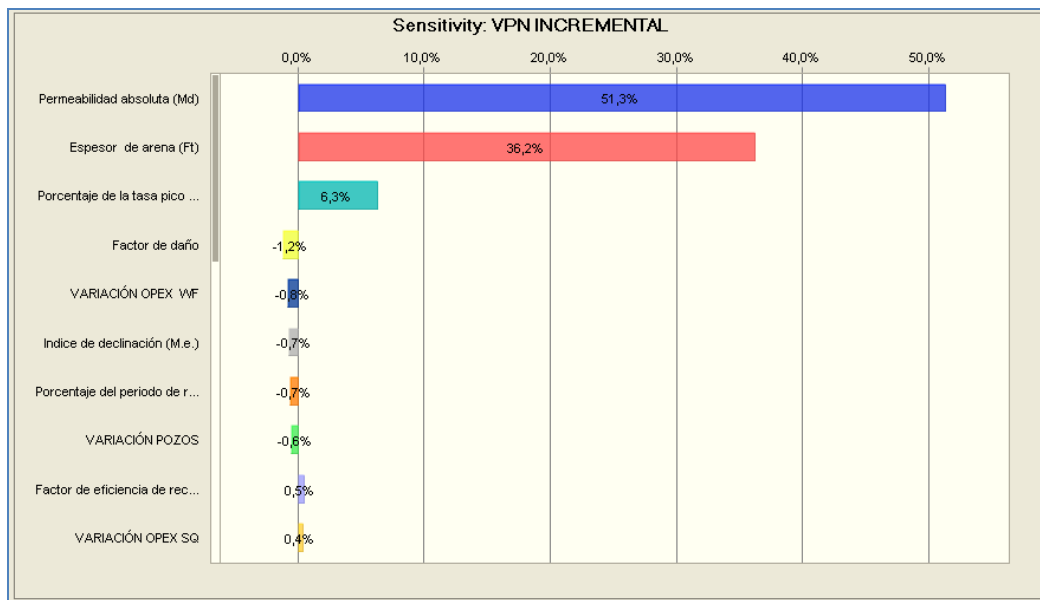
Figura 45. Diagrama Tornado WF



Fuente: Las Autoras.

En el diagrama tornado correspondiente al VPN incremental, se observa que las variables que afectan son las mismas del VPN WF. Además de una muy pequeña influencia de los OPEX correspondientes al SQ con un 0,4%. Lo que mayor refleja mayor influencia en el VPN incremental por parte del escenario WF.

Figura 46. Diagrama Tornado VPN Incremental

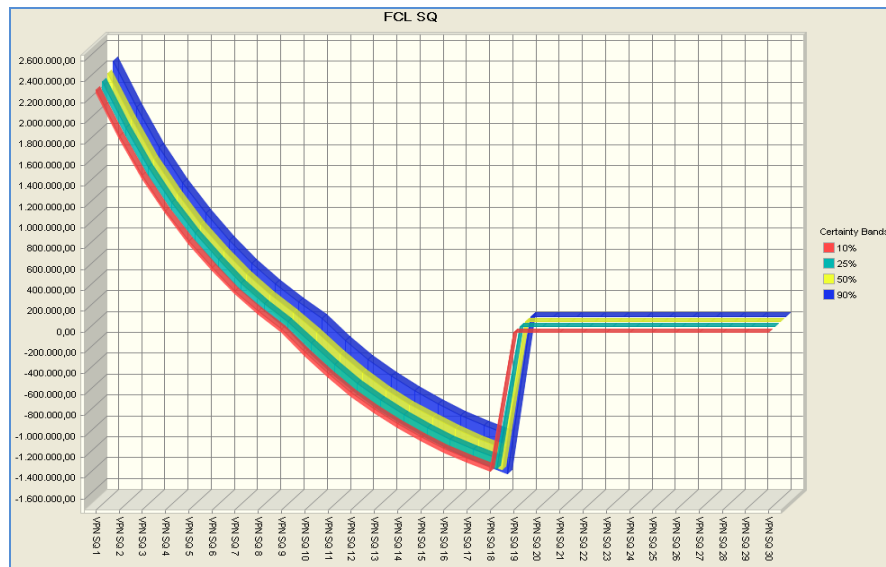


Fuente: Las Autoras.

- **FLUJO DE CAJA LIBRE**

Observando las graficas de Flujo de Caja Libre del Status Quo y de Waterflooding, se corrobora la afirmación hecha para el análisis de la gráfica de la comparación del VPN en riesgo para el SQ contra WF, dado que en el Flujo de caja del SQ se puede observar una mínima desviación de los datos, en razón a este nivel de riesgo se puede afirmar que la rentabilidad es baja. Además de esto se puede observar en esta gráfica que el límite económico se encuentra aproximadamente en el periodo 19. (Razón por la cual a partir de éste periodo el flujo se muestra en ceros).

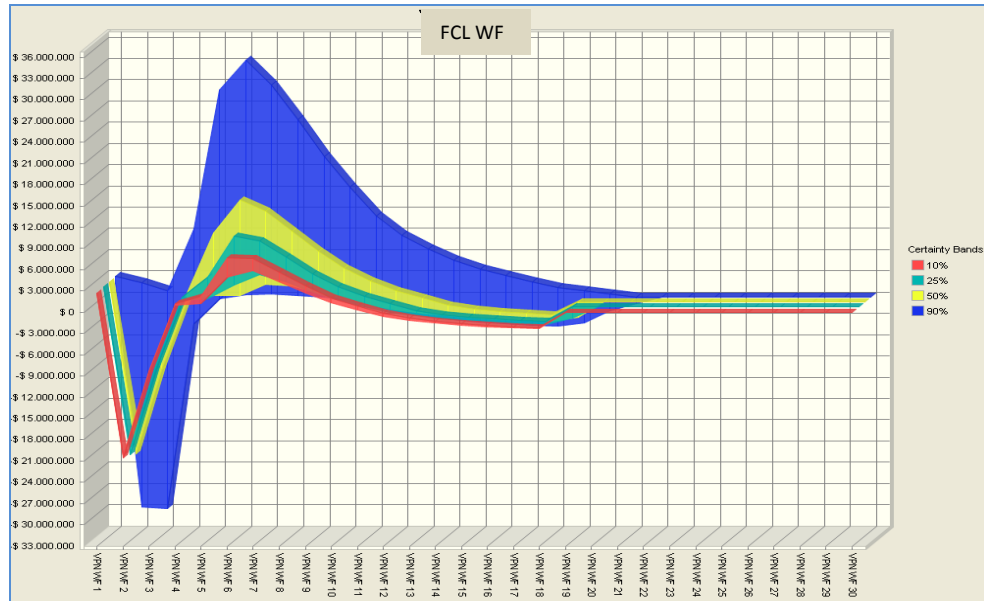
Figura 47. FCL SQ (Óptica CLÁSICA ECOPETROL)



Fuente: Las Autoras.

Por su parte el FCL correspondiente al escenario WF, muestra una alta sensibilidad es decir un alto nivel de incertidumbre. Por consiguiente también se presentan unos altos niveles de rentabilidad, llegando a alcanzar los USD 36 millones. También se puede observar lo representativas que son las inversiones iniciales en este escenario; finalmente el límite económicamente rentable de este escenario con una certeza de 90% es de 19 años.

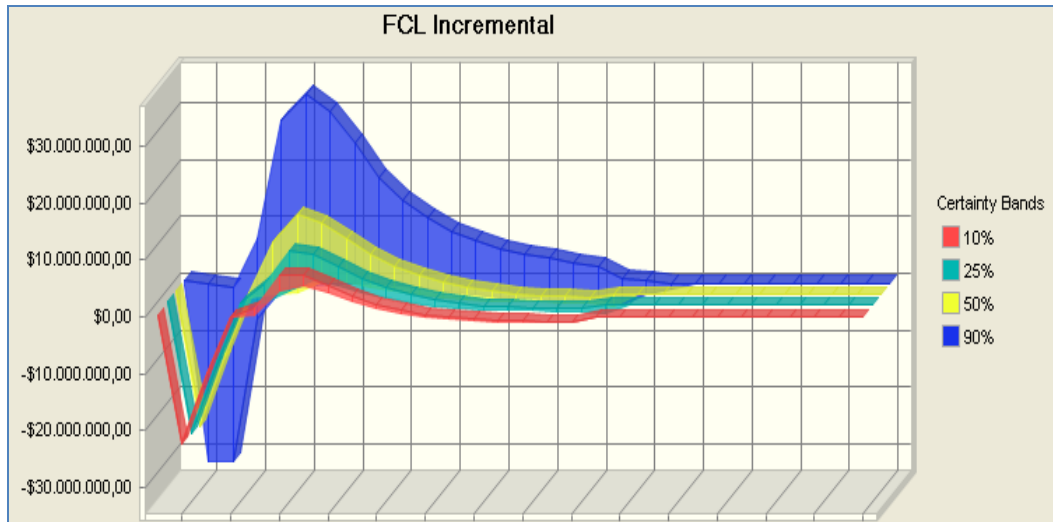
Figura 48. FCL WF (Óptica CLÁSICA ECOPETROL)



Fuente: Las Autoras.

Se observa nuevamente una mayor similitud del FCL incremental con el FCL WF, presentándose una gráfica con flujos muy parecidos y una diferencia en los valores pico.

