

**SELECCIÓN DE UN ESCENARIO ÓPTIMO DE EXPLOTACIÓN PARA UN
SECTOR DEL CAMPO TIBÚ MEDIANTE ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE Y
RIESGO EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS**

EDWIN JAVIER CARRERO SUESCÚN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2009

**SELECCIÓN DE UN ESCENARIO ÓPTIMO DE EXPLOTACIÓN PARA UN
SECTOR DEL CAMPO TIBÚ MEDIANTE ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE Y
RIESGO EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS**

EDWIN JAVIER CARRERO SUESCÚN

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar por el título
de master en Ingeniería de hidrocarburos**

**Director
Aníbal Ordóñez Rodríguez
Ingeniero de Petróleos, MSc.**

**Director
Olga Patricia Ortiz Cancino
Ingeniera de Petróleos, MSc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2009

DEDICATORIA

A DIOS, por ser mi guía, mi protector y mi consuelo en los momentos más difíciles.

A mi Madre, la persona más importante en mi vida; por su apoyo, cariño y comprensión. En todo momento sus palabras fueron tranquilidad y fuerza para alcanzar este logro.

A mi Padre, por su apoyo en los momentos en que más lo necesite.

A mi hermano Gerson Alberto, por su compañía y ayuda. Es mi mejor amigo.

A mi novia Yornely, por ser tan especial conmigo. Me ha demostrado el corazón tan grande que tiene. Gracias por llegar a mi vida.

EDWIN JAVIER

AGRADECIMIENTOS

El autor desea expresar sus agradecimientos a:

A ECOPETROL – ICP por esta oportunidad maravillosa para crecer profesionalmente.

A la Universidad Industrial de Santander U.I.S., por abrirme nuevamente las puertas.

A HALLIBURTON Colombia, por haber brindado toda la asesoría técnica y logística para el desarrollo de este proyecto.

Al Ing. Cesar Mantilla por su disposición y colaboración en todo momento.

A la Ing. Jeannette Crespo por su valiosa colaboración durante todo el desarrollo del proyecto.

Al Ing. Aníbal Ordóñez, por su confianza y respaldo.

A la Ing. Olga Patricia Ortiz, por sus aportes para el desarrollo y culminación del proyecto.

A la corporación NATFRAC, especialmente al Ing. William Navarro y al Geol. Edwar Herrera.

A mi Tío Víctor Hugo Suescún y su familia, por su atención durante mi estadía en Bogotá.

CONTENIDO

pág.

INTRODUCCIÓN.....	1
1. ANALISIS DE INCERTIDUMBRE Y RIESGO EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.....	3
1.1 CONCEPTO DE INCERTIDUMBRE.....	6
1.2 TÉCNICAS PARA ESTIMAR LAS INCERTIDUMBRES EN LAS VARIABLES QUE INTERVIENEN EN LOS MODELOS DE SIMULACIÓN.....	6
1.2.1 Simulación Monte Carlo.	6
1.2.2 Análisis de primer orden y segundo orden..	7
1.2.3 Enfoque de un parámetro a la vez.	8
1.2.4 Superficie de respuesta (<i>Response Surfaces</i>)..	8
1.2.5 Diseños experimentales.....	9
1.3 REPRESENTACIÓN MATEMÁTICA DE LA INCERTIDUMBRE.....	10
1.3.1 Medidas de posición.	11
1.3.2 Medidas de Tendencia central.....	11
1.3.3 Medidas de dispersión.	12
1.3.4 Distribuciones de probabilidad.....	12
1.4 DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD ASOCIADAS A CADA UNA DE LAS INCERTIDUMBRES EN UN YACIMIENTO PETROLÍFERO.....	13
1.5 AJUSTE HISTORICO (<i>HISTORY MATCHING PROCESS</i>).....	19
1.6 ANÁLISIS DE RIESGO.....	23
1.6.1 Riesgo e Incertidumbre.....	24
1.6.2 Clasificación de los riesgos.....	25
1.6.3 Identificación de riesgos.....	26
1.6.4 Optimización de decisiones y manejo de los riesgos.	26
2. GENERALIDADES DEL CAMPO TIBÚ Y MODELO DE SIMULACION DEL AREA A.....	33
2.1 MODELO DE SIMULACION AREA A.....	36
2.1.1 Modelo Estático.....	36
2.1.2 Modelo Dinámico.	38
2.2 AJUSTE INICIAL DE LA PRESIÓN PROMEDIA DEL YACIMIENTO.	43
3. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA APLICACIÓN DEL ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE Y RIESGO EN EL ÁREA A DEL CAMPO TIBÚ.....	45
4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	50

4.1 RESULTADOS Y DISCUSIÓN DEL ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE AL MODELO DE SIMULACIÓN DEL ÁREA A DEL CAMPO TIBÚ	50
4.2 RESULTADOS Y DISCUSIÓN DEL PROCESO DE AJUSTE HISTÓRICO AUTOMÁTICO (<i>AUTOMATED HISTORY MATCHING</i>)	56
4.3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN DEL PROCESO DE SELECCIÓN DEL ESCENARIO ÓPTIMO DE EXPLOTACIÓN MEDIANTE ANÁLISIS DE RIESGO	70
4.3.1 Resultados del escenario 1.	86
4.3.2 Resultados del escenario 2.	100
4.3.3 Resultados del escenario 3.....	107
4.3.4 Selección del escenario óptimo de explotación.....	116
5. CONCLUSIONES	120
6. RECOMENDACIONES	122
BIBLIOGRAFÍA	125

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Distribuciones de probabilidad asociadas a cada una de las incertidumbres en un yacimiento petrolífero.....	15
Tabla 2. Variables de incertidumbre y variables de decisión utilizadas en el estudio realizado por Narayanan, Cullick y Bennet.....	17
Tabla 3. Resumen de las incertidumbres, escenarios y variables de decisión en el caso de estudio del Litoral Tabasco (México).	18
Tabla 4. Parámetros principales de yacimiento de la Formación Barco.....	35
Tabla 5. Distribución vertical de la Formación Barco en el modelo estático del área A del campo Tibú.	37
Tabla 6. <i>Endpoints</i> definidos para el modelo de simulación del área A del campo Tibú.....	40
Tabla 7. Distribución de Regiones de Equilibrio del modelo de simulación del área A del campo Tibú.	40
Tabla 8. Resultados obtenidos de la inicialización del modelo de simulación del área A del campo Tibú y comparación con el modelo original en ECLIPSE 100...	41
Tabla 9. Definición y cuantificación de las variables del modelo estático que intervinieron en el análisis de incertidumbre.....	51
Tabla 10. Parámetros seleccionados para el proceso de ajuste histórico automático.....	55
Tabla 11. Resultados del análisis estadístico de datos para las propiedades petrofísicas y de pozos de las variables de incertidumbre del modelo de simulación del área A del campo Tibú.....	58
Tabla 12. Definición de los valores mínimo y máximo de las variables que van a intervenir en el ajuste histórico automático.....	60

Tabla 13. Redefinición de los valores mínimo y máximo de las variables que van a intervenir en el ajuste histórico automático.....	62
Tabla 14. Valores de las variables de incertidumbre para las mejores iteraciones del modelo numérico del Área A del campo Tibú.	65
Tabla 15. Valores finales de las variables de incertidumbre para el ajuste histórico automático del modelo numérico del área A del campo Tibú.	70
Tabla 16. Variables de decisión definidas para los escenarios planteados en el proceso de optimización.	80
Tabla 17. Variables de decisión adicionales referentes a la ubicación areal de algunos pozos para el escenario 3.....	80
Tabla 18. Variables de incertidumbre asociadas a los costos de tratamiento de petróleo, reactivación e intervención de pozos productores e inyectores y costos de perforación de nuevos pozos para el área A del campo Tibú.....	82
Tabla 19. Tabla histórica del precio internacional del petróleo WTI desde 1946 hasta el presente.	82
Tabla 20. Restricciones definidas para los escenarios planteados en el proceso de optimización.	84
Tabla 21. Resultados del análisis estadístico del VPN obtenido en el modelo integrado del escenario 1.....	92
Tabla 22. Resultados del análisis estadístico del VPN obtenido en el modelo económico de incertidumbre del escenario 1.	99
Tabla 23. Resultados del análisis estadístico del VPN obtenido en el modelo económico de incertidumbre del escenario 2.	106
Tabla 24. Valores de las variables de decisión que permitieron obtener el perfil máximo de producción del escenario 3.	111
Tabla 25. Resultados del análisis estadístico del VPN obtenido en el modelo económico de incertidumbre del escenario 3.	114

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Esquema comparativo entre el flujo de trabajo secuencial y el flujo de trabajo integrado.....	5
Figura 2. Funciones de distribución mas utilizadas en la industria petrolera.	14
Figura 3. Esquema del proceso de ajuste histórico convencional (modelo determinístico).	20
Figura 4. Esquema del proceso de ajuste histórico probabilístico (ajuste histórico automático).	22
Figura 5. Esquema general del proceso de optimización de toma de decisiones.	30
Figura 6. División operacional de Áreas en el Campo Tibú.	34
Figura 7. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Catatumbo y perfil de las arenas presentes en la Formación Barco.	35
Figura 8. Modelo estático del área A, Campo Tibú.	37
Figura 9. Propiedades PVT del fluido usado en el modelo de simulación del área A del campo Tibú.	39
Figura 10. Curvas de permeabilidades relativas y presiones capilares usadas en el modelo de simulación del área A del campo Tibú.....	39
Figura 11. Producción histórica del petróleo, agua y líquido total del área A del Campo Tibú.	42
Figura 12. Producción histórica de gas del área A del campo Tibú.	42
Figura 13. Ajuste de la presión promedio del yacimiento para el área A del campo Tibú.....	43
Figura 14. Metodología propuesta para el análisis de incertidumbre y riesgo en el área A del campo Tibú.....	49

Figura 15. Diagrama de sensibilidad para el petróleo producido acumulado en el modelo numérico de incertidumbre.....	53
Figura 16. Diagrama de sensibilidad para el agua producida acumulada en el modelo numérico de incertidumbre.....	54
Figura 17. Diagrama de sensibilidad para el gas producido acumulado en el modelo numérico de incertidumbre.....	54
Figura 18. Distribuciones de probabilidad obtenidas para las propiedades petrofísicas y de pozos de las variables de incertidumbre del modelo de simulación del área A del campo Tibú.	57
Figura 19. Curvas de permeabilidades relativas petróleo-agua utilizadas para el ajuste histórico.....	60
Figura 20. Tasas diarias de producción de petróleo obtenidas del proceso de ajuste histórico automático en el modelo numérico del área A del campo Tibú.....	63
Figura 21. Tasas diarias de producción de agua obtenidas del proceso de ajuste histórico automático en el modelo numérico del área A del campo Tibú.	64
Figura 22. Gráfica valor función objetivo vs. No. de iteraciones en el modelo numérico histórico del área A del campo Tibú.	64
Figura 23. Tasas diarias de producción de petróleo obtenidas de las mejores iteraciones del modelo de optimización de ajuste histórico automático del área A del campo Tibú.	66
Figura 24. Tasas diarias de producción de agua obtenidas de las mejores iteraciones del modelo de optimización de ajuste histórico automático del área A del campo Tibú.	66
Figura 25. Tasa diaria de producción de petróleo obtenida del mejor modelo de ajuste histórico del área A del campo Tibú.	68
Figura 26. Tasa diaria de producción de agua obtenida del mejor modelo de ajuste histórico del área A del campo Tibú.....	68
Figura 27. Perfil de la presión promedio del yacimiento obtenido del mejor modelo de ajuste histórico del área A del campo Tibú.	69
Figura 28. Distribución de saturación de petróleo a la fecha 1 de Julio de 2008 en los ciclos estratigráficos presentes en el yacimiento.....	71