Figura 49. FCL Incremental

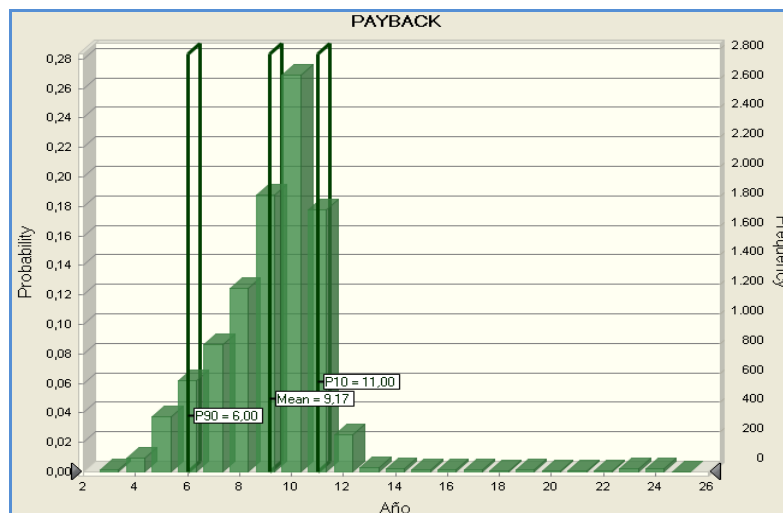


Fuente: Las Autoras.

- **PAYBACK**

Para el Escenario de WF se obtiene un Payback con valores de recuperación de la inversión entre 6 y 11 años aproximadamente. Lo que es poco atractivo, ya que se esperaría un Payback aproximado de 4 años como media, dado que el proyecto tiene un promedio para la puesta en marcha del proyecto de 3 años y la inyección plantea un fillup aproximado de 1 año.

Figura 50. Payback WF (Óptica CLÁSICA ECOPETROL)

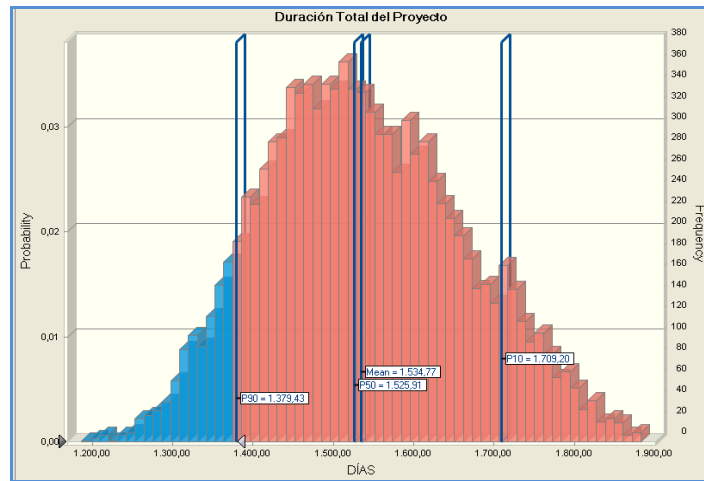


Fuente: Las Autoras.

- **PROGRAMACIÓN DEL PROYECTO**

Por último se encuentra la programación total del proyecto, este output muestra que la puesta en marcha del mismo puede tardar entre 3 a 5 años; con una duración más probable de 4 años.

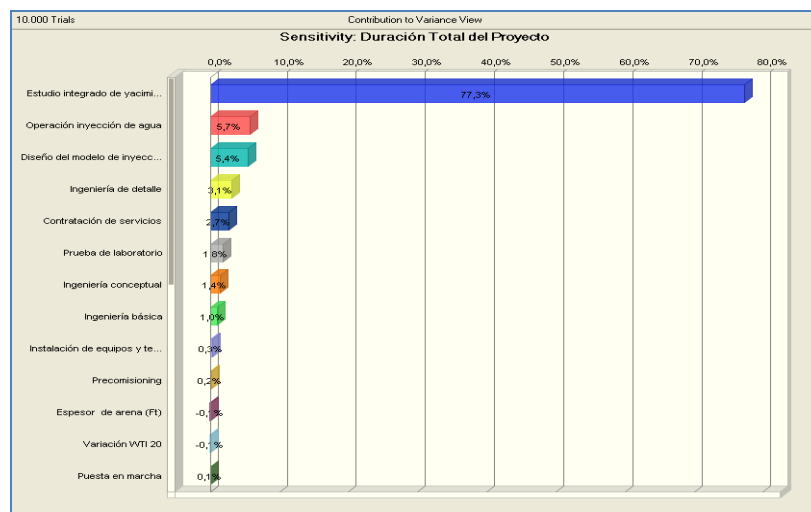
Figura 51. Programación del Proyecto



Fuente: Las Autoras.

La actividad que más influencia tiene sobre la duración total del proyecto es el estudio integrado de yacimientos con un 77,3%, dejando el porcentaje restante distribuido de forma casi uniforme en las demás actividades. Este resultado es coherente e importante ya que de este estudio se logra disminuir incertidumbre en las variables de yacimiento, siendo estas las más influyentes en el resultado del VPN WF.

Figura 52. Diagrama Tornado Duración del Proyecto



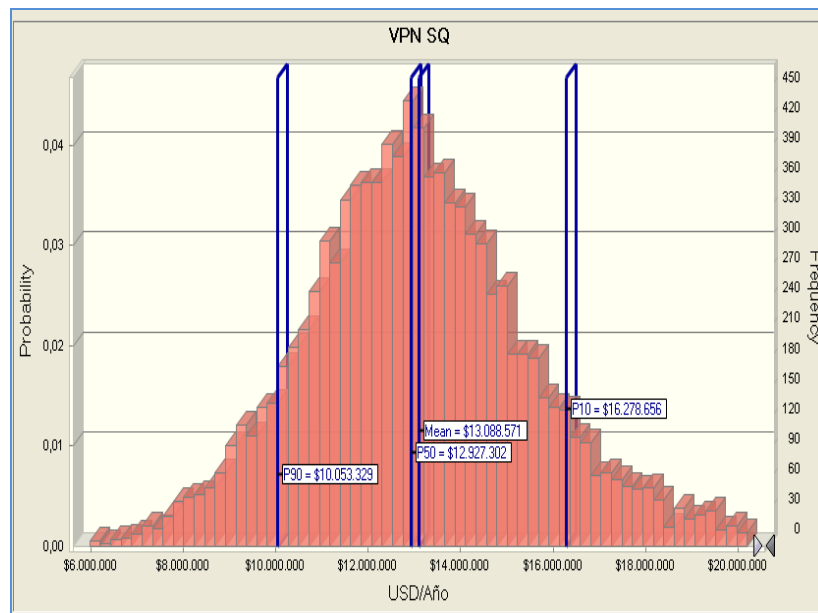
Fuente: Las Autoras.

5.4.2 Óptica General. Para la simulación de esta óptica, la única variable que cambió en comparación con la Óptica CLÁSICA ECOPETROL fue el precio del petróleo, que evaluado bajo esta perspectiva presenta una variación, calculada como se muestra en el Anexo A.

- **VALOR PRESENTE NETO**

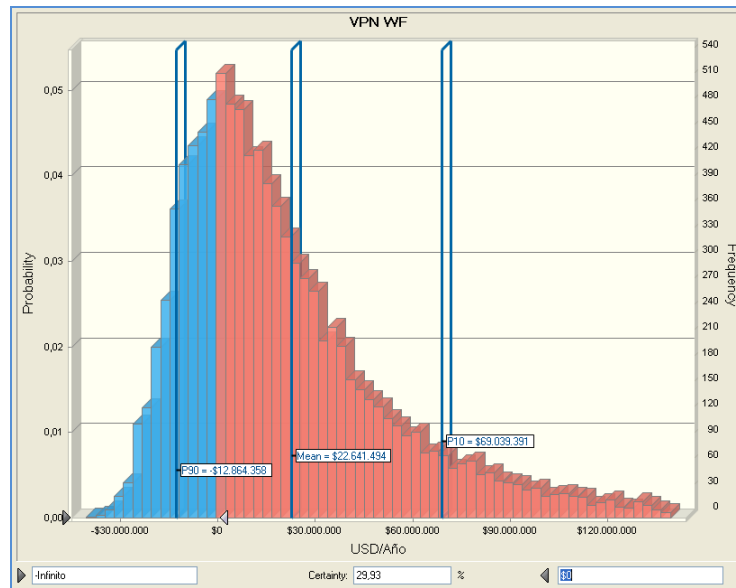
El cambio presentado por el precio resultó ser muy representativo para los dos VPN, incrementando la media del SQ de USD 5'535.846 a USD 13'088.571; para el WF de USD 1'036.940 a USD 22'261.494. Para este caso el VPN del WF tiene un 29.93% de obtener perdidas.

Figura 53. VPN SQ (Óptica GENERAL)



Fuente: Las Autoras.