Figura 29. Distribución de la porosidad en los ciclos estratigráficos presentes en el yacimiento.....	72
Figura 30. Distribución del <i>NTG</i> en los ciclos estratigráficos presentes en el yacimiento.....	72
Figura 31. Distribución de la permeabilidad en los ciclos estratigráficos presentes en el yacimiento.	73
Figura 32. Distribución de la presión promedio del reservorio a la fecha 1 de Julio de 2008 en los ciclos estratigráficos presentes en el yacimiento.....	73
Figura 33. Escenario 1 planteado para la explotación del área A del campo Tibú.	75
Figura 34. Escenario 2 planteado (15 pozos <i>infill</i>) para la explotación del área A del campo Tibú.	75
Figura 35. Escenario 3 planteado (30 pozos <i>infill</i>) para la explotación del área A del campo Tibú.	76
Figura 36. Perfiles de producción diaria de petróleo obtenidas del análisis de incertidumbre del caso base de predicción.....	78
Figura 37. Análisis estadístico de datos del promedio anual histórico del precio internacional del petróleo.....	83
Figura 38. Resultados de la función objetivo a maximizar (la media del VPN) vs. El número de iteraciones de optimización para el escenario de predicción 1.	87
Figura 39. Resultados del petróleo total producido y el agua total producida vs. El número de iteraciones de optimización para el escenario de predicción 1.	87
Figura 40. Perfiles de producción diaria y acumulada de petróleo obtenidas de las iteraciones del modelo integrado del escenario 1.	88
Figura 41. Perfiles de producción diaria y acumulada de agua obtenidas de las iteraciones del modelo integrado del escenario 1.	89
Figura 42. Valores calculados del Valor Presente Neto (VPN) en el modelo integrado del escenario 1.....	90
Figura 43. Diagrama de sensibilidad para el VPN obtenido en el modelo integrado del escenario 1.....	90

Figura 44. Histograma del VPN obtenido del modelo integrado del escenario 1. .	91
Figura 45. Distribución de probabilidad acumulada del VPN obtenido del modelo integrado del escenario 1.....	93
Figura 46. Medición del campo estocástico para el modelo económico utilizado para los escenarios de predicción.....	95
Figura 47. Valores calculados del Valor Presente Neto (VPN) en el modelo económico de incertidumbre del escenario 1.....	96
Figura 48. Diagrama de sensibilidad para el VPN obtenido en el modelo económico de incertidumbre del escenario 1.....	97
Figura 49. Histograma del VPN obtenido del modelo económico de incertidumbre del escenario 1.....	98
Figura 50. Distribución de probabilidad acumulada del VPN obtenido del modelo económico de incertidumbre del escenario 1.....	99
Figura 51. Resultados de la función objetivo de maximización (la media del VPN) vs. El número de iteraciones de optimización para el escenario de predicción 2.	101
Figura 52. Resultados del petróleo total producido y el agua total producida vs. El número de iteraciones de optimización para el escenario de predicción 2.	102
Figura 53. Perfiles de producción diaria y acumulada de petróleo obtenidas de las iteraciones del modelo integrado del escenario 2.....	102
Figura 54. Perfiles de producción diaria y acumulada de agua obtenidas de las iteraciones del modelo integrado del escenario 2.....	103
Figura 55. Valores calculados del Valor Presente Neto (VPN) en el modelo económico de incertidumbre del escenario 2.....	104
Figura 56. Diagrama de sensibilidad para el VPN obtenido en el modelo económico de incertidumbre del escenario 2.....	105
Figura 57. Histograma del VPN obtenido del modelo económico de incertidumbre del escenario 2.....	106
Figura 58. Distribución de probabilidad acumulada del VPN obtenido del modelo económico de incertidumbre del escenario 2.....	107

Figura 59. Resultados de la función objetivo de maximización (la media del VPN) vs. El número de iteraciones de optimización para el escenario de predicción 3.	108
Figura 60. Resultados del petróleo total producido y el agua total producida vs. El número de iteraciones de optimización para el escenario de predicción 3.	109
Figura 61. Perfiles de producción diaria y acumulada de petróleo obtenidas de las iteraciones del modelo integrado del escenario 3.	109
Figura 62. Perfiles de producción diaria y acumulada de agua obtenidas de las iteraciones del modelo integrado del escenario 3.	110
Figura 63. Valores calculados del Valor Presente Neto (VPN) en el modelo económico de incertidumbre del escenario 3.	112
Figura 64. Diagrama de sensibilidad para el VPN obtenido en el modelo económico de incertidumbre del escenario 3.	113
Figura 65. Histograma del VPN obtenido del modelo económico de incertidumbre del escenario 3.	114
Figura 66. Distribución de probabilidad acumulada del VPN obtenido del modelo económico de incertidumbre del escenario 3.	115
Figura 67. Valores obtenidos de la función objetivo para cada escenario propuesto.	117
Figura 68. Comparación de los perfiles óptimos de producción diaria de petróleo obtenidos en cada escenario de predicción con el caso base.	117
Figura 69. Comparación de los perfiles óptimos de producción acumulada de petróleo obtenidos en cada escenario de predicción con el caso base.	118
Figura 70. Histogramas de VPN obtenidos de los modelos de incertidumbre económicos para cada escenario propuesto.	118

TITULO: SELECCIÓN DE UN ESCENARIO ÓPTIMO DE EXPLOTACIÓN PARA UN SECTOR DEL CAMPO TIBÚ MEDIANTE ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE Y RIESGO EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS*.

AUTOR: EDWIN JAVIER CARRERO SUESCÚN.**

PALABRAS CLAVES: Incertidumbre, Análisis de Riesgo, Optimización, Simulación Probabilística.

RESUMEN

Los activos que maneja la industria petrolera requieren de inversiones de capital muy altas. Estas decisiones en la mayoría de los casos se hacen bajo condiciones de incertidumbre, lo que conduce a los riesgos. Por lo anterior, la descripción y uso de metodologías que permitan la toma de mejores decisiones, las cuales tengan en cuenta la incertidumbre en todos los componentes, ha tenido un incremento acelerado en los últimos años.

En el presente proyecto se aplicaron los conceptos de análisis de incertidumbre y riesgo en la simulación de yacimientos, con el fin de seleccionar el escenario óptimo de explotación para un sector del campo Tibú. Para ello fue necesario inicialmente hacer un análisis de incertidumbre al modelo estático del reservorio con el fin de identificar y priorizar las variables de incertidumbre que más afectan el modelo de simulación. Posteriormente se realizó un ajuste histórico automático y probabilístico involucrando las variables de incertidumbre seleccionadas. Por último, se definió el escenario óptimo de explotación a partir de un proceso de optimización en condiciones de incertidumbre. Este proceso consiste en la definición de la función objetivo, las variables de decisión e incertidumbre y las restricciones.

La aplicación de esta metodología permitió definir un escenario óptimo de explotación, que consiste en la reactivación e intervención de pozos productores e inyectores. Sin embargo, en todos los escenarios propuestos los valores de la función objetivo calculados por los modelos fueron negativos. Las razones de estos resultados radican en la incidencia fuerte en el modelo del precio del petróleo y en la baja recuperación adicional de reservas. Si bien esta metodología mejora la planeación de explotación de un campo petrolero, en la práctica es demasiado costoso tanto en uso de recurso computacional como en tiempo de duración del proceso.

*Trabajo de investigación

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, MSc. Olga Patricia Ortiz

TITLE: SELECTION OF OPTIMAL EXPLOITATION STRATEGY FOR A SECTOR MODEL OF TIBU FIELD THROUGH UNCERTAINTY AND RISK ANALYSIS IN RESERVOIR SIMULATION*.

AUTHOR: EDWIN JAVIER CARRERO SUESCÚN**.

KEYWORDS: Uncertainty, Risk Analysis, Optimization, Probabilistic Simulation.

ABSTRACT

The assets that manage the oil industry require very high capital investments. These decisions often must be made under uncertainty conditions, leading to risks. By the above mentioned the description and use of methodologies that making better decisions, which take into account uncertainty in all the components, have been a rapid increased in recent years.

In this project were applied uncertainty and risk analysis concepts in reservoir simulation to select the optimal exploitation strategy for a sector model of Tibú field. For that, it was necessary initially doing a uncertainty analysis to static model of reservoir with the objective to identify and prioritize the uncertainty variables that most affect the reservoir simulation model. Subsequently it performed an automatic and probabilistic history matching involving selected uncertainty variables. Finally, it defined the optimal exploitation strategy from optimization under uncertainty conditions process. This process consists in the definition of objective function, decision and uncertainty variables and constraints.

The application of this methodology allowed defining optimal exploitation strategy, which consists in the reactivation and intervention of some producers and injectors wells. However, in all the proposed strategies the values of objective function calculated by the models were negatives. The reasons for these results lie in the strong impact on the model of the oil price and the low additional oil recovery. While this methodology improves the exploitation planning of an oil field, the process in practice is too expensive both in uses of computational resources and in duration of the process.

*Trabajo de investigación

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, MSc. Olga Patricia Ortiz

INTRODUCCIÓN

Las actividades de exploración y producción que se llevan a cabo sobre un activo de la industria petrolera requieren en la mayoría de los casos compromisos muy altos de capital que están relacionados a decisiones sobre facilidades, perforación de pozos, calendarios de intervenciones y estrategias de producción. La toma de decisiones se hace a menudo cuando existen altas incertidumbres, las cuales conducen a los riesgos inherentes a las decisiones seleccionadas bajo estas condiciones.

La toma de mejores decisiones, que tuvieran en cuenta la incertidumbre en todos los componentes (exploración y producción) que hacen parte de la industria petrolera, era un desafío bastante significativo hasta el año 2003. La literatura de los últimos años ha señalado la importancia de aplicar flujos de trabajo que integre e incluya la cuantificación formal de las incertidumbres a nivel del modelamiento del yacimiento (subsuelo); localización, configuración y operación de los pozos; conexiones y facilidades de superficie y el modelamiento económico. Ante estos nuevos conceptos y metodologías de trabajo, algunas compañías petroleras últimamente han incrementado significativamente el uso del análisis de riesgo en los procesos de decisión. Adicional a esto, también se han estado aplicando los conceptos de optimización con el fin de desarrollar procesos combinados de optimización de escenarios bajo condiciones de incertidumbre, lo cual permite la identificación de los mejores planes de explotación de reservorios y la administración racional de los riesgos asociados a las incertidumbres definidas.

En el presente trabajo se describe la aplicación del análisis de incertidumbre y riesgo en la simulación de yacimientos. Este trabajo tuvo como objetivo principal la selección de un escenario óptimo de explotación para un sector del campo Tibú. Para alcanzar este objetivo el proceso se divide en tres partes: inicialmente se

analiza el modelo estático disponible y se selecciona, mediante un análisis de sensibilidad al modelo y un análisis bibliográfico a las referencias existentes sobre el tema, las variables que generan mayor incertidumbre sobre el modelo de simulación. Posteriormente se lleva a cabo un ajuste histórico automático y probabilístico del modelo de simulación involucrando las variables de incertidumbre seleccionadas anteriormente. Por último, una vez ajustado el modelo históricamente, se define el escenario óptimo de explotación mediante un análisis integrado de optimización y riesgo, teniendo como parámetros principales de selección del escenario, variables de tipo económico como el valor presente neto.

El trabajo consta de cuatro capítulos. El primero hace referencia al marco teórico del proceso de análisis de incertidumbre y riesgo en el modelamiento de yacimientos y en el análisis económico. En el segundo capítulo se hace una breve descripción del área de estudio seleccionada para la aplicación del análisis de incertidumbre y riesgo y su correspondiente modelo de simulación. En el tercer capítulo se presenta la metodología propuesta para el desarrollo del proyecto y en el cuarto y último capítulo se presentan los resultados obtenidos.

La aplicación de este tipo de metodologías que tengan en cuenta los niveles de incertidumbre y riesgo de los diferentes parámetros que intervienen en el modelamiento de yacimientos y en el modelamiento económico, permiten construir modelos de decisión más robustos y confiables, que permitan tomar una mejor decisión. Adicionalmente, con este trabajo, ECOPETROL S.A. busca implementar e interiorizar los análisis de incertidumbre y riesgo tanto en el modelamiento de yacimientos como en el modelamiento económico con el fin de tomar las mejores decisiones sobre cómo desarrollar de manera óptima los yacimientos que tiene a su disposición.

1. ANALISIS DE INCERTIDUMBRE Y RIESGO EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

A pesar del relativo éxito del modelamiento de yacimientos, en los últimos 20 años, las ganancias o retornos de las inversiones en la industria petrolera en promedio están por debajo del 7%¹. Ante este hecho, cada uno de los proyectos raramente recibe sanciones por la baja efectividad en los resultados, a menos que la tasa de retorno esperada este por encima de una cifra significativamente alta (esta cifra esta por el orden del 18% o más). Esta discrepancia entre las ganancias esperadas y obtenidas en realidad podría ser debida en parte a las deficiencias sistemáticas en los flujos de trabajo actuales de la industria y a los procesos de análisis de decisión. Brashear, Becher y Faulder²; Floris y Peersman³; Begg, Bratvold y Campbell⁴; y Gawaith y Gutteridge⁵ señalan la importancia de un buen análisis de decisiones, incluyendo de forma apropiada, incertidumbres múltiples, interdependientes y correlacionadas. Estos autores han reconocido los desafíos del análisis de decisión en la industria petrolera y han propuesto sistemas con nueva tecnología que integran las disciplinas que intervienen al momento de ejecutarse un proyecto (geofísica, geología, ingeniería de yacimientos, ingeniería

¹ BRASHEAR, J. P.; BECHER, A. B. and FAULDER, D.D. Where Have All the Profits Gone?. En: Journal of Petroleum Technology. June 2001.

² Ibid.

³ FLORIS, F. J. T. and PEERSMANN, M. R. H. E. E&P Decision Support System for Asset Management – A Case Study. En: SPE European Petroleum Conference (24-25, October: Paris, France). SPE No. 65146. 2000.

⁴ BEGG, S. H., BRATVOLD, R. B. and CAMPBELL, J. M. Improving Investment Decisions Using a Stochastic Integrated Asset Model. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (30 September – 3 October: New Orleans, La. U.S.A.). SPE No. 71414. 2001.

⁵ GAWAITH, D. E. and GUTTERIDGE, P. A. Decision-Driven Reservoir Modeling: The Next Big Thing. En: SPE Reservoir Simulation Symposium (14-17, February: Houston, Texas. U.S.A.). SPE No. 51890. 1999.

de perforación, facilidades de superficie y planeación económica); sin embargo, los procesos propuestos eran poco prácticos hasta el año 2003.

Los miembros de los equipos de trabajo que intervienen en la industria petrolera han tenido la ventaja en los últimos años de contar con herramientas técnicas altamente sofisticadas. Por lo general, estas herramientas disponibles tanto en el área de la geología como en la ingeniería se utilizan en un proceso de trabajo secuencial; con cada disciplina enfocada hacia la adquisición de respuestas altamente precisas en su área de dominio. Sin embargo, la correlación total de incertidumbres o interdependencias entre las disciplinas a menudo no se incluyen debido a que la herramienta de análisis no permite revelar o hacer conjeturas de estas incertidumbres para su integración. Por lo general, el modelo económico resultante es optimista en valor absoluto y en el riesgo que se pueda manejar y subestima la incertidumbre total que se pueda generar.

Floris y Peersman¹ introdujeron un Sistema de Soporte de Decisiones en la industria petrolera (*E&P Decision Support System*); un sistema de apoyo en el análisis de los árboles de decisiones y en el análisis Monte Carlo en conjunción con los análisis de funciones de utilidad. Posteriormente Begg, Bratvold y Campbell² introdujeron el Modelo Activo Estocástico Integrado (*Stochastic Integrated Asset Model*; SIAM) con el fin de cambiar el rigor técnico por la capacidad de manipular todas las facetas de la cadena de valores presente en la industria petrolera, sus interrelaciones y el impacto de las incertidumbres.

Narayanan, Cullick y Bennet³ describieron un sistema que integra la cadena de valores presente en la industria petrolera y permite alta fidelidad y rigor en cada

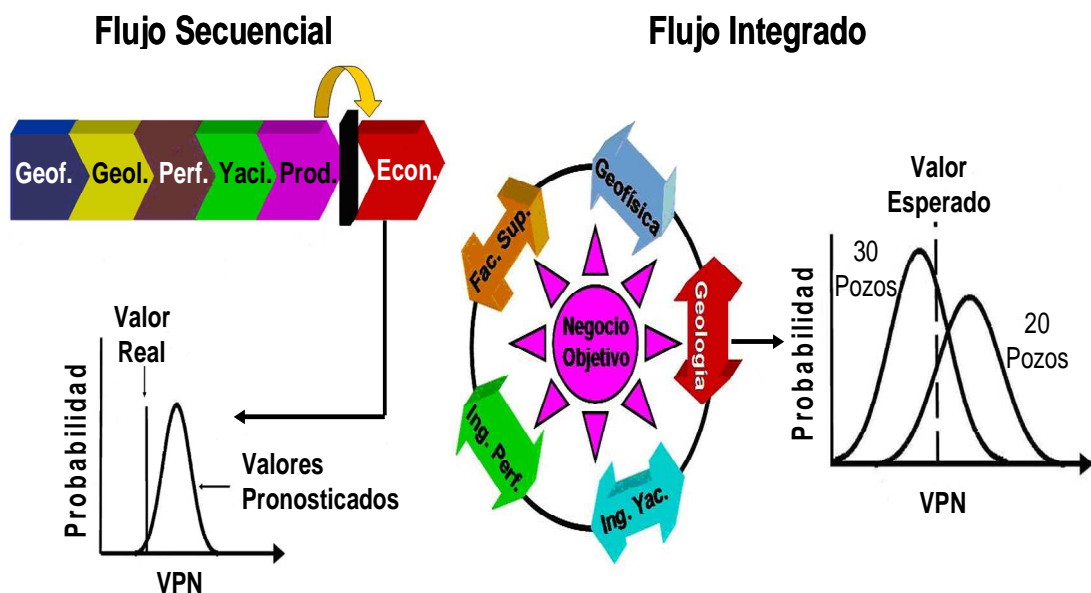
¹ FLORIS, F. J. T. and PEERSMANN, M. R. H. E. Op. cit.

² BEGG, S. H., BRATVOLD, R. B. and CAMPBELL, J. M. Op. cit

³ NARAYANAN, K., CULLICK, S. and BENNETT, M. Better Field Development Decisions from Multiscenario, Interdependent Reservoir, Well and Facility Simulations. En: SPE Reservoir Simulation Symposium (3-5 February: Houston, Texas. U.S.A.). SPE No. 79703. 2003.

uno de los componentes de la cadena. Con este sistema, los profesionales pueden trabajar juntos, es decir, de forma interdisciplinaria, manteniéndose el rigor dentro de cada disciplina. El equipo es capaz de preservar y proporcionar incertidumbres interdependientes, dando como resultado evaluaciones de alternativas que avalúan mejor la incertidumbre y el riesgo potencial al llevar a cabo los objetivos del negocio propuesto. Los conceptos expuestos anteriormente se muestran en la figura 1.

Figura 1. Esquema comparativo entre el flujo de trabajo secuencial y el flujo de trabajo integrado.



Fuente: NARAYANAN, K., CULLICK, S. and BENNETT, M. Better Field Development Decisions from Multiscenario, Interdependent Reservoir, Well and Facility Simulations. *En:* SPE Reservoir Simulation Symposium (3-5 February: Houston, Texas. U.S.A.). SPE No. 79703. 2003. p. 7.

De acuerdo a los anteriores autores¹, este tipo de flujo de trabajo permite incluir incertidumbres fundamentales que afectan el proceso de decisión. Además, la integración de estas disciplinas conduce a un entendimiento de las sensibilidades

¹ NARAYANAN, K., CULLICK, S. and BENNETT, M., Op. cit, p. 2.

importantes presentes en los modelos y cómo dichas incertidumbres afectan la evaluación global de los activos.

1.1 CONCEPTO DE INCERTIDUMBRE

El término incertidumbre en el modelamiento de yacimientos se refiere al grado de certeza que se tenga sobre el valor de una serie de variables dadas. Las incertidumbres ocurren porque las variables tanto estáticas como dinámicas, que hacen parte del modelamiento del yacimiento, se deducen a partir de muestras volumétricas un poco pequeñas de un yacimiento dado, y subsecuentemente, las variables se estiman a partir de interpretaciones geológicas y de ingeniería (las cuales no dejan de tener un grado de subjetividad). Por consiguiente, la incertidumbre ocurre debido a la falta de información. Es por esto que la incertidumbre es un hecho que no se puede evitar; a pesar de esto, se puede reducir y manejar.

1.2 TÉCNICAS PARA ESTIMAR LAS INCERTIDUMBRES EN LAS VARIABLES QUE INTERVIENEN EN LOS MODELOS DE SIMULACIÓN

Para evaluar cómo los diversos parámetros que entran al proceso influyen en los resultados usualmente se lleva a cabo un estudio de sensibilidades. Para hacer esto, se han planteado algunas técnicas entre las cuales se destacan¹:

1.2.1 Simulación Monte Carlo². En esta técnica para la cuantificación de las incertidumbres, se define una variable de estudio (variable dependiente) a la cual

¹ CHEWAROUNGROAJ, Jirawat, VARELA, Omar J. and LAKE, Larry W. An Evaluation of Procedures to Estimate Uncertainty in Hydrocarbon Recovery. En: SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management (25-26, April: Yokohama, Japan). SPE No. 59449. 2000. p. 1-3.

² OROZCO IBARRA, Andrés Fernando y ROCHA SALDARRIAGA, Nelson Armando. Determinación de potenciales (IPR) en pozos horizontales y desviados para flujo en dos fases usando una herramienta software basada en simulación Monte Carlo. Trabajo de Grado Ingeniería

se le va a estimar su incertidumbre asumiendo funciones de densidad de probabilidad (FDP) para todas las variables de entrada (variables independientes) que presentan algún grado de incertidumbre. Los valores para las variables independientes que presentan un grado de incertidumbre son muestreados de forma aleatoria a partir de las funciones de densidad de probabilidad preasignadas (las cuales pueden ser funciones triangulares, normales, etc.) utilizando un número aleatorio generador. La distribución resultante de la variable dependiente; como por ejemplo el factor de recobro, el aceite original in-situ o la producción acumulada de aceite; se evalúa luego haciendo corridas sucesivas en el simulador de yacimientos.

Desafortunadamente para aplicar esta técnica se necesita demasiado tiempo; por consiguiente; es prácticamente aplicable a los modelos de simulación de yacimientos más simples y ha sido restringida la mayoría de las veces a casos meramente académicos. Una manera apropiada de superar la desventaja del consumo exagerado de tiempo de esta técnica es crear un modelo *proxy* para el simulador de yacimientos. Estos modelos *proxy* usualmente son representaciones analíticas del modelo de simulación de yacimientos y pueden ser evaluados de manera rápida¹.

1.2.2 Análisis de primer orden y segundo orden². Las aproximaciones más simples para el análisis de incertidumbre, las cuales de forma explícita consideran a la vez los efectos de la sensibilidad y la incertidumbre sobre una varianza, son las aproximaciones de primer y segundo orden. Estos métodos se basan en la

de Petróleos. Bucaramanga (Santander): Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008. p. 116.

¹ FRIEDMANN, F., CHAWATHE, A. and LARUE, D. K. Assessing Uncertainty in Channelized Reservoirs Using Experimental Designs. En: SPE Reservoir Evaluation & Engineering. August, 2003, p. 264.

² CHEWAROUNGROAJ, Jirawat, VARELA, Omar J. and LAKE, Larry W., Op. cit., p. 2.

expansión de la serie de Taylor, y suministran formas para expresar la desviación de una variable de salida (variable dependiente) de su valor base en términos de las desviaciones de sus variables o parámetros de entrada (variables independientes) con respecto a los valores del caso base.

1.2.3 Enfoque de un parámetro a la vez¹. Es la aproximación más utilizada y consiste en seleccionar un punto de partida, o línea base de los valores o niveles que puede tomar cada parámetro, para después variar sucesivamente cada parámetro en su rango, manteniendo constantes los parámetros restantes en el nivel base. Después de haber realizado todas las pruebas, se construye por lo general una serie de gráficas en las que se muestra la forma en que la variable de respuesta es afectada al variar cada parámetro manteniendo los demás parámetros constantes. Por lo general, se definen tres valores o niveles por cada parámetro (P10, P50 y P90) y se requieren dos corridas de sensibilidad (con una configuración pesimista [P10] y con una optimista [P90]) para cada uno de los parámetros que están involucrados en el proceso.

1.2.4 Superficie de respuesta (*Response Surfaces*)². La metodología de superficies de respuesta es un conjunto de técnicas matemáticas y estadísticas útiles para desarrollar, mejorar y optimizar procesos. Las aplicaciones más frecuentes de la metodología de la superficie de respuesta se encuentran cuando varios parámetros de entrada o variables de entrada influyen en la variable de salida de un modelo. Los procedimientos utilizados para determinar una superficie de respuesta son una combinación de diseño experimental, métodos matemáticos e inferencia estadística. Varios artículos en la literatura han contribuido a la teoría y a la aplicación exitosa de las técnicas de superficie de respuesta en diferentes

¹ DAMSLETH, Elvind, HAGE, Asmund and VOLDEN, Rolf. Maximum Information at Minimum Cost: Development Study With an Experimental Design. En: Journal of Petroleum Technology. December, 1992. p. 1350.

² CHEWAROUNGROAJ, Jirawat, VARELA, Omar J. and LAKE, Larry W., Op. cit., p. 2.