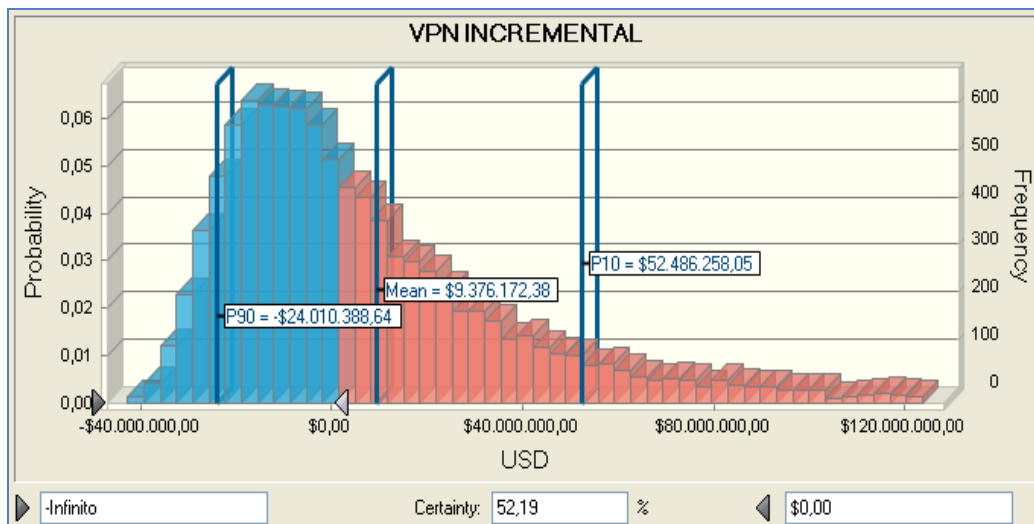
Figura 54. VPN WF (Óptica GENERAL)



Fuente: Las Autoras.

En el escenario Incremental, se observa como el VPN, presenta una media de \$9'023.063, que a pesar de ser menor al VPN del SQ. Tiene mayor probabilidad de tener valores muy positivos, alcanzando los USD 50 millones

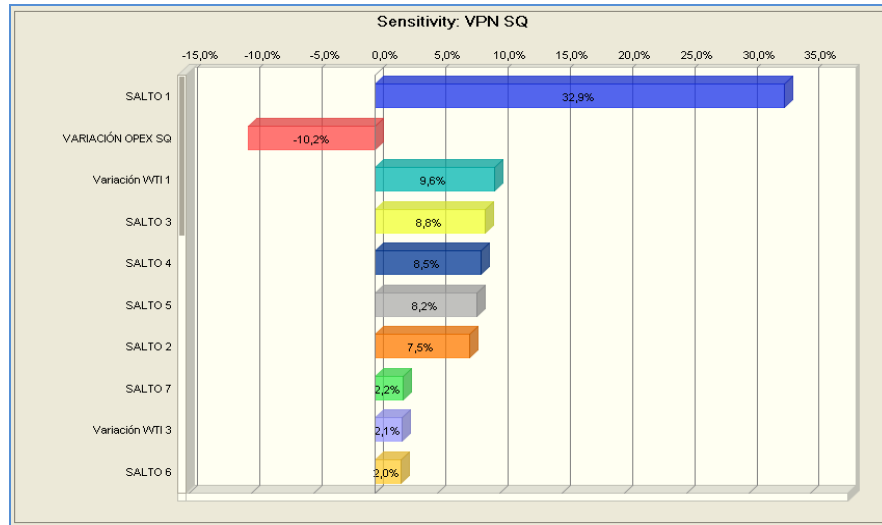
Figura 55. VPN Incremental (Óptica General)



Fuente: Las Autoras.

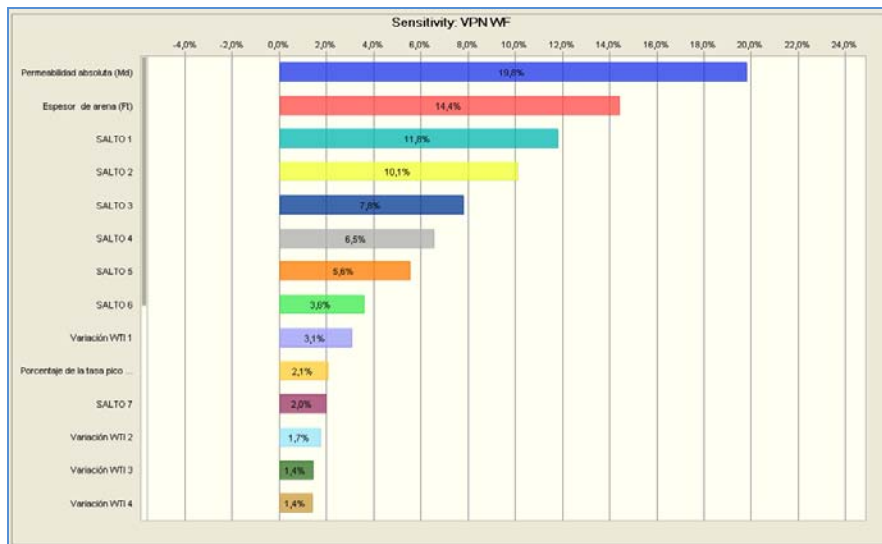
En los diagramas de tornado correspondientes tanto al VPN WF, al VPN SQ como al VPN Incremental, se puede observar, como la variación del precio del crudo y sus saltos son altamente significativos, desplazando incluso a otras variables, que antes eran importantes.

Figura 56. Diagrama Tornado SQ



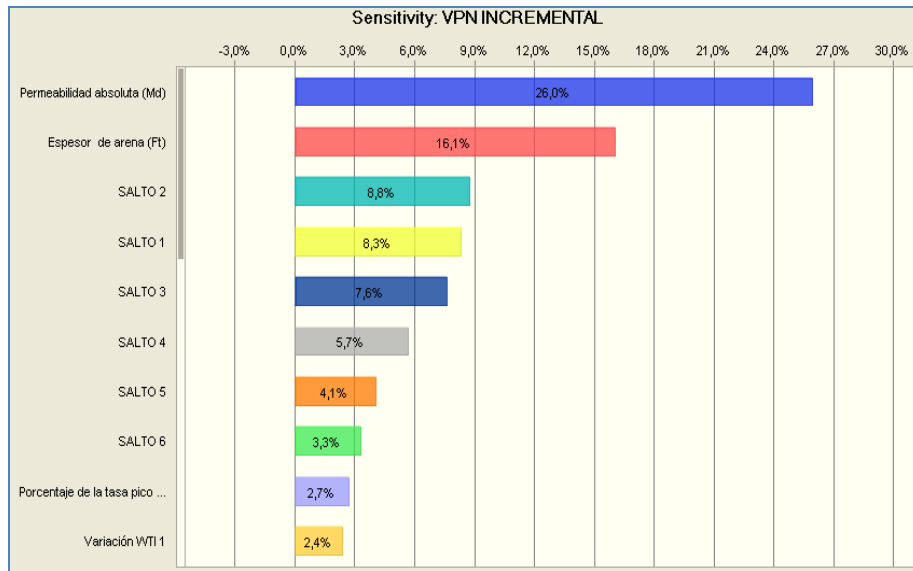
Fuente: Las Autoras.

Figura 57. Diagrama Tornado WF



Fuente: Las Autoras.

Figura 58. Diagrama tornado VPN Incremental



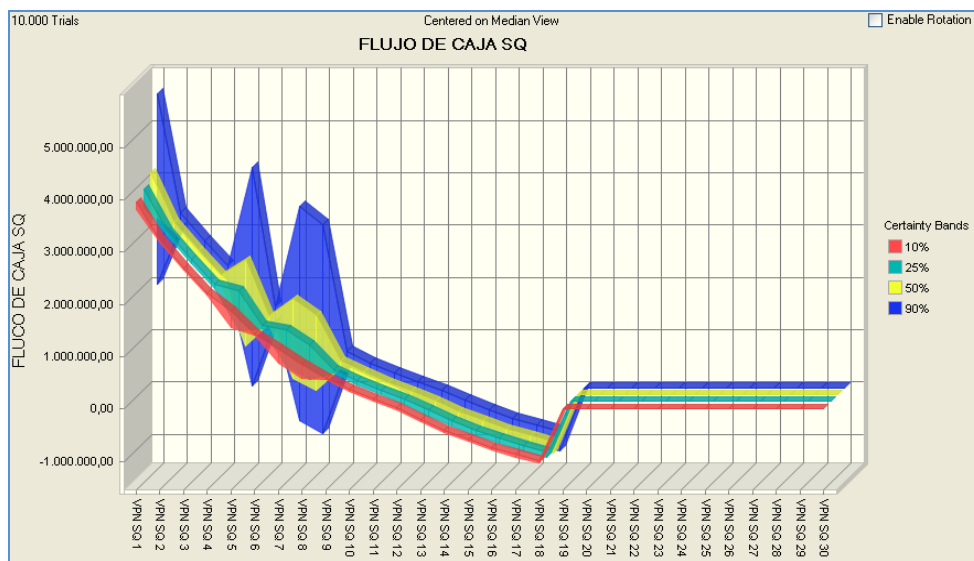
Fuente: Las Autoras.

- **FLUJO DE CAJA LIBRE**

El Flujo de Caja libre del escenario SQ sigue una tendencia similar a la observada en la Óptica CLÁSICA ECOPEPETROL, pero con una evidente sensibilidad ante la variación en el precio del crudo y los saltos que pudieron presentarse en el tiempo total de la vida del proyecto; dando como resultado un incremento en la desviación de los datos que se refleja en el aumento del VPN.

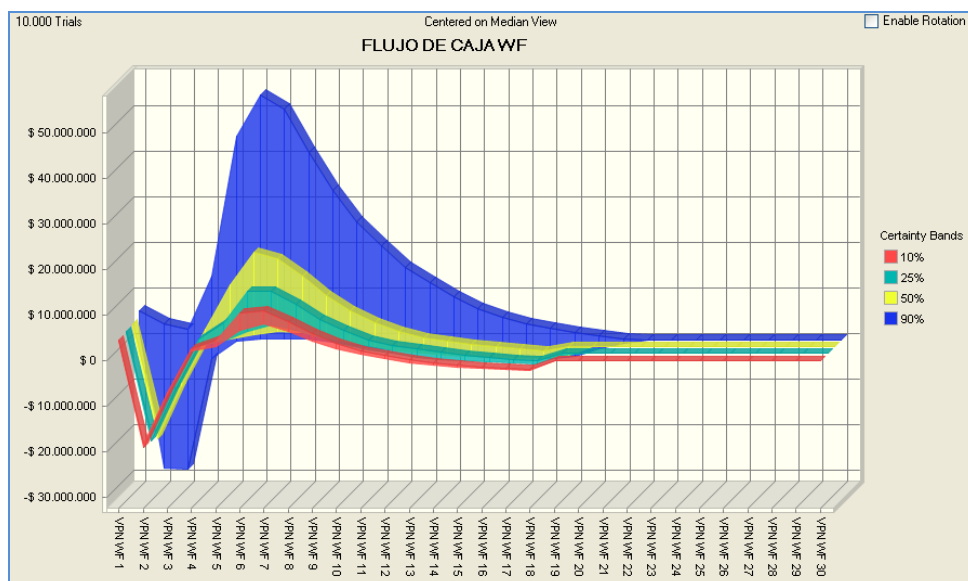
Para el escenario del WF la gráfica presenta un comportamiento muy similar al del FCL para la Óptica CLÁSICA ECOPEPETROL, con un representativo incremento en los flujos logrando valores de más de USD 50 millones.

Figura 59. FCL SQ (Óptica GENERAL)



Fuente: Las Autoras.

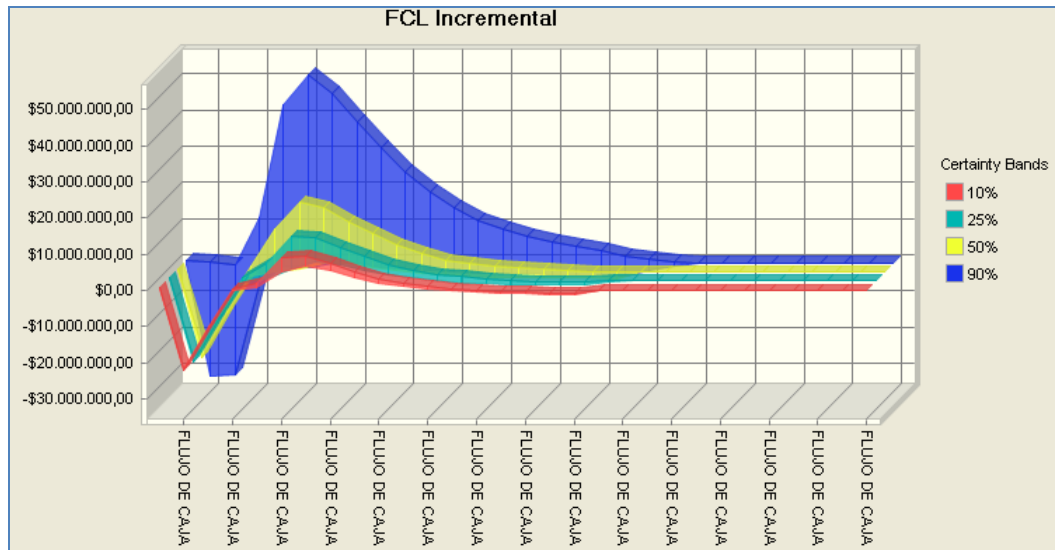
Figura 60. FCL WF (Óptica GENERAL)



Fuente: Las Autoras.

Para el escenario Incremental, se presenta un FCL muy similar al escenario WF, pero con unos picos más bajos. Aún así el área positiva es representativa, lo que señala posibles buenos resultados para el proyecto.

Figura 61. FCL Incremental

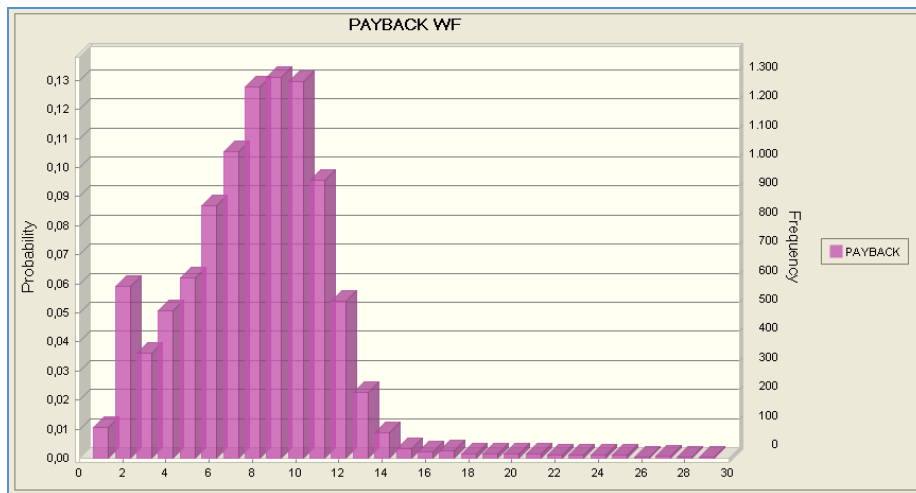


Fuente: Las Autoras.

- **PAYBACK**

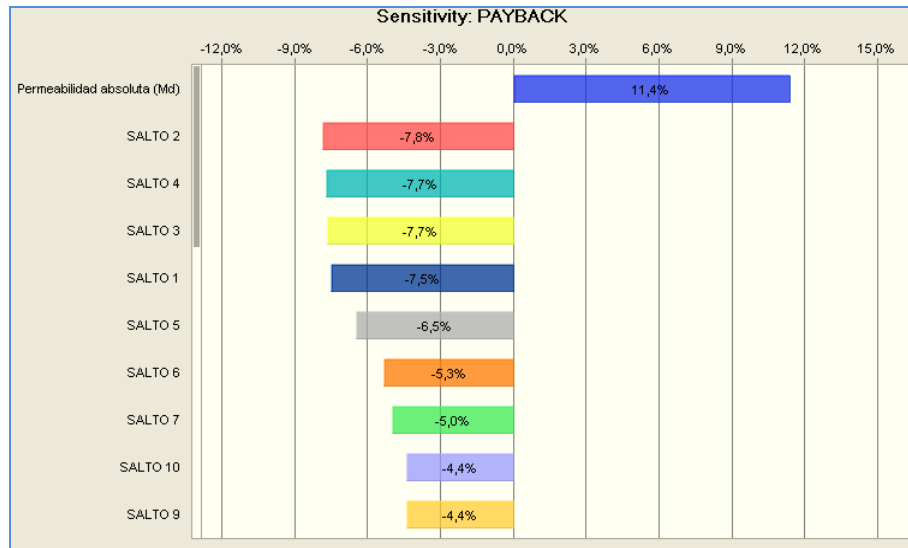
Debido a que hubo un aumento de la incertidumbre la desviación de los datos también aumentó, pero dado a que los flujos de dinero aumentaron la recuperación de la inversión es más temprana con una media de 8 años.

Figura 62. Payback WF (Óptica GENERAL)



Fuente: Las Autoras.

Figura 63. Diagrama Tornado Payback



Fuente: Las Autoras.

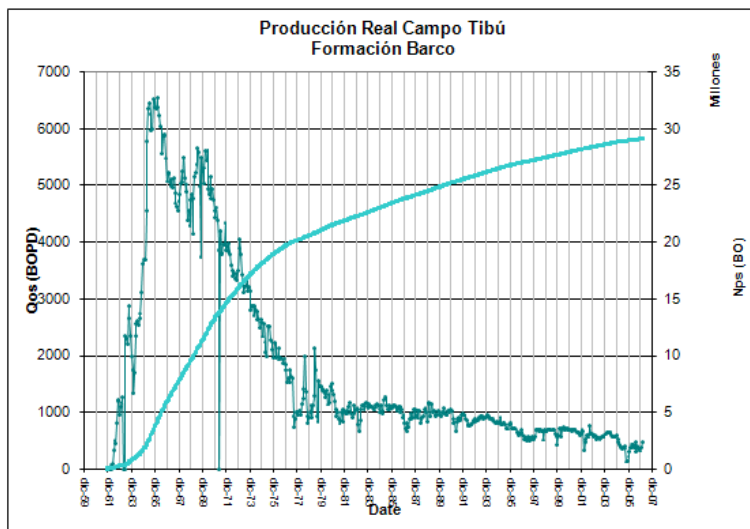
5.5 VALIDACIÓN DEL MODELO

Existen diferentes formas de validar un modelo de simulación entre las que se encuentran la opinión de expertos sobre los resultados de la simulación, la exactitud con que el modelo pueda predecir datos históricos, la comprobación de falla del modelo de simulación al utilizar datos que harían fallar el sistema real y por último la aceptación y confianza en el modelo de la persona que hará uso de los resultados que presente la simulación.