áreas de la ciencia. En la industria petrolera, esta técnica no ha sido ampliamente usada.

1.2.5 Diseños experimentales¹. El diseño de experimentos es una técnica bien conocida para maximizar la información obtenida a partir de una serie de experimentos. El diseño experimental trabaja por medio de la medición de los efectos que se puedan generar al ingresar diferentes valores de entrada de las variables que hacen parte de un proceso. Esto se hace mediante la identificación de un posible conjunto de variables de entrada, las cuales se colocan a variar sobre una serie de experimentos, se recolectan los datos y se analizan los resultados.

En diseño de experimentos, se modifican simultáneamente varios parámetros de acuerdo a un patrón predefinido. Con esta técnica, la misma información que se obtenía con el método de un parámetro a la vez puede ser reproducida con corridas de simulación significativamente menores. También se puede obtener algún entendimiento de las posibles interacciones entre los parámetros.

Un diseño experimental es simplemente una “receta” que describe los diferentes escenarios de cada parámetro de entrada en una serie de corridas de simulación. La teoría del diseño experimental describe como construir estos escenarios de modo que la máxima información pueda ser obtenida a partir de un número mínimo de corridas de simulación².

Los parámetros que constituyen los datos de entrada a una simulación de yacimientos se pueden clasificar en dos grupos fundamentalmente diferentes: Los

¹ CHEWAROUNGROAJ, Jirawat, VARELA, Omar J. and LAKE, Larry W., Op. cit., p. 2.

² DAMSLETH, Elvind, HAGE, Asmund and VOLDEN, Rolf., Op. cit., p. 2.

parámetros del reservorio (geológicos y dinámicos) están más allá del control humano y son conocidos solo dentro de ciertos márgenes de error; los parámetros de desarrollo técnico pueden ser controlados con errores despreciables y sus escenarios son el resultado de un proceso de optimización. El diseño experimental puede ser utilizado para ambos grupos de parámetros.

Una variable de entrada se puede modificar sobre un rango de valores, por ejemplo, dos valores extremos (diseño de dos niveles) o dos valores extremos y el caso base (diseño de tres niveles); diseños con valores de entrada mayores a tres son raramente utilizados. Los métodos de diseños experimentales más comunes son el diseño factorial, el diseño de Box-Behnken y la aproximación de Taguchi al diseño experimental¹.

1.3 REPRESENTACIÓN MATEMÁTICA DE LA INCERTIDUMBRE

La manera más fácil de representar el grado de incertidumbre presente tanto en las variables de entrada (variables independientes) como en la variable de salida (variable dependiente) es por medio de los histogramas o las funciones de densidad de probabilidad, las cuales dan una medida cuantitativa del rango de valores de una variable dada y la probabilidad de tomar algún valor dentro de ese rango.

Las técnicas y métodos mencionados anteriormente tienen como objetivo principal obtener la distribución de probabilidad para la variable de salida a partir de la suposición o de las pruebas de simulación (en un sentido estadístico) de las funciones de probabilidad de todas o parte de las variables de entrada en un proceso dado.

¹ CHEWAROUNGROAJ, Jirawat, VARELA, Omar J. and LAKE, Larry W., Op. cit., p. 3.

Para estudiar el comportamiento de las incertidumbres y los riesgos, es necesario predecir, y por ende, hacer inferencias acerca del comportamiento de elementos o situaciones objeto de análisis, los cuales se denominan comúnmente la población. Una muestra, es un subgrupo de elementos de la población. Típicamente, las mediciones que se realizan sobre la muestra, servirán como reflejo de las características de la población. Las medidas más utilizadas se agrupan dentro de lo que se denomina estadística descriptiva. Estas medidas se clasifican en:

1.3.1 Medidas de posición. Son medidas que fraccionan un conjunto de datos ordenados en grupos con la misma cantidad de individuos. Son también conocidos como cuantiles porque son valores que dividen a la distribución en partes iguales. Se subdividen en:

- ✓ **Percentiles:** Son aquellos valores que dividen los datos en cien partes iguales al conjunto de datos ordenados. Entre lo más utilizados están: P10, P50, P90 los cuales expresan que hay una probabilidad de 10%, 50% y 90% respectivamente de que una variable tenga un valor menor que este.
- ✓ **Cuantiles:** Representa el conjunto de valores que divide los datos en cuatro partes iguales.
- ✓ **Deciles:** Representa el conjunto de valores que divide los datos en 10 partes iguales.

1.3.2 Medidas de Tendencia central. Es un valor que representa el conjunto de datos ordenados según su magnitud. Sintetizan los datos en un valor representativo. Se subdivide en:

- ✓ **Media:** La media aritmética o promedio, de una cantidad finita de números, es igual a la suma de todos ellos dividida entre el número de sumandos.

- ✓ **Mediana:** Variable aleatoria que divide el área bajo la curva de la distribución de probabilidad en dos partes iguales (percentil 50).
- ✓ **Moda:** Es el valor más probable de ocurrencia o el valor que ocurre con mayor frecuencia.

1.3.3 Medidas de dispersión. Una medida de dispersión cuantifica la separación, la dispersión, la variabilidad de los valores de la distribución respecto al valor central. Se subdivide en:

- ✓ **Varianza:** Es un estimador de la divergencia de una variable aleatoria x de su valor esperado.
- ✓ **Desviación Estándar:** Es la raíz cuadrada de la varianza. Mientras que la desviación estándar es el promedio de la distancia de cada punto respecto del promedio, la varianza es como un área.

1.3.4 Distribuciones de probabilidad. En estadística la distribución de probabilidad $F(x)$ es una función de la probabilidad que representa los resultados que se van obteniendo en un experimento aleatorio. Para realizar cálculos es más cómodo conocer la distribución de probabilidad, para ver una representación gráfica de la probabilidad es más práctico el uso de la función de densidad.

Para determinar el tipo de distribución de probabilidad que mejor se ajusta a los datos de la variable de incertidumbre es indispensable construir en primer lugar el correspondiente gráfico de frecuencia. Con base a este gráfico y con ayuda de las diferentes herramientas estadísticas disponibles, se podrán visualizar las distribuciones (gráfico de densidad) más utilizadas jerarquizadas según su ajuste a los datos de la variable. Esta jerarquización de distribuciones se realiza en función

a uno de los métodos existentes (los cuales son Chi-Square y Kolmogorov-Smirnov). Es de suma utilidad, una vez que se cuenta con los datos estadísticos, proceder a calcular el coeficiente de variación, que no es más que la desviación estándar dividido entre la media. Mientras más cercanos sean los coeficientes calculados de las distribuciones con los originales, mejor será el cotejo. Existen varias categorías de distribución de probabilidad; las más utilizadas tanto en la ingeniería de yacimientos como en el análisis económico son:

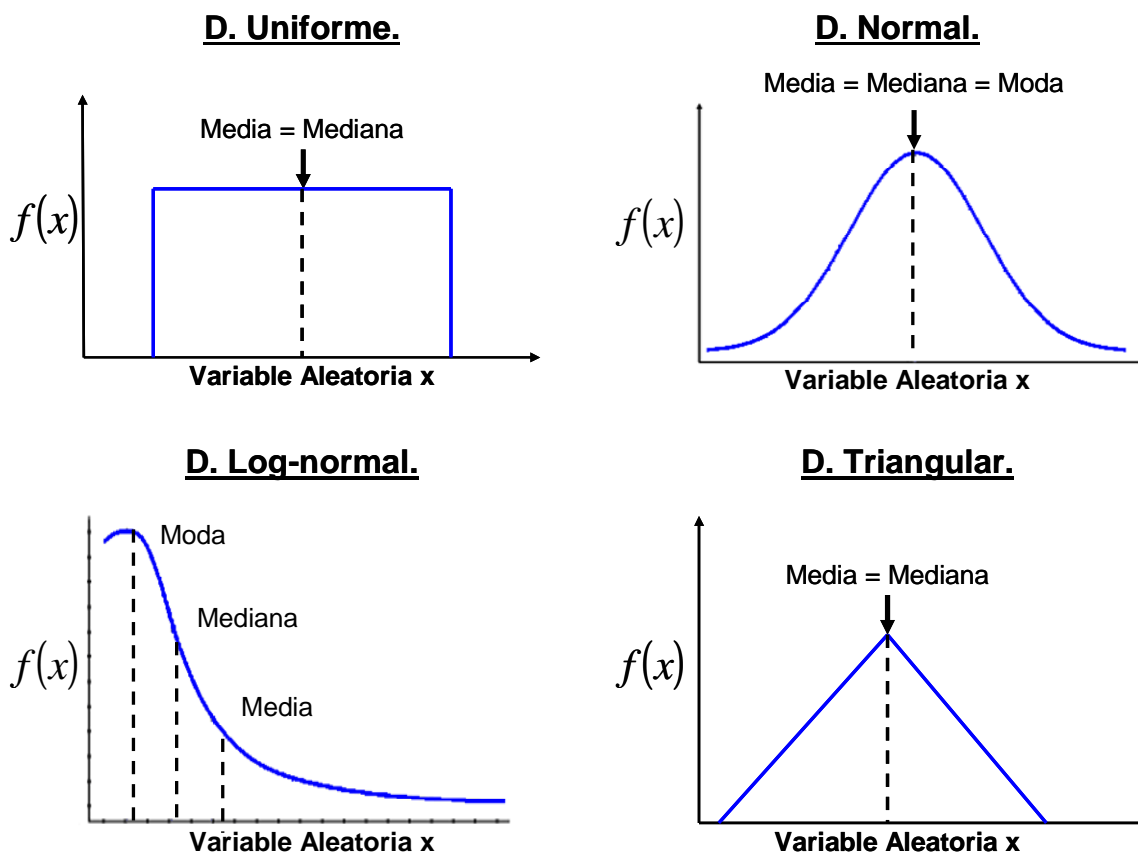
- ✓ Distribución normal.
- ✓ Distribución Log-normal.
- ✓ Distribución triangular.
- ✓ Distribución uniforme.

Las características generales de estas distribuciones de probabilidad se muestran en la figura 2.

1.4 DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD ASOCIADAS A CADA UNA DE LAS INCERTIDUMBRES EN UN YACIMIENTO PETROLÍFERO

Existen pocas referencias bibliográficas que mencionen cuáles podrían ser las distribuciones de probabilidad más apropiadas para tratar cada una de las incertidumbres asociadas a un yacimiento petrolífero. Por lo anterior, en esta sección se tratará de indicar de manera general las distribuciones que se puedan aplicar a partir de la revisión bibliográfica efectuada.

Figura 2. Funciones de distribución más utilizadas en la industria petrolera.



Fuente: BRAVO M., Oscar y SANCHEZ C., Marleny. Gestión Integral de Riesgos. Tomo I. 2 ed. Bogota, D. C.: Bravo & Sanchez, E.U., 2007. p. 45-52.

Las incertidumbres están asociadas a los datos geológicos y/o de ingeniería en áreas perforadas y/o bloques de falla y a la precisión en la medida de tales datos.

Estas incluyen:

- ✓ Volumen bruto de roca en área perforada.
- ✓ Cambio en el espesor neto rentable y relacionado a variaciones espaciales.
- ✓ Propiedades petrofísicas y PVT del sistema Roca-Fluido.

- ✓ Localización de los contactos entre los fluidos.
- ✓ Distribución espacial de permeabilidad.
- ✓ Grado de compartimentalización del yacimiento.
- ✓ Área de drenaje de pozos individuales.
- ✓ Eficiencia de recobro de aceite, gas y condensado.

De estas variables, algunas son aptas para un análisis estadístico, y son identificadas como incertidumbres ingenieriles. Estas incluyen: porosidad, saturación de agua, propiedades PVT, eficiencias de recobro, cambios en el espesor neto y áreas de drenaje de pozos. Cronquist¹ propone una serie de posibles distribuciones de probabilidad para algunas variables de incertidumbre a nivel de ingeniería de yacimientos, las cuales se presentan en la tabla 1.

Tabla 1. Distribuciones de probabilidad asociadas a cada una de las incertidumbres en un yacimiento petrolífero.

Parámetro	Tipo de distribución de probabilidad
Área- Acres	Distribución log-normal. Los parámetros requeridos son la media y la desviación estándar.
Espesor Neto	La distribución log-normal es la mejor aproximación. Típicamente exhibe inclinación positiva; puede existir covarianza con porosidad límite y saturación de agua intersticial. Se debe ingresar la media y la desviación estándar.