En el presente modelo existen tres situaciones que deben ser validadas, el cálculo de la producción incremental, los riesgos modelados y la proveniencia de los datos.

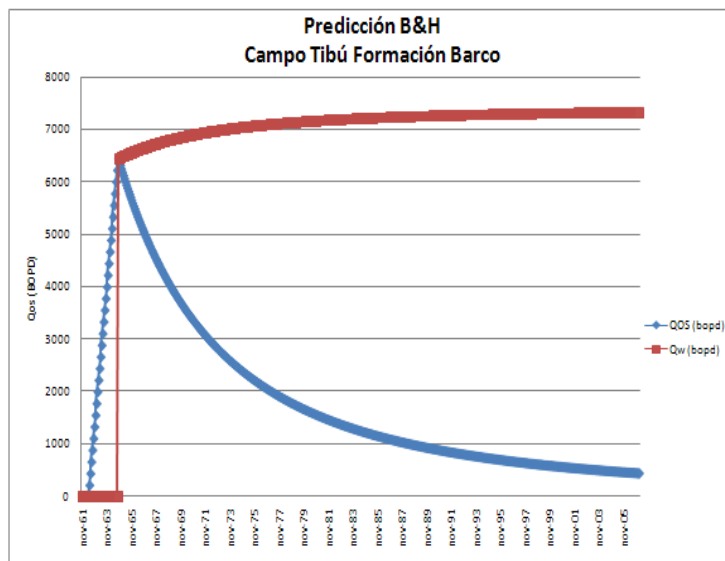
Como primera medida, los parámetros del modelo de Bush & Helander para el VMM fueron validados mediante la predicción de la producción del Campo Tibú, en las Figuras 64 y 65 se puede observar como la curva de producción pronosticada se ajusta a la producción histórica para el Campo.

Figura 64. Producción Secundaria Histórica Campo Tibú



Fuente: CASTRO Rubén. & GORDILLO Gustavo. Historia y Criterios Empíricos en la Aplicación de Inyección de Agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Programa B&H. Universidad América. 2005.

Figura 65. Predicción de la Producción en Tibú-B&H

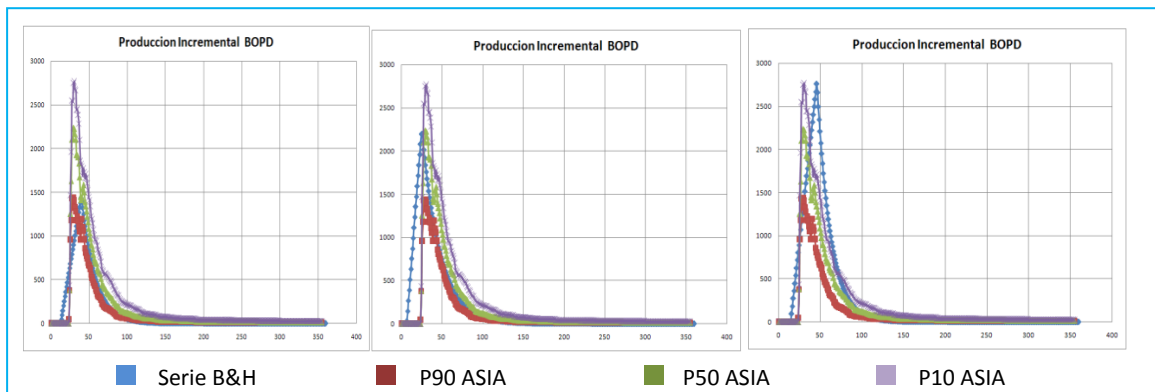


Fuente: CASTRO Rubén. & GORDILLO Gustavo. Historia y Criterios Empíricos en la Aplicación de Inyección de Agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Programa B&H. Universidad América. 2005.

Para el caso específico de Lisama se verificó el comportamiento de la predicción, comparando el valor presentado por diferentes corridas de la simulación analógica

con B&H, con los valores de los escenarios pesimista, más probable y optimista obtenidos de la simulación analítica en ASIA; mostrando de igual manera un buen ajuste para el caso de estudio. En la Figura 66, se muestran diferentes momentos de la simulación, observando que la predicción se ajusta a lo que los expertos están esperando.

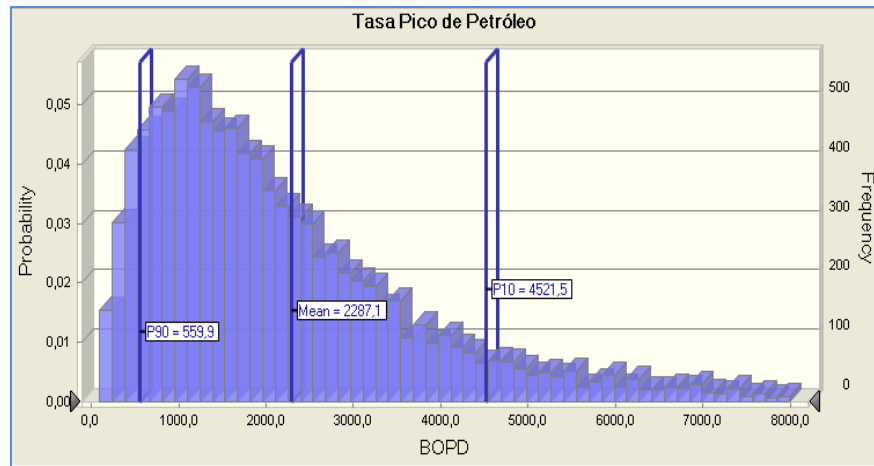
Figura 66. Producción Incremental Piloto Lisama (Predicciones ASIA vs B&H)



Fuente: Las Autoras.

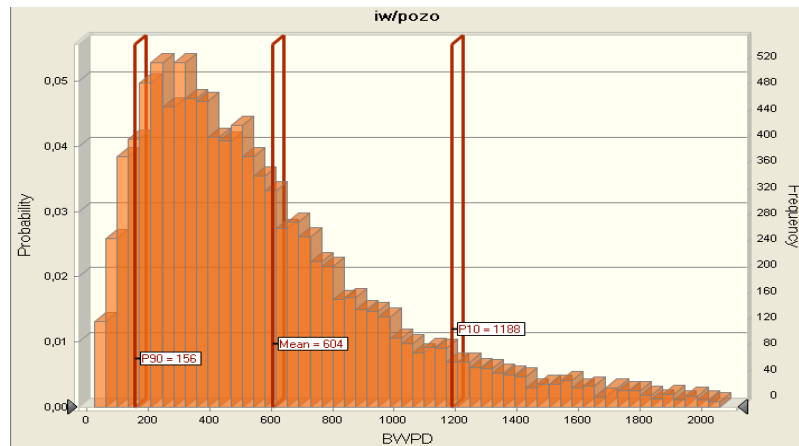
Además se seleccionaron la Tasa pico de Producción, la Tasa de Inyección de Agua, como outputs Figuras 67 y 68, observando que la media de la simulación corresponde al valor esperado por los expertos para estos parámetros. Para el caso de la “Tasa Pico de Petróleo” la media fue de 2287 BOPD, frente a una producción esperada en el P-50 de la simulación analítica en ASIA, a su vez la “Tasa de inyección de agua” presentó una media de 604 BWPD, valor muy cercano a los resultados obtenidos de inyectividad en el pozo LISA0144 y al dato obtenido experimentalmente de 20 BWPD/ft (500 BWPD en promedio).

Figura 67. Predicción Tasa Pico de Producción



Fuente: Las Autoras.

Figura 68. Predicción Agua Inyectada



Fuente: Las Autoras.

Para el caso de los riesgos modelados, es decir las variables que se seleccionaron como aleatorias, es difícil determinar la validez ya que la opinión los expertos respecto a estos parámetros y sus correspondientes resultados son simples hipótesis, que de hecho se espera confirmar con los resultados, por esta razón la forma de validez de estos datos se limitó a la aceptación de los resultados por parte de los expertos de ECOPETROL S.A., quienes son los directamente interesados en el producto de esta tesis. Además como se mencionó, se

realizaron pruebas de bondad y ajuste a la mayoría de las variables que permitieron de descartar la aceptación de funciones de distribuciones de probabilidad erradas.

Finalmente, la validez de los datos, se basa en la confiabilidad que brindan las fuentes por provenir directamente de ECOPETROL, además la mayoría de expertos invitados a participar del proyecto, no solo son expertos en el proceso de inyección de agua, sino además conocedores del Campo Lisama. La proveniencia de la mayoría de los datos se lista con detalle en la sección “Recolección de datos y Lógica del Modelo”

SÍNTESIS Y CONCLUSIONES

- Se realizó un análisis financiero probabilístico para la aplicación de la técnica de inyección de agua en el proyecto piloto en el Campo Lisama, este análisis se logró mediante la utilización de un modelo que puede ser utilizado para la evaluación de la expansión del proyecto en el área Lisama; así como para otros proyectos de éste tipo.
- La presencia de múltiples variables e incertidumbres en un proyecto, representa una mayor variabilidad en los datos. Razón por la cual se hace importante su identificación y evaluación.
- Los resultados presentados en la “Óptica General” evidencian la variación del precio del crudo como la más influyente en el Piloto de Inyección de Agua en el Campo Lisama, esto debido no solo a su directa relación con el VPN del proyecto, sino además por presentar un mayor nivel de incertidumbre, dada su marcada sensibilidad ante variables de carácter macroeconómico, político entre otras que son muy difíciles de predecir.
- El precio que toma como base Ecopetrol presentado en la “Óptica Ecopetrol Clásica”, al ser de 50 USD constantes, por encontrarse en un percentil bajo, constituye una forma relativamente conservadora de evaluar sus proyectos, esto se evidencia en la diferencia de las evaluación con y sin variación del precio del crudo, de ésta forma Ecopetrol evita sobrevalorar el proyecto y disminuir la visibilidad de otros riesgos que a pesar de ser menos influyentes en un momento determinado podrían ser controlables a diferencia del crudo cuya incertidumbre no es medible.