¹ CRONQUIST, Chapman. Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas and Condensate. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers. 2001. Citado por: OROZCO IBARRA, Andrés Fernando y ROCHA SALDARRIAGA, Nelson Armando. Determinación de potenciales (IPR) en pozos horizontales y desviados para flujo en dos fases usando una herramienta software basada en simulación Monte Carlo. Trabajo de Grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga (Santander): Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008. p. 122.

Tabla 1. (Continuación).

Parámetro	Tipo de distribución de probabilidad
Porosidad	Típicamente puede tratarse con una distribución normal o Gaussiana. Exhibe ocasionalmente una tendencia al sesgo positivo o log-normal y una covarianza con la saturación de agua inicial. Los parámetros aquí son también la media y la desviación estándar.
Saturación de Agua Intersticial	Típicamente exhibe un ligero sesgo negativo aproximándose a una distribución simétrica.
Permeabilidad	Una distribución Log Normal es la mejor aproximación, pero la naturaleza de la distribución es controlada por el tipo de ambiente deposicional, y/o diagénesis postdeposicional; típicamente presenta una covarianza con la porosidad.
Viscosidad	Recomendado usar una distribución triangular con los parámetros: Mínimo, más probable y máximo.
Factor Volumétrico de Formación del Aceite	Recomendado usar una distribución triangular con los parámetros: mínimo, más probable y máximo.
Eficiencia de Recobro	La mejor aproximación es una distribución log-normal, típicamente con sesgo positivo; puede exhibir covarianza con porosidad, saturación de agua irreducible, permeabilidad y espesor neto dependiendo del mecanismo de empuje.

Fuente: CRONQUIST, Chapman. Estimation and Classification of Reserves of Crude Oil, Natural Gas and Condensate. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers. 2001.

Narayanan, Cullick y Bennet¹ ilustraron la aplicación de un sistema integrado de toma de decisiones sobre una unidad sencilla de yacimiento. El ejercicio incluye acoplamiento de pozos, así como escenarios de facilidades; y evalúa resultados económicos que son acoplados totalmente con los resultados de los simuladores de flujo. El reservorio utilizado es una estructura fallada, las incertidumbres en el modelo geológico se presentaron en las propiedades estáticas, en el fallamiento, y en las propiedades dinámicas de las rocas y los fluidos. Adicionalmente, se incluyeron múltiples selecciones alrededor de la ubicación del pozo, las estrategias de drenaje con y sin inyección y el programa de desarrollo. Las variables de incertidumbre que se determinaron de ese ejercicio, así como las distribuciones de probabilidad utilizadas en el proceso se muestran en la tabla 2.

¹ NARAYANAN, K., CULLICK, S. and BENNETT, M., Op. cit., p. 7

Tabla 2. Variables de incertidumbre y variables de decisión utilizadas en el estudio realizado por Narayanan, Cullick y Bennet.

Incertidumbre/Variable de Decisión	Tipo de Incertidumbre	Función de Densidad de Probabilidad.
Fallamiento	Escenario (discreto).	Falla 1 (5); Falla 2 (5).
Transmisibilidad de la Falla	Escenario (discreto).	Sellante (0); No Sellante (5).
Longitud de correlación del Variograma	Escenario (discreto).	Largo (5); Corto (6).
Realización de Porosidad (\emptyset)	Escenario (histograma).	1(1); 2(1); 3(1)
Realización de Permeabilidad	Correlacionado con porosidad.	1(1); 2(1); 3(1)
Compresibilidad de la Roca, (psi^{-1})	Continúa (triangular).	(1E-6, 9E-6, 4E-6)
Profundidad del Contacto Agua-Aceite (<i>ft</i>)	Continúa (triangular).	(5370, 5430, 5400) <i>ft</i> .
Profundidad del Contacto Gas-Aceite (<i>ft</i>)	Continúa (triangular).	(4860, 4910, 4880) <i>ft</i> .
Multiplicador Vertical de la Permeabilidad.	Continúa (uniforme).	(0.1, 0.01)
NTG (fracción).	Continúa (triangular).	(0.6, 0.9, 0.7)
PVT Black Oil.	Escenario (discreto).	PVT1 (2); PVT2 (2)
Permeabilidad Relativa y presión de la capa.	Escenario (discreto).	Relperm1 (2); Relperm2 (2)
Multiplicador del Índice de Productividad.	Continúa (triangular).	(0.5, 1.25, 0.8)
Configuración de pozos y facilidades.	Escenario (discreto).	Escenario1 (5); Escenario2 (5); Escenario3 (5).
Programación de Perforación.	Escenario (discreto).	Todo (5); secuencial (5)
Programación del gas de inyección (años).	Escenario (discreto).	0 (2); 6 (2); 8 (2); no inyección (2).
Inyección de Agua.	Escenario (discreto).	0 (2); 6 (2); 8 (2); no inyección (2).
Rugosidad de la Tubería (pulgadas).	Continúa (triangular).	(1E-4; 70E-4; 55E-4)
Capacidad de Procesamiento (STB/día).	Escenario (discreto).	45000(2); 35000(2)
Inflación de la inversión de Capital.	Continúa (triangular).	(0.01, 0.05, 0.03)
Tasa de descuento.	Escenario (discreto).	0.1 (10); 0.15 (10)
Inflación de costos operativos.	Continúa (triangular).	(0.01, 0.05, 0.03)
Factor de Inversión de Capital	Continúa (triangular).	(0.80, 1.3, 0.95)
Nota: Los valores mínimos, máximos y más probables para los parámetros continuos y la probabilidad asociada con los escenarios para los parámetros discretos se resumen en la columna de función de densidad de probabilidad.		

Fuente: NARAYANAN, K., CULLICK, S. and BENNETT, M. Better Field Development Decisions from Multiscenario, Interdependent Reservoir, Well and Facility Simulations. *En:* SPE Reservoir Simulation Symposium (3-5 February: Houston, Texas. U.S.A.). SPE No. 79703. 2003.

Solís *et al*¹. también presentaron un proceso estructurado e integrado para la toma de decisiones e hicieron un caso de estudio en el Litoral Tabasco (México). Este proceso consta de una estrategia que incluye el balanceo de las incertidumbres del reservorio (propiedades de la roca), escenarios óptimos de desarrollo del campo (cronograma de perforación de pozos, tasa de producción e inicio de producción de los mismos) y riesgos asociados a los costos de capital (precio del hidrocarburo, inflación y tasa de descuento). La tabla 3 resume las incertidumbres a nivel de propiedades del yacimiento, escenarios de producción y variables económicas utilizadas en este caso de estudio.

Tabla 3. Resumen de las incertidumbres, escenarios y variables de decisión en el caso de estudio del Litoral Tabasco (México).

Incertidumbre / Decisión	Variable y tipo de Incertidumbre	Función de Densidad de Probabilidad
Multiplicador de Porosidad	Fracción continua	Uniforme (min. 0.8, máx. 1.2)
Multiplicador Permeabilidad Horizontal	Fracción continua	Normal (media 1, desviación estándar 0.1)
Multiplicador Net-to-gross (NTG)	Fracción continua	Triangular (min. 0.6, media 0.7, máx. 0.9)
Multiplicador del Índice de Productividad del Pozo	Continua (triangular)	Triangular (min. 0.5, media 1, máx. 1.25)
Inicio de Producción del Pozo	Escenario (discreto)	Escenario 1 (año 1); Escenario 2 (año 2); Escenario 3 (año 3)
Presión de Fondo para Abandono del Pozo (<i>Psia</i>)	Escenario (discreto)	Escenario 1 (400); Escenario 2 (600); Escenario 3 (800); Escenario 4 (1000)
Objetivo de Producción de Gas (<i>MMSCF/D</i>)	Escenario (discreto)	Escenario 1 (20); Escenario 2 (40); Escenario 3 (80); Escenario 4 (120)
Tamaño de la Línea de Transporte de Gas	Escenario (discreto)	Escenario 1 (6"); Escenario 2 (8"); Escenario 3 (12")
Presión de Recibimiento en el Terminal (<i>Psia</i>)	Escenario (discreto)	Escenario 1 (200); Escenario 2 (400); Escenario 3 (600)
Precio del Gas (<i>\$/MSCF</i>)	Escenario (discreto)	Escenario 1 (2); Escenario 2 (3.4); Escenario 3 (5)
Factor de Descuento (%)	Escenario (discreto)	Escenario 1 (8); Escenario 2 (12); Escenario 3 (15)

¹ SOLIS, Romeo *et al.* Risk, Uncertainty and Optimization for Offshore Gas Asset Planning in Litoral Tabasco. *En:* SPE Annual Technical Conference and Exhibition (26 – 29 September: Houston, Texas. U.S.A.). SPE No. 90177. 2004. p. 7.

Tabla 3. (Continuación).

Incertidumbre / Decisión	Variable y tipo de Incertidumbre	Función de Densidad de Probabilidad
Multiplicador de la Inflación del Precio	Escenario (discreto)	Escenario 1 (0.9); Escenario 2 (1); Escenario 3 (1.1)

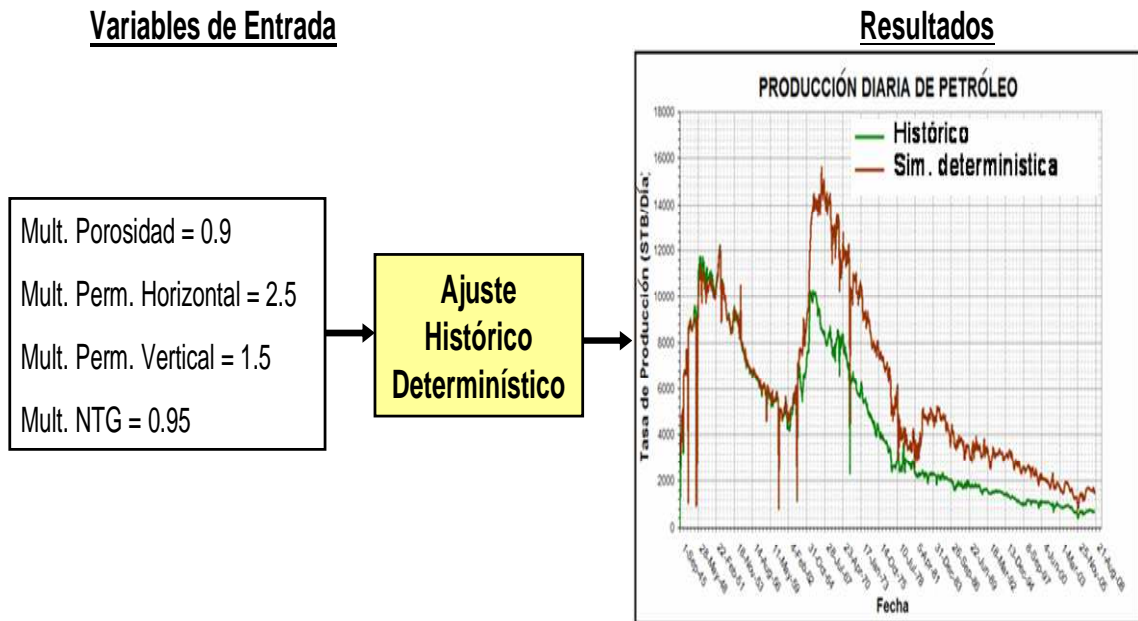
Fuente: SOLIS, Romeo *et al.* Risk, Uncertainty and Optimization for Offshore Gas Asset Planning in Litoral Tabasco. *En:* SPE Annual Technical Conference and Exhibition (26 – 29 September: Houston, Texas. U.S.A.). SPE No. 90177. 2004. p. 7.

A pesar de estas sugerencias y aplicaciones encontradas en la literatura, solamente con los datos disponibles acerca de las variables que pudieran estar sujetas a incertidumbre en un modelo de simulación, se puede definir cuál distribución será la más apropiada. Sin embargo, si se carecen de datos de la variable en estudio, una buena aproximación sería utilizar las distribuciones mencionadas anteriormente.

1.5 AJUSTE HISTORICO (*HISTORY MATCHING PROCESS*)

El ajuste histórico es una de las etapas más importantes del modelamiento de yacimientos. Este consiste en la modificación del modelo de simulación inicial con el fin de reproducir los datos de presión y producción observados. El proceso frecuentemente es un procedimiento que consume demasiado tiempo. Habitualmente, el ajuste histórico se lleva a cabo por medio de cambios en un número dado de atributos del yacimiento y el objetivo es encontrar la mejor combinación que reduzca el desajuste entre los datos observados y los simulados. Este procedimiento conduce a un solo modelo de simulación simple que es utilizado para los pronósticos de producción, tal como se muestra en la figura 3. Sin embargo, el ajuste histórico es un problema inverso complejo que puede llevar a múltiples soluciones, es decir, varias combinaciones de modificaciones de atributos pueden producir una respuesta similar. Por lo tanto, los modelos determinísticos no son suficientes para garantizar la confiabilidad en los pronósticos de producción.