- En la etapa de identificación de variables, los expertos seleccionaron la perforación de pozos como de gran importancia en el modelo, dados los altos costos que representa perforar, reactivar y convertir pozos. Pero los resultados de la simulación rechazan esta hipótesis, dado que el nivel de riesgo es muy bajo y estos costos se causan en el mediano plazo. Aún así, es importante tener presente que aunque los costos de la perforación no tengan incertidumbre, el riesgo se presenta cuando los resultados de producción del pozo perforado no resultan como se espera.
- En el Escenario Status Quo se evidenciaron los OPEX y el Coeficiente de paradas como los riesgos más relevantes. Aún cuando estos no se presentaron gran impacto en el escenario Waterflooding, se creó la hipótesis de que en una etapa posterior del proyecto de inyección, estas variables pueden volverse representativas en caso que por la operación del campo y la experiencia adquirida, el nivel de incertidumbre en la producción disminuya.
- Como se mencionó en el análisis de resultados, la tarea con mayor tiempo de duración en la programación del proyecto corresponde al Estudio Integrado de Yacimientos, lo que se consideró lógico dado que en las primeras etapas del proyecto, son precisamente las variables de yacimiento las que presentan mayores incertidumbres, con esto se ratifica el valor intangible del Piloto de inyección en Lisama, ya que brindará experiencia a la empresa reduciendo el tiempo de ingeniería y por tanto de ejecución en este tipo de trabajos que se planea realizar a futuro en el VMM.
- El VPN presentado por la “Óptica Clásica Ecopetrol” para el escenario Waterflooding, evalúa como se mencionó, un proyecto piloto, por lo cual, aún cuando los resultados parezcan no muy optimistas y el VPN se encuentre por debajo del percentil 90 del escenario Status Quo; se resalta el hecho de que existe

una utilidad no tangible por conocimiento y experiencia muy valiosa para ECOPETROL, que tras los resultados del piloto de inyección en los campos Lisama y Nutria, planea descubrir la factibilidad técnica y financiera de aplicar esta técnica en la totalidad del área Lisama y más adelante a otros campos.

- Se evidencia en los resultados de la simulación un incremento significativo en la producción acumulada de crudo, mediante la aplicación de la técnica de Inyección de agua en el área Lisama; resultado que fortalece la decisión de ampliar el proyecto.
- Los flujos incrementales pueden parecer malos resultados para los datos simulados, pero esto no implica que el proyecto no se lleve a cabo, ya que dado el aprendizaje adquirido, los datos serán optimizados a futuro, mejorando la aplicación de ésta técnica en su expansión.

RECOMENDACIONES

- Dada la dificultad de evaluar y medir financieramente el aporte no tangible del presente proyecto, se recomienda realizar un análisis de Opciones Reales, que permita no solo determinar, sino valorar otras opciones que puedan surgir y brindar el verdadero valor de la aplicación de esta técnica.
- Se recomienda en las siguientes etapas del proyecto, investigar a fondo los posibles retrasos por mantenimientos y paradas no programadas, con el fin de reducir riesgos que se puedan presentar en el futuro por estas causas, teniendo en cuenta que el proceso de inyección de agua podría incrementar la probabilidad de falla por daños a la formación.
- El Modelo construido evalúa el proyecto en base a un flujo de caja libre, dadas las actuales expectativas de Ecopetrol S.A. de buscar apoyo financiero para sus proyectos; se recomienda realizar un escenario con financiación, en el que se contemplaría como candidatas de financiación las facilidades de pozo.

OBSERVACIONES

- Dadas las características de programación de las inversiones en el proyecto, no es posible calcular de forma probabilística la Tasa interna de Retorno del Proyecto, dado que se presentan valores positivos y negativos en diferentes periodos de forma no secuencial, lo que dificulta que Excel pueda calcular dicha tasa, más aún cuando existe la posibilidad de que exista múltiples tasas de retorno.
- El análisis maneja todas sus cifras en dólares constantes, según los lineamientos de Ecopetrol plasmados en el Modelo de Maduración y Gestión de proyectos, donde se especifica que los flujos se deben estimar en precios constantes.
- Debido a restricciones del software Crystal Ball, no es posible obtener todos los resultados en solo una corrida (No permite más de 50 variables de salida), razón por la cual se deben congelar algunas variables de salida según los resultados que se desee obtener.
- Es necesario congelar las variables de Variación y Salto del precio del Crudo para la simulación de la Óptica Clásica Ecopetrol.

BIBLIOGRAFIA

BU, Coss. Análisis y evaluación de proyectos de inversión. Editorial Limusa. Segunda edición. México. 1999.

BUSH J. & HELANDER D. Empirical prediction of recovery rate in waterflooding depleted sands. SPE 2109. Field Case History. 1986.

BRAVO Mendoza, Oscar y SÁNCHEZ Célis, Marleny. Gestión Integral de Riesgos. Editorial Bravo & Sánchez. Segunda Edición. Bogotá 2006.

Bravo & Sánchez. Curso “Toma de decisiones bajo condiciones de riesgo e incertidumbre en la industria petrolera”. El Flujo de caja en la Industria Petrolera.pdf

BRAVO Mendoza, Oscar. Metodología para el cálculo de opciones reales en la industria petrolera nacional. ACIPET. 2003

CASTRO Romero, Jaime. Maestría en Ingeniería Industrial: Modelo de Valoración Integrado Estocástico para la Selección de Alternativas de Recobro Mejorado en el Campo Galán San Silvestre de Ecopetrol S.A. Universidad de Los Andes. Bogotá 2007.

CASTRO Rubén. & GORDILLO Gustavo. Historia y Criterios Empíricos en la Aplicación de Inyección de Agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Programa B&H. Universidad América. 2005.

COLMENARES Vargas, Kelly y MUÑOZ Romero, Edwin. Proyecto de Grado: Análisis de Riesgo e Incertidumbre Aplicado a la Evaluación Económica de un

Proyecto de Inyección de Vapor. Universidad Industrial de Santander Bucaramanga 2008.

ESCOBAR Freddy, Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Ed. Universidad Surcolombiana. Colombia.

GARCÍA Oliver, Fernando y PRADA Navarro, Paula. Análisis de la Incertidumbre en el Cálculo de la Reserva Petrolera. Universidad Autónoma de Bucaramanga. Bucaramanga 2006.

GAVIRIA Castellanos, William y HERNANDEZ Torres, Irraí. Monografía: Modelo Probabilístico y Financiero para Evaluar el Riesgo y la Rentabilidad de un Proyecto de Desarrollo de un Campo de Petróleo. Universidad Industrial de Santander Bogotá 2000.

GITMAN, Lawrence & HENNESSEY Sean. Principles of Managerial Finance. Editorial Pearson. Primera edición. Toronto Canadá. 2004.

HOGG, Neil. Decisiones empresariales basadas en modelos financieros. Ediciones Folio. Barcelona 1994.

MAYORGA Céspedes, Edgar y MORA Cañón, Carlos. Proyecto de Grado: Predicción Analítica de la Inyección de Agua en el Área Norte del Campo Lisama-Formación Mugrosa Usando el Método de Craig Geffen Morse. Fundación Universidad de América. Bogotá 2008.

MEJIA Romero, Jenny y PALMA Bustamante, Jorge. Metodología para la Evaluación Económica y Análisis de Riesgo e Incertidumbre en un Proyecto de Inyección de Agua. Universidad Industrial de Santander Bucaramanga 2008.

MONCALO, Karen Marie. Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión. Editorial Uniandes - Alfaomega. Segunda edición. Bogotá.

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Segunda Edición 2001. Astro Data S. A.

PINTO Carlos y TORO Juan. Análisis Financiero de la Conversión de Vehículos Diesel a GNV en la Ciudad de Bucaramanga Utilizando Proyecciones de Mercados y Simulación con un Modelo Browniano Geométrico con Reversión a la Media. Universidad Industrial de Santander Bucaramanga 2008

RODRIGUEZ Taborda, Eduardo. Administración del Riesgo. Bogotá 2002. Editorial Alfa Omega.

SALAZAR, Gustavo A. y GARCÍA Rojas, Sergio. Capacitación Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión. Dirección de Gestión de Proyectos Ecopetrol S.A. 2008.

SOTO Tavera, Claudia P. Modelamiento para Optimizar el Factor de Recobro en Campos de Petróleo Maduros de las Cuencas del Valle Medio del Magdalena y Catatumbo. Informe Técnico de Proyecto. Ecopetrol ICP 2008.