Figura 3. Esquema del proceso de ajuste histórico convencional (modelo determinístico).



Fuente: El autor.

En este contexto, se está convirtiendo en una práctica común el análisis probabilístico para generar algunos posibles escenarios; teniendo en cuenta las incertidumbres en las propiedades del yacimiento. De hecho, la necesidad de este tipo de análisis es ya un consenso dentro de la industria.

A pesar de la complejidad inherente a la caracterización y representación del yacimiento, teniendo en cuenta solamente propiedades estáticas, las dificultades tienden a incrementarse a medida que la información dinámica esta siendo disponible y debe ser incluida dentro del proceso de caracterización. Las dos principales áreas a donde estos problemas son dirigidos son el análisis de incertidumbre y el proceso de ajuste histórico. Estas áreas están relativamente bien avanzadas. Sin embargo, los avances han estado ocurriendo en el ámbito particular de cada área, es decir, el análisis de incertidumbre está bien establecido y, por otra parte, hay muchas metodologías de ajuste histórico eficientes para

campos con periodos de producción razonables (por ejemplo, 10 años o más). Aun después del proceso de ajuste histórico, las incertidumbres continúan presentes y tienen que ser tratadas en la fase de pronóstico.

El análisis de incertidumbre y el proceso de ajuste histórico son en la actualidad relativamente eficientes. Sin embargo, hay aun una carencia de metodologías para integrar eficientemente estas dos áreas. Maschio, Schiozer y Moura Filho¹ mostraron un análisis probabilístico del proceso de ajuste histórico exponiendo diferentes aproximaciones posibles para esta materia. Ellos presentaron un análisis cuantitativo de las incertidumbres de los atributos del yacimiento integrados al proceso de ajuste histórico. En vez de utilizar un grupo de atributos determinísticos y cambiarlos con el fin de ajustarlos a los datos observados, como es la manera convencional, se incorpora un análisis probabilístico.

Reis² presentó tres metodologías basadas en diseños experimentales, modelamiento de respuestas en superficie (*Response Surface Modelling, RSM*) y redes neuronales, las cuales tienen como objetivo involucrar los datos dinámicos del modelo de simulación dentro del análisis de incertidumbre, con el fin de integrarlos al ajuste histórico. La figura 4 presenta un esquema general del proceso de ajuste histórico probabilístico.

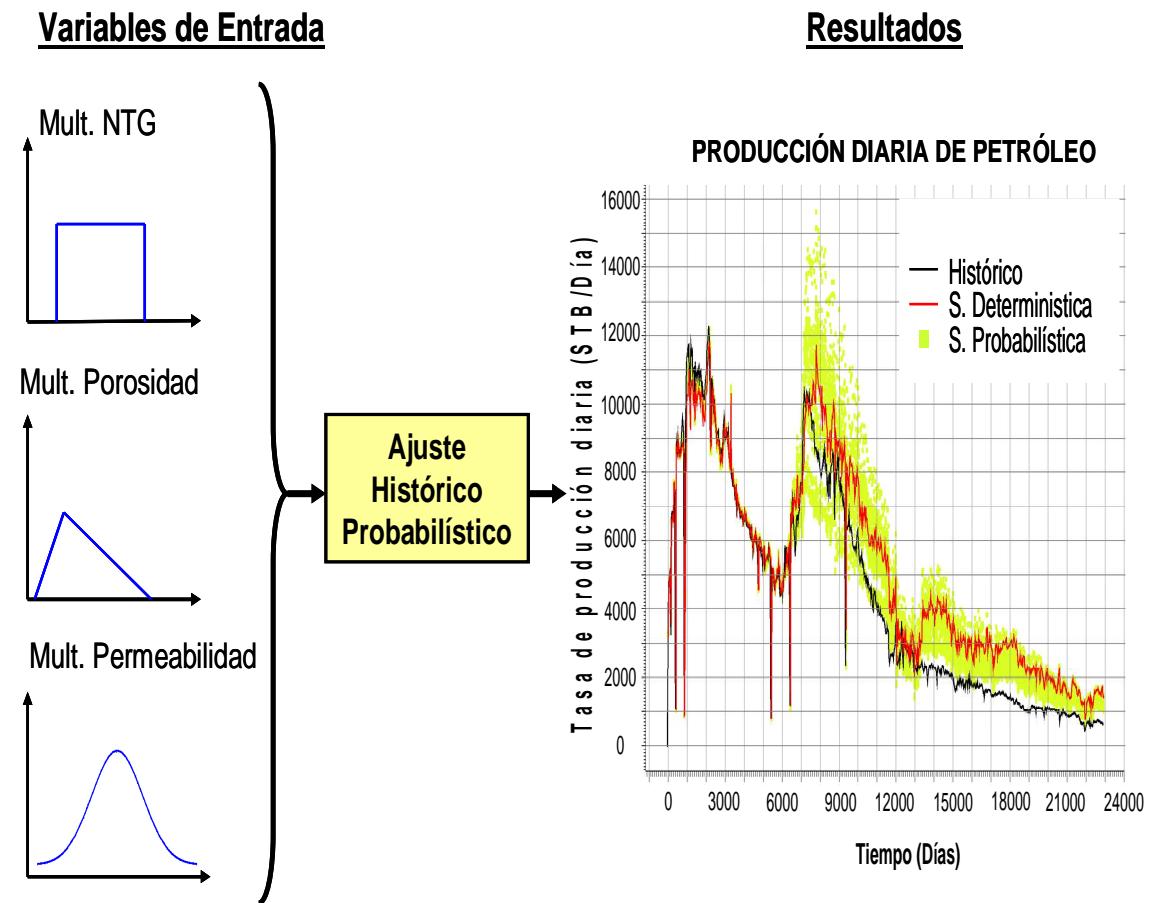
Ambos autores parten de una ecuación básica, la cual se denomina función objetivo. La función objetivo (FO_{min}) es la cantidad que representa desajuste entre los datos de producción observados y los datos de simulación calculados de

¹ MASCHIO, C., SCHIOZER, D. J. and MOURA FILHO, M. A. B. A Methodology to Quantify the Impact of Uncertainties in the History Matching Process and in the Production Forecast. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (9 – 12 October: Dallas, Texas. U.S.A.). SPE No. 96613. 2005.

² REIS, L. C. Risk Analysis with History Matching Using Experimental Design or Artificial Neural Networks. En: SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition (12 – 15 June: Vienna, Austria). SPE No. 100255. 2006.

los modelos. La función objetivo se puede definir de acuerdo a las características de cada problema. Maschio Schiozer y Moura Filho¹ definieron la función objetivo de la siguiente manera:

Figura 4. Esquema del proceso de ajuste histórico probabilístico (ajuste histórico automático).



Fuente: El autor.

$$FO \min = \frac{D}{|D|} D_s \quad (1)$$

¹ MASCHIO, C., SCHIOZER, D. J. and MOURA FILHO, M. A. B., Op cit p. 2.

Donde

$$D = \sum_{i=1}^N (d_i^{obs} - d_i^{sim}) \quad (2)$$

$$D_S = \sum_{i=1}^N (d_i^{obs} - d_i^{sim})^2 \quad (3)$$

Donde los términos se definen como:

N : Numero de datos observados.

d_i^{obs} : Dato i -esimo observado.

d_i^{sim} : Dato i -esimo simulado o calculado.

En un proceso de ajuste histórico, el objetivo del proceso es minimizar la función objetivo a partir de la definición de los valores de cada variable que mejor ajuste los datos observados.

1.6 ANÁLISIS DE RIESGO

El manejo integral del riesgo en proyectos y decisiones de inversión ha presentado una gran evolución en los últimos años en razón a la creciente necesidad de conocer y manejar los niveles de incertidumbre a los que se está expuesto durante la ejecución de la estrategia y el cumplimiento de los objetivos del proyecto. El análisis de riesgo es un proceso que consiste en la valoración cualitativa de riesgos de acuerdo con su impacto, probabilidad de ocurrencia y las posibles acciones de mitigación. Al final, lo que queda después de tomar una decisión es el riesgo residual, o la situación incierta con la que se debe convivir a pesar de utilizar las posibilidades que se tienen a la mano para mitigar los riesgos.

1.6.1 Riesgo e Incertidumbre. El concepto de riesgo, así como el de incertidumbre, están muy relacionados. Bravo y Sánchez¹ definen al riesgo en forma general como una medida de la variabilidad de los posibles resultados que se pueden esperar de un evento. Tal vez la definición más simple e intuitiva de riesgo es la que establece que es la esperanza matemática de la pérdida, o la multiplicación de la probabilidad de ocurrencia de un suceso por la severidad de su impacto o magnitud del daño. Es importante diferenciar entre riesgo e incertidumbre. La incertidumbre existe siempre que no se sabe con seguridad lo que ocurrirá en el futuro, también se considera como la variación en parámetros que afectan una evaluación. El riesgo es la incertidumbre que afecta negativamente el desarrollo de un proyecto. Toda situación riesgosa es incierta, pero puede haber incertidumbre sin riesgo.

Desde el punto de vista financiero, la incertidumbre de un proyecto es una medida de la dispersión de los flujos de caja esperados; o el elemento sorpresa con respecto al retorno esperado, la cual puede ser medida como la desviación estándar de dichos flujos. El riesgo, contempla las probabilidades de perder dinero al considerar las variables más importantes en el desarrollo del proyecto. Bravo y Sánchez² plantean otra serie de definiciones de riesgo. La más acertada dependerá de las condiciones particulares en las que se pueda presentar una situación. Para el caso de este proyecto se optó por definir el riesgo como la probabilidad de que el VPN sea inferior a cero. Tradicionalmente, al hablar de riesgo se reconoce implícitamente la oportunidad asociada a una situación adversa, por lo que riesgo e incertidumbre suelen ser sinónimos.

Los avances en materias de riesgos se inician en el sector financiero, posteriormente se extienden a las industrias petroleras, farmacéuticas y

¹ BRAVO M., Oscar y SANCHEZ C., Marleny. Gestión Integral de Riesgos. Tomo I. 2 ed. Bogota, D. C.: Bravo & Sanchez, E.U., 2007. p. 37.

² Ibid., p. 40

aeronáuticas, y de allí se diseminan hacia otras industrias. Esto ocurre debido a que se trata de sectores con alta incertidumbre y grandes requerimientos de capital.

1.6.2 Clasificación de los riesgos. Bravo y Sánchez¹ clasifican los riesgos existentes en la industria petrolera en cuatro categorías:

✓ **Riesgos estratégicos o de supervivencia del esquema de negocio.** Asociados a la formulación estratégica, en la que se analiza el medio para detectar problemas potenciales por cuenta de los competidores; u oportunidades, debido a cambios en la demanda por variaciones en las necesidades de los clientes. Dentro de este grupo de riesgos se considera principalmente la competencia por recursos, la cual se hace más difícil cada vez, en la medida que es más complicado el acceso a bloques exploratorios y otras oportunidades.

✓ **Riesgos de asignación de recursos.** Ocurren durante las fases de análisis, evaluación, toma de decisión de inversión, y ejecución de proyectos y oportunidades de negocio, y su impacto en el flujo de caja de la compañía.

✓ **Riesgos de negocio u operacionales.** Se presentan durante la ejecución de los programas e iniciativas incorporadas en el presupuesto de gastos. Son riesgos muy importantes para una empresa cuando se habla de proyectos. Incluye los riesgos relacionados con los perfiles de producción o demanda esperados, los márgenes de diseño de facilidades, y el valor de la información requerida para mejorar el conocimiento. Debido a su naturaleza, requieren para su análisis de conceptos de diferentes expertos, y principalmente, de análisis de datos históricos de otros proyectos en el área.

¹ BRAVO M., Oscar y SANCHEZ C. Marleny. Op. cit., p. 60-61.

✓ **Riesgos de entorno.** Son aquellos que no dependen de fallas en los procedimientos internos de la compañía. Se hacen evidentes al momento de rendir cuentas como parte de la gestión de desempeño.

1.6.3 Identificación de riesgos. La identificación de riesgos es un intento sistemático para especificar las amenazas al plan del proyecto (estimaciones, planificación temporal, recursos, etc.). Identificando los riesgos conocidos y predecibles, el equipo del proyecto da un paso adelante para evitarlos cuando sea posible y controlarlos cuando sea necesario. Un método para identificar riesgos es crear una lista de comprobación de elementos de riesgo a través de un consenso del grupo interdisciplinario en donde cada integrante y de acuerdo a su área pertinente, exponga su punto de vista para concretar la definición de riesgo.