VELEZ, Ignacio. Decisiones de Inversión. Editorial Norma. 2005. En línea: <http://cashflow88.com/decisiones/cursodec.html>.

FUENTES

BAILEY William y otros. Riesgos Medidos. Oilfield Review Schlumberger. 2001.
En:

http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish00/win00/p20_35.pdf

ECOPETROL. Vicepresidencia de suministro y mercadeo. Oferta mercantil de compra de crudo. En línea:
www.ecopetrol.com.co/documentos/38571_Compracrudo.doc

ELLEN, Coopersmith y otros. La toma de decisiones en la industria del petróleo y el gas. En línea:
www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish01/spr01/p02_09.pdf

ICP, 22 años desarrollando tecnología. Ecopetrol junio de 2007. En línea:
<http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=200&conID=40190>

Informe especial 65 años de avances tecnológicos Octubre 2008. En línea:
http://www.petroleo.com/pi/secciones/PI/ES/MAIN/IN/ARTICULOS/doc_66569_HTML.html?idDocumento=66569

TOVAR, Aguirre Leyla. “Los Maduros Están De Moda”. Carta Petrolera. Edición 116. En línea:
http://www.ecopetrol.com.co/especiales/CartaPetroleraDic06/rev_coyuntura.htm

ANEXOS

Anexo A. Precio del Crudo

Este anexo pretende explicar la metodología planteada en la tesis para generar una variación en el precio del crudo y de este modo medir el impacto de dicha variación en los resultados del proyecto. Esta tarea se llevó a cabo en base a la tesis de grado “Análisis Financiero de la Conversión de Vehículos Diesel a GNV en la ciudad de Bucaramanga utilizando Proyecciones de Mercados y Simulación con un Modelo Browniano Geométrico con Reversión a la Media”, la cual presenta un modelo que permite mediante la determinación de un conjunto de parámetros específicos crear una predicción del precio del crudo, en base a su comportamiento histórico.

Para la realización de la predicción, se requiere según la literatura, que “el intervalo de valores históricos utilizados para realizar la predicción, debe ser igual al número de años que se desea predecir”²⁵; dado que el periodo a predecir en el presente proyecto es bastante amplio (30 años) y el objetivo de la predicción no es determinar las proyecciones del precio del crudo, sino el impacto de la variación del mismo en el resultado financiero del proyecto de inyección de agua en el Campo Lisama; se procedió entonces a crear una metodología más sencilla que la planteada en la tesis, que permitiera simular una variación año tras año.

Como primera medida se buscaron los históricos del WTI (West Texas Intermediate), precio que se emplea como referencia para fijar precios a otros crudos, seguidamente se convirtieron estos históricos a dólares constantes ajustándolos con el Índice de Precios al Consumidor de Estados Unidos, así:

$$(WTI_t = wti_t / IPC_n * IPC_t)$$

²⁵ PINTO Carlos y TORO Juan. Análisis Financiero de la Conversión de Vehículos Diesel a GNV en la Ciudad de Bucaramanga Utilizando Proyecciones de Mercados y Simulación con un Modelo Browniano Geométrico con Reversión a la Media. Universidad Industrial de Santander Bucaramanga 2008

Donde:

WTI_t = Precio WTI ajustado.

wti_t = Precio WTI sin ajuste.

IPC_t = Índice Precios al Consumidor.

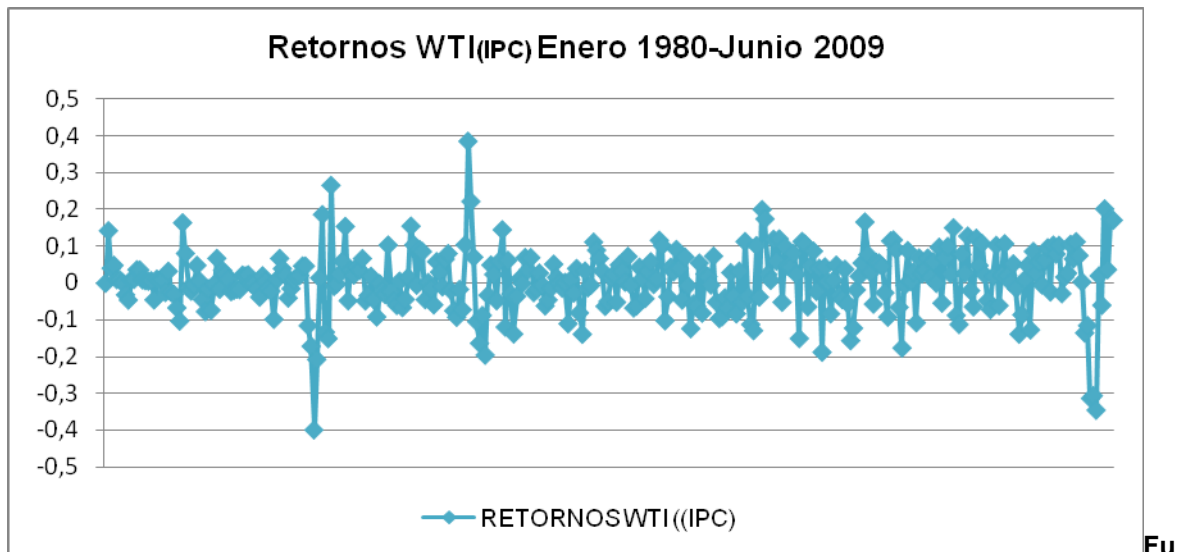
IPC_n = Índice Precios al Consumidor Estados Unidos (Año actual).

Dado que los históricos del IPC aparecen sólo desde el año 1980, se inicio el ajuste a partir de este año.

Con los datos históricos de WTI convertidos en dólares constantes, se procedió a realizar el cálculo de los retornos mediante la siguiente fórmula:

$$r_t = \ln \frac{WTI_t}{WTI_{t-1}}$$

En la siguiente Figura, se observan los retornos mensuales calculados.



ente: Las Autoras

Una vez calculados dichos retornos se procede a realizar la identificación de los “saltos”. Un salto es una variación repentina anormalmente grande, son

especialmente identificables cuando crean picos, es decir cuando tras un repentino cambio en muy poco tiempo el precio se recupera de forma brusca.

Para realizar dicha identificación se realizó una prueba de bondad y ajuste con el fin de evaluar la normalidad de los datos e identificar la media y desviación de los mismos. Seguidamente se realiza la extracción de aquellos retornos que excedan +/- tres desviaciones estándar. Una vez eliminados estos saltos se vuelve a calcular la media y desviación y se repite el proceso hasta que no tener más saltos.

El siguiente paso es seleccionar los parámetros de la distribución sin saltos, que corresponderán a la variación normal del precio. Y con los datos extraídos (Saltos), se crea una probabilidad de salto con un tamaño medio.

Finalmente estos parámetros se tomaron como inputs de la simulación creando una distribución de probabilidad Normal para la variación del precio (ΔWTI), y una distribución empírica con una probabilidad de salto negativo, positivo o sin salto. Con estas variables se calculo el precio del crudo mediante la siguiente fórmula:

$$WTI_t = WTI_{t-1} * (1 + \Delta WTI) * (1 + Salto)$$

En el Anexo "Precio WTI" de Excel se muestra con detalle los cálculos y la fuente de los datos históricos utilizados.

Anexo B. Método Bush & Helander

Debido al incremento del recobro secundario y la aplicación de la técnica de inyección de agua, este método fue desarrollado para predecir el desempeño de esta técnica, con base en los datos de inyección mensual de 86 campos con procesos exitosos de inyección de agua en los Estados Unidos, a partir de estos se obtuvieron los parámetros para predecir las tasas de producción de petróleo con muy buenos resultados, ya que se considera que este método empírico predice más cerca las tasas de petróleo de lo que lo hacen los métodos analíticos²⁶.

En Colombia gracias al trabajo de grado “Historia y Criterios Empíricos en la Aplicación de Inyección de Agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena” se siguió la metodología mencionada obteniendo los parámetros con base en los resultados del proceso de inyección de agua en la Zona A y B de Campo Casabe y en la Zona C del campo La Cira; con el fin de obtener una aproximación para campos que pertenecen al VMM y lograr predicciones acertadas.

Debido a que el análisis financiero se realizará en el Área Lisama y más específicamente a la Formación Mugrosa se utilizan los valores correspondientes a la zona B, de siguiente tabla.

VARIABLES PROSPECTIVA CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	ZONA B		
	CASO I	CASO II	CASO III
Relación agua inyectada acumulada con petróleo secundario acumulado (Wi/Nps)	3.7	7.1	14.2
Porcentaje del periodo de respuesta inicial del total de la vida de la inyección (%)	1.4	3.1	7.4
Porcentaje del periodo de inclinación del total de la vida de la inyección (%)	4.8	18.1	25.7
Porcentaje de la producción secundaria durante el periodo de inclinación (%)	8.7	23.5	32.9

²⁶ BUSH J & HELANDER D. Empirical prediction of recovery rate in waterflooding depleted sands. SPE 2109. Field Case History. 1986.

Porcentaje de la tasa pico de petróleo con respecto a la tasa de inyección (%)	20.4	30.4	47
Porcentaje de declinación diez años después de la tasa pico de aceite (%/10 años)	49.58	66.26	88.8
Porcentaje del tiempo requerido para alcanzar el 50% de la producción secundaria (%)	46.2	39.3	30.9
Porcentaje del tiempo requerido para alcanzar el 75% de la producción secundaria (%)	64.6	62.7	57.5
Índice de declinación (M.e.)	0,04131	0,055217	0,074000

Fuente. CASTRO R. & GORDILLO G. Historia y Criterios Empíricos en la Aplicación de Inyección de Agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Programa B&H. Universidad América. 2005.