1.6.4 Optimización de decisiones y manejo de los riesgos. La literatura de los últimos años ha enfatizado la importancia de los flujos de trabajo que integren e incluyan la cuantificación formal de las incertidumbres tanto a nivel de subsuelo; las localizaciones, completamiento y la operación de los pozos; las conexiones en superficie y los modelos económicos. Sin embargo, la industria continúa haciendo muchas decisiones de desarrollos de campos basados principalmente en las simulaciones numéricas de flujo, análisis de sensibilidades a unos casos o de modelos simplificados y el uso de restricciones reducidas, las cuales pueden tener el efecto de desestimar la incertidumbre total, produciendo mucho menos que el valor potencial total del activo.

Hasta el año 2003, no había una tecnología simple que integrara totalmente el modelamiento riguroso de yacimientos, las simulaciones de flujo y los modelos económicos dentro de una estructura de optimización de decisiones y de manejo de los riesgos. Los problemas son altamente no lineales con numerosas restricciones lineales y no lineales con dependencia con respecto al tiempo. Las variables de decisión pueden ser continuas o discretas, y el número de

combinaciones de solución suben exponencialmente con el número de variables discretas; lo cual puede conllevar a una práctica común el desarrollo de árboles de decisión, y hacer corridas de unos pocos casos de estudios virtualmente inútiles en la orientación de los ingenieros para soluciones óptimas. Debido a la dificultad de tipo computacional, la literatura previa al año 2003 se enfocó sobre un aspecto individual de los procesos de optimización de decisión.

Narayanan, Cullick y Bennet¹ presentaron un sistema de análisis de casos y escenarios para evaluar incertidumbres en la cadena de valores del sistema de exploración y producción en la industria petrolera, y ellos enmarcaron el problema para incertidumbres de parámetros estáticos y variables de decisión. Ellos utilizaron análisis Monte Carlo para extender el espacio de decisiones alternativas de los parámetros y usaron un simulador de flujo para la respuesta de producción, incluyendo planificación de pozos múltiples y redes superficiales. Floris y Peersmann² presentaron una estructura de análisis de decisión de escenarios, enfocados en análisis probabilístico de escenarios también utilizando metodología Monte Carlo, y ellos sugirieron el uso de modelos *proxy* para las respuestas de producción.

Otro trabajo se ha enfocado en utilizar los algoritmos de optimización dentro de un simulador de yacimientos para tomar decisiones en tiempo real que tenga en cuenta las restricciones de producción. Los algoritmos de resolución de gradientes, por ejemplo un programa cuadrático secuencial, pueden ser utilizados dentro de cada paso de tiempo (*time step*) de una simulación de flujo para determinar soluciones óptimas que tenga en cuenta las restricciones de producción.

¹ NARAYANAN, K., CULLICK, S. and BENNETT, M. Op. cit., p. 2

² FLORIS, F. J. T. and PEERSMANN, M. R. H. E. Op. cit

Davidson y Beckner¹, así como Wang, Litvak y Aziz² han presentado ejemplos que optimizan la respuesta de un modelo acoplado yacimiento / facilidades de superficie y localizaciones de pozos. Las variables de decisión incluyeron condiciones de apertura o cierre de pozos (representados por variables binarias), además de variables continuas; sin embargo, ellos no consideraron incertidumbre.

Eng y Herring³, y otros autores, presentaron formulaciones de programación matemática completa y formal para el problema de planeación de un campo petrolero. Generalmente en esta aproximación la respuesta no lineal del yacimiento se representa por medio de modelos *proxy*, algunas veces con aproximaciones lineales. Las variables enteras se manejan utilizando optimizadores de restricción. Hay poca capacidad para tener en cuenta explícitamente la incertidumbre; las formulaciones pueden ser bastante complejas y a menudo de problemas específicos. La programación lineal y las formulaciones de programación matemática no lineales no han sido universalmente adoptadas, debido a las limitaciones en la representación de la respuesta no lineal de las simulaciones de flujo de fluidos o simulaciones económicas. Harding, Radcliffe y

¹ DAVIDSON, J. E., and BECKNER, B. L. Integrated Optimization for Rate Allocation in Reservoir Simulation. En: SPE Reservoir Simulation Symposium (3 – 5 February: Houston, Texas, U.S.A.). SPE No. 87324 – PA. 2003. Citado por: CULLICK, A. S. *et al.* Optimizing Multiple-Field Scheduling and Production Strategy with Reduced Risk. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (5 – 8 October: Denver, Colorado, U.S.A.). SPE No. 84239. 2003. p.2.

² WANG, Pengju, LITVAK, Michael, and AZIZ, Khalid. Optimization of Production Operations in Petroleum Fields. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (29 September – 2 October: San Antonio, Texas, U.S.A.). SPE No. 77658. 2002. Citado por: CULLICK, A. S. *et al.* Optimizing Multiple-Field Scheduling and Production Strategy with Reduced Risk. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (5 – 8 October: Denver, Colorado, U.S.A.). SPE No. 84239. 2003. p.2.

³ ENG, O. S. and HERRING, T. Combining Linear Programming and Reservoir Simulation to Optimize Asset Value. En: SPE Production Operations Symposium (9 – 11 March: Oklahoma City, OK, U.S.A.). SPE No. 37446. 1997. Citado por: CULLICK, A. S. *et al.* Optimizing Multiple-Field Scheduling and Production Strategy with Reduced Risk. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (5 – 8 October: Denver, Colorado, U.S.A.). SPE No. 84239. 2003. p. 2.

King¹ demostraron la aplicación de un algoritmo genético global, así como un optimizador estocástico para un problema de planeación de producción. Guyaguler y Horne², junto con otros autores, también utilizaron optimizadores de algoritmos genéticos globales para definir las localizaciones de los pozos. Ellos buscaron explícitamente optimizar la ubicación de los pozos teniendo en cuenta las incertidumbres más relevantes de los modelos de yacimientos.

Cullick *et al.*³ presentaron un sistema de optimización para identificar las alternativas de planeación y administración de yacimientos óptimas bajo condiciones de incertidumbre, de modo que se puedan manejar los riesgos asociados. El sistema está integrado por un simulador de yacimientos de diferencias finitas, un modelo económico, y un algoritmo Monte Carlo con un procedimiento de búsqueda de optimización global. Todos los anteriores procesos manejan esquemas de decisiones como el que se muestra en la figura 5. Los componentes presentados en esta figura se pueden describir de forma general como objetivos, requerimientos, parámetros estáticos (con o sin incertidumbre), variables de decisión y limitaciones. Narayanan, Cullick y Bennet⁴ presentaron una descripción de cada uno de los componentes.

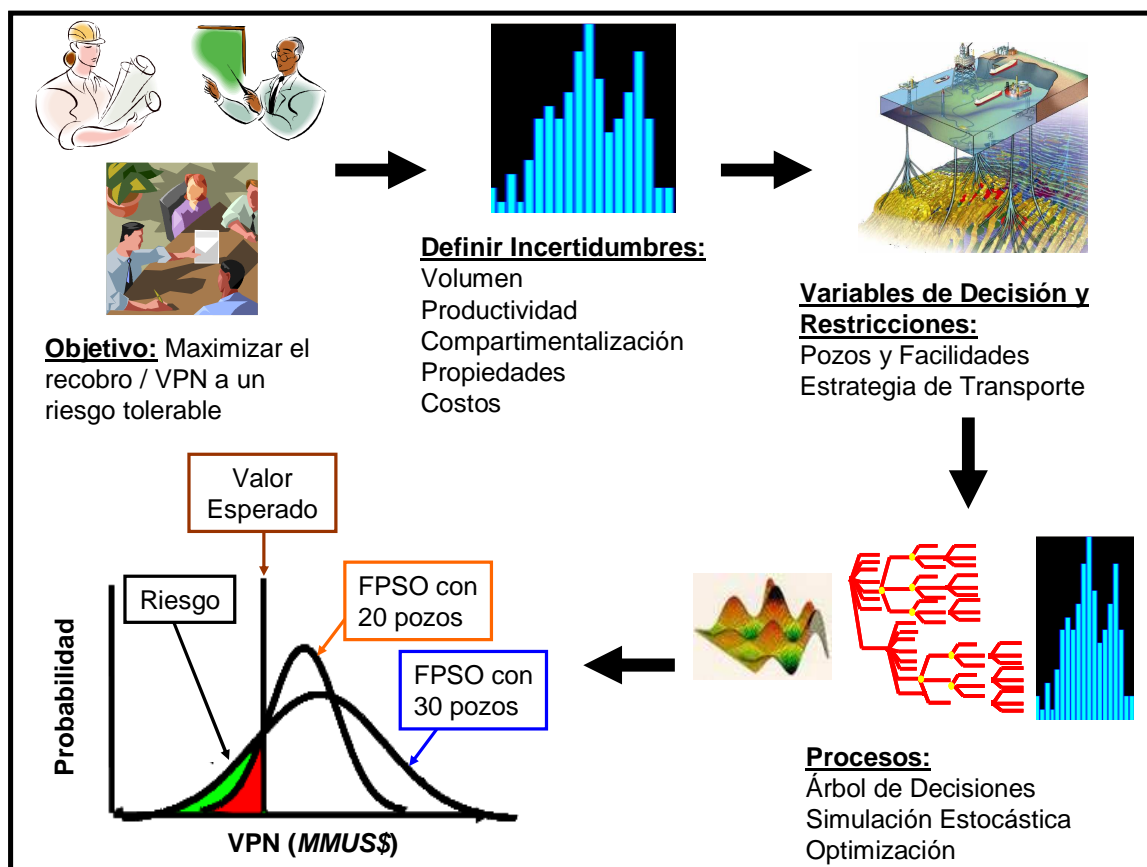
¹ HARDING, T. J., RADCLIFFE, N. J. and KING, P. R. Optimization of Production Strategies Using Stochastic Search Methods. En: Proceedings of the NPF/SPE European 3-D Reservoir Modelling Conference (16 – 17 April: Stavanger, Norway). SPE No. 33518. 1996. Citado por: CULLICK, A. S. *et al.* Optimizing Multiple-Field Scheduling and Production Strategy with Reduced Risk. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (5 – 8 October: Denver, Colorado, U.S.A.). SPE No. 84239. 2003. p.2.

² GUYAGULER, B. and HORNE, R. N. Uncertainty Assessment of Well Placement Optimization. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (30 September – 3 October: New Orleans, LA, U.S.A.). SPE No. 71625. 2001. Citado por: CULLICK, A. S. *et al.* Optimizing Multiple-Field Scheduling and Production Strategy with Reduced Risk. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (5 – 8 October: Denver, Colorado, U.S.A.). SPE No. 84239. 2003. p. 2.

³ CULLICK, A. S. *et al.* Optimizing Multiple-Field Scheduling and Production Strategy with Reduced Risk. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (5 – 8 October: Denver, Colorado, U.S.A.). SPE No. 84239. 2003.

⁴ NARAYANAN, K., CULLICK, S. and BENNETT, M. Op. cit., p. 2

Figura 5. Esquema general del proceso de optimización de toma de decisiones.



Fuente: CULLICK, A. S. *et al.* Optimizing Multiple-Field Scheduling and Production Strategy with Reduced Risk. *En:* SPE Annual Technical Conference and Exhibition (5 – 8 October: Denver, Colorado, U.S.A.). SPE No. 84239. 2003. p. 7.

Un objetivo es la declaración de la meta. Puede estar relacionada con la maximización de la producción, la maximización del recobro o encontrar una capacidad de tubería lo más largo como sea posible. Este también puede ser una meta económica, como por ejemplo el valor presente neto (VPN) o tasa de retorno. También puede incluir un componente de riesgo como por ejemplo la función de utilidad. Los parámetros estáticos son variables que no pueden ser controladas y que pueden tener incertidumbres asociadas con ellos. Estas variables pueden estar presentes en el subsuelo, tales como la porosidad, las fallas, o la litología; o variables en superficie o económicas, como lo son la inflación y los precios del petróleo; las incertidumbres en los parámetros pueden

ser categóricas o continuas. Las variables de decisión son aquellas en las cuales se tienen control. Estos incluyen número de pozos, selección de las facilidades, políticas de producción, etc. Distintas elecciones alternativas también se refieren como escenarios. Las restricciones son las condiciones de frontera, las cuales restringen valores disponibles para las variables de decisión. Por ejemplo, el número de pozos pueden ser limitados por el número de torres de perforación disponibles.