A partir de estos parámetros se obtiene la producción incremental de aceite; realizando los siguientes cálculos:²⁷

1. El aceite original en sitio de la zona donde se va a inyectar, así:

$$OOIP = \frac{7758 \times A \times h \times \phi \times Soi}{Boi}$$

2. La producción primaria antes de empezar la inyección (N_{pb}).

3. El petróleo remanente en sitio antes de iniciar la inyección de agua:

$$O_{rem} = (O_{res} - N_{pb})$$

3. El petróleo residual después de implementar el proceso de inyección de agua:

$$O_{res} = OOIP \times (1 - S_{or})$$

4. El recobro secundario de petróleo total que se pudiera obtener:

$$N_{ps} = (O_{rem} - O_{res}) \times R$$

En la anterior ecuación, la variable R corresponde al factor de eficiencia de recobro esperado en el campo.

²⁷ CASTRO R. & GORDILLO G. Historia y Criterios Empíricos en la Aplicación de Inyección de Agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Programa B&H. Universidad América. 2005. Pág. 148.

5. La vida total del proceso de inyección de agua, es necesario predecir el caudal de inyección de agua (i_w).

$$i_w = \frac{7.08 \times 10^3 \times K \times K_{rw} \times h \times (P_{inj} - P_s)}{\mu_w \times B_w \times \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)}$$

Donde:

P_{inj} : Presión de inyección. Caracterizada por aumentar su valor en 1000 psi sobre el valor de la presión de yacimiento.

P_s : Presión estática en psi. Depende de la zona.

μ_w : Viscosidad del agua de inyección, 0.89 cp.

B_w : Factor volumétrico del agua de inyección, 1.0

r_e : Radio exterior influenciado por la inyección en ft. Valor calculado a partir del área.

r_w : Radio de los pozos inyectoros en ft.

h : Espesor en ft.

S : Factor de daño.

K_w : Permeabilidad efectiva al agua en mD.

6. La vida total de la inyección, se basa en usar la relación de agua inyectada acumulada (W_i) con la producción de petróleo secundaria acumulada (N_{ps}).

$$T_i = \frac{N_{ps} \times \left(\frac{W_i}{N_{ps}} \right)}{30.4 \times i_w}$$

7. El tiempo de inicio de inyección al incremento de la producción de aceite (Respuesta inicial).
8. El tiempo de duración y el recobro secundario del periodo de inclinación.
9. El valor de la tasa pico de producción de aceite.
10. El tiempo requerido para producir el 50% y el 75% de la recuperación secundaria.

Anexo C. Variables Modeladas

El presente anexo muestra las diferentes variables consideradas aleatorias en el modelo; razón por la cual se les debe asociar su comportamiento a una distribución de probabilidad.

Para llevar a cabo este proceso, se desarrolló la siguiente metodología:

1. Búsqueda de históricos e información de la variable.
2. Asignar posibles distribuciones de probabilidad teóricas según el comportamiento de la variable dentro de la industria y el criterio de expertos.
3. Con base a la información encontrada y con la ayuda del software Statgraphics v.5.0. se procede a realizar pruebas de bondad y ajuste las cuales verifican el ajuste de los datos a una distribución de probabilidad teórica.

Se plantea la siguiente prueba de hipótesis y se evalúa utilizando la prueba Chi cuadrado y Smirnov Kolmogorov,

H_0 = Las frecuencias observadas presentan un comportamiento de distribución (teórica).

H_a =Las frecuencias observadas difieren de las que corresponden a una distribución (teórica).

Luego de realizar la comparación el software arroja los resultados y estos deben ser analizados así:

P-valor < 0,05 se tiene la evidencia suficiente para rechazar la hipótesis nula (H_0) y aceptar la hipótesis alternativa (H_a).

P-valor > 0,05 no se tiene la evidencia suficiente para rechazar la hipótesis nula (H_0) y por tanto se rechaza la hipótesis alternativa (H_a).

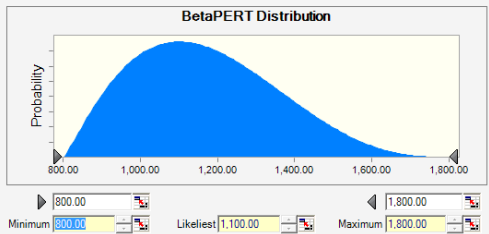
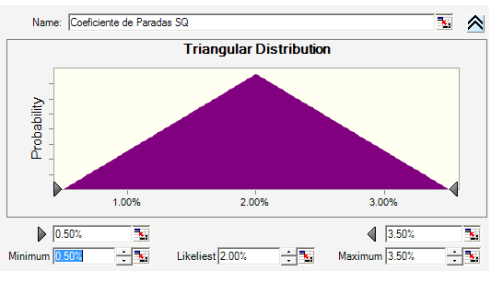
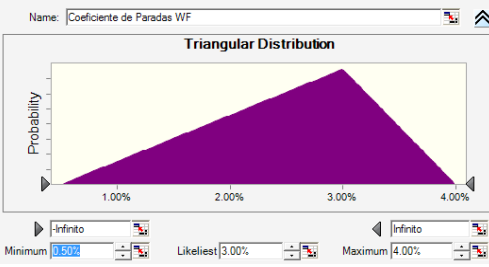
4. Luego de obtener los resultados de las pruebas, se realizó el análisis y en caso de tener un P-valor menor a 0,05 para la distribución recomendada se procedió a comprobar con otros tipos de distribución que pudieran ajustarse, en caso de que los datos no se ajustaran a ninguna distribución teórica se recurrió a tomar el criterio de expertos para determinar los valores mínimo, máximo y más probable para cada variable. En caso de que estas se ajustaran con un P-valor mayor a 0,05 se tomó la distribución de mejor ajuste.

Los resultados de la metodología se muestran en la siguiente tabla.

Los datos históricos y los resultados de las pruebas de bondad y ajuste se muestran con detalle en el Archivo de Excel Pruebas de Bondad y Ajuste.

Variable	Históricos	Distribución Sugerida	P. Bondad y ajuste	Otra Distribución	Criterio de Expertos	Distribución Final
Radio Exterior	SI	NO	NO	LOGNORMAL Media=318,22 DesvStd=77,42	NO	
Espesor de Arena	SI	LOGNORMAL Media=47,4 DesvStd=52,8	SI	NO	Truncar la distribución en la media. Ya que espesores inferiores a 45 ft no son considerables.	
Área	SI	PERT	NO	NO	Suma de las áreas de los pozos involucrados +/- 10%	
Permeabilidad Absoluta	SI	LOGNORMAL	NO	NO	En base a los históricos se tomo el valor más alto, el mínimo y el promedio de los datos	

Saturación de aceite original	NO	NO	NO	NO	Valor de la media calculado para el Screening, con variación de acuerdo al criterio de los expertos	
Porosidad	SI	LOGNORMAL	NO	NO	En base a los históricos se tomo el valor más alto, el mínimo y el promedio de los datos	
Factor de daño	NO	NO	NO	NO	Se asume el yacimiento en las condiciones iniciales. Análisis Nodal.	
Factor de eficiencia de recobro	NO	NO	NO	NO	Se toman las eficiencias utilizadas para hacer la simulación en ASIA de 0,1 a 0,5.	

Presión estática de yacimiento	NO	NO	NO	NO	El valor de la presión real estimada para Lisama es de 1100 psi.	
Coeficiente de paradas SQ	SI	NO	NO	NO	Se tomo el valor promedio de las pérdidas de producción histórica del Área Lisama, como un porcentaje.	
Coeficiente de Paradas WF	NO	NO	NO	NO	Se incremento el valor base de las paradas para el SQ, debido a que con la Inyección pueden cambiar las propiedades del yacimiento ocasionando más paradas.	

Variación Pozos	NO	NO	NO	NO	De acuerdo a los datos encontrados este costo puede variar. Se tomo como +/-10%	
Variación de los OPEX	NO	NO	NO	NO	De acuerdo a los datos encontrados este costo puede variar. Se tomo como +/-10%	

Anexo D. Formato Consulta a Expertos

CAMPO LISAMA	
GENERAL	

	Frecuencia (%)	Impacto (%)	Probabilidad F*I
RIESGOS DE ENTORNO			
Agentes climáticos			
Problemas de acceso al campo			
Aumento de impuestos			
Variación de la moneda del país			
Aumento de la tasa de interés			
Incumplimiento de acuerdos establecidos a nivel estatal			
RIESGOS FINANCIEROS			
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			
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			
Daños en los pozos inyectores			

Necesidad de conversión de pozos			
Espaciamiento entre pozos			
Costos de producción			
RETRASOS EN LA EJECUCIÓN			
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			
RIESGOS OPERACIONALES			
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			
Derrame de hidrocarburos			
Corrosión de líneas y equipos de facilidades			
Caución por condiciones insalubres			
Condiciones inseguras de trabajo			
Panorama de riesgos profesionales			
Retiro de personal especializado			
Finalización intempestiva del contrato			
Afectación a minorías étnicas			