Cullick *et al.*¹ para mostrar la funcionalidad del sistema, aplicaron un caso de estudio, el cual consistía en la evaluación del desarrollo de un campo nuevo que tenía tres yacimientos separados. El caso comprendía de las siguientes partes:

✓ **Función Objetivo.** Maximización de la variable económica Valor Presente Neto (VPN), la cual se define como:

$$VPN = \sum_t^T \left\{ \left[\frac{1}{(1+d)^{(t-t_i)}} \right] * FC \right\} \quad (4)$$

$$FC_t = \text{ingresos}_t - \text{capex}_t - \text{opex}_t - \text{impuestos}_t - \text{regalias}_t \quad (5)$$

✓ **Variables de decisión.** Las variables que se tuvieron en cuenta fueron el inicio de producción de cada yacimiento, el número de pozos de cada reservorio y la tasa de producción de petróleo Q_{\max} de las facilidades de superficie.

¹ CULLICK, A. S. *et al.* Op. cit., p. 2.

✓ **Limitaciones o restricciones.**

- i) Lógicas. Inicio de producción de una unidad de yacimiento a un tiempo específico y todos los pozos de un reservorio comienzan a producir al mismo tiempo.

- ii) Requerimientos estadísticos no lineales. Desviación estándar del VPN / Media del VPN <15%.

- iii) Producción. Limite de producción de gas para cada pozo, máxima tasa de producción de petróleo para cada pozo, máxima tasa de transporte para la tubería del campo y mínima presión de salida de la estación de flujo.

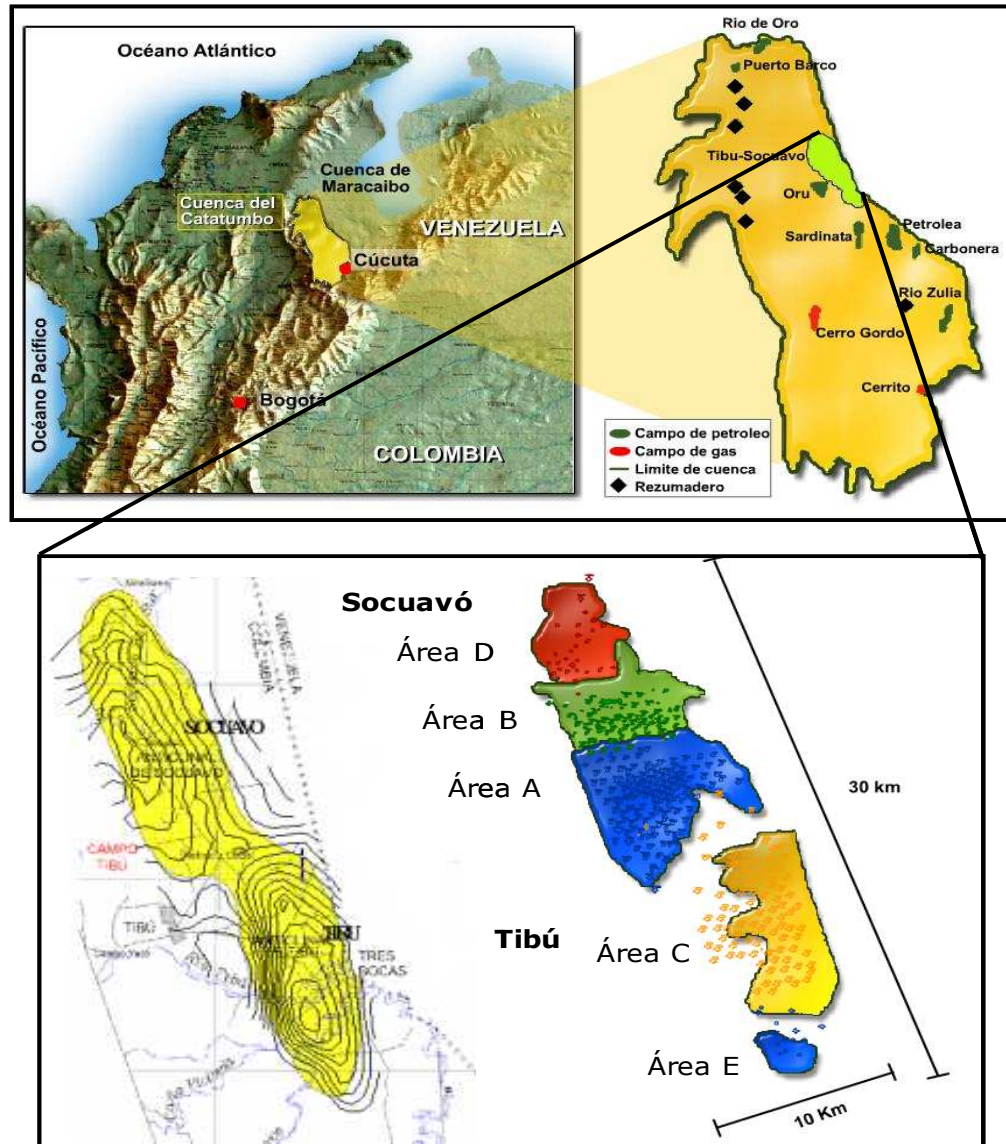
2. GENERALIDADES DEL CAMPO TIBU Y MODELO DE SIMULACION DEL AREA A

El campo Tibú se encuentra a 80 *km* al Noroeste de Cúcuta, Departamento de Norte de Santander, Colombia. El campo de Tibú fue descubierto en el año 1932 y lo conforman dos anticlinales, el anticlinal de Tibú al sur y el anticlinal de Socuavó al Norte en un área de aproximadamente 30 *km* de largo por 10 *km* de ancho, enmarcados en la denominada Cuenca del Catatumbo, siendo la Formación Barco su principal yacimiento, la cual está constituida principalmente por arenisca de color claro, lutita, delgadas capas de carbón y arcillolita. El espesor varía entre 490 *ft* – 910 *ft*. El ambiente de depósito ha sido considerado como estuarino. Se reportan porosidades promedias del 15% y permeabilidades de 100 *md*.

Operacionalmente el campo ha sido dividido en cinco (5) áreas, A, B, C, D y E, siendo el área A la que presenta mejor comportamiento de producción y reservas. Tomando como base comportamiento en la producción y facilidades, el anticlinal Socuavó ha sido dividido en las áreas A, B y D, mientras que el anticlinal Tibú en las áreas C y E, tal como se muestra en la figura 6.

Este yacimiento tuvo como mecanismo de producción primario empuje de gas en solución y fue desarrollado con un espaciamiento inicial de 90 acres / pozo, a partir del año 1950 se iniciaron programas de reducción de espaciamiento a 45 acres / pozo. En 1961 se inicia un proceso secundario de inyección de agua dulce a través de modelos regulares de 7 puntos. El área A corresponde al anticlinal Socuavó y es la que presenta mayor desarrollo. En la actualidad el área A cuenta con 84 pozos productores (48 activos y 36 inactivos), 52 inyectores (7 activos y 45 inactivos) con los siguientes valores de producción a Mayo de 2008: 692 *BOPD*, 9455 *BFPD*, $GOR = 125 \text{ SCF/STB}$, 93% *WCUT*.

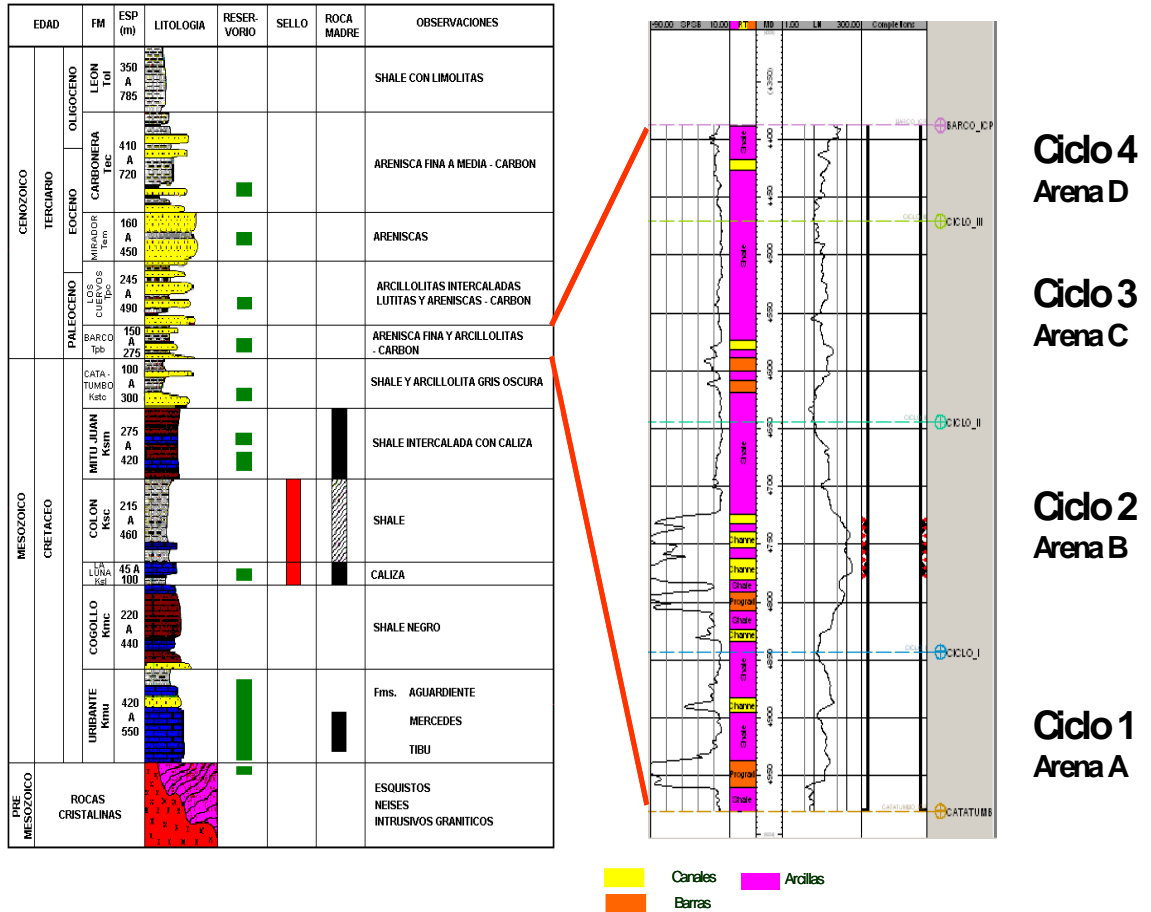
Figura 6. División operacional de Áreas en el Campo Tibú.



Fuente: PETROBRAS. Reporte Técnico de Ingeniería, Campo Tibú. Área A. Bogota D.C. 2008.

En la figura 7 se muestra la columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Catatumbo y un perfil tipo de las arenas de la Formación Barco con sus cuatro ciclos, siendo los ciclos 3 y 2 los de mejor producción. Los parámetros principales de reservorio de la formación Barco se presentan en la tabla 4.

Figura 7. Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Catatumbo y perfil de las arenas presentes en la Formación Barco.



Fuente: PETROBRAS. Reporte Técnico de Ingeniería, Campo Tibú. Área A. Bogota D.C. 2008.

Tabla 4. Parámetros principales de yacimiento de la Formación Barco.

Formación	Barco
Tipo de Formación	Areniscas
Ambiente de deposito	Fluvial
Profundidad promedio (ft TVDSS)	4500
Área productiva (Acres)	9324
Profundidad Contacto Agua – Aceite (ft TVDSS)	4800 & 4900
Porosidad promedio (%)	15
Permeabilidad promedio (md)	100
Saturación de Agua Inicial (%)	30
Saturación de Aceite Original (%)	65
Espesor Neto promedio (ft)	350
Espesor Total promedio (ft)	500

Tabla 4. (Continuación).

Compresibilidad de la roca @ 2210 <i>psi</i> (1/ <i>psi</i>)	4.86 X 10 ⁻⁶
Temperatura del yacimiento (°F)	143
Tipo de Crudo	Aceite Negro
Gravedad API	32
Gravedad específica del petróleo	0.8654
Gravedad específica del gas	0.9269
Gravedad específica del agua	1.0012
Presión de Burbuja, (<i>psia</i>)	1643
Relación Gas-Petróleo, (<i>scf/stb</i>)	450
Presión Inicial de Yacimiento @ 4500 <i>ft TVDSS</i> , (<i>psia</i>)	2200
Mecanismo de Producción	Gas en Solución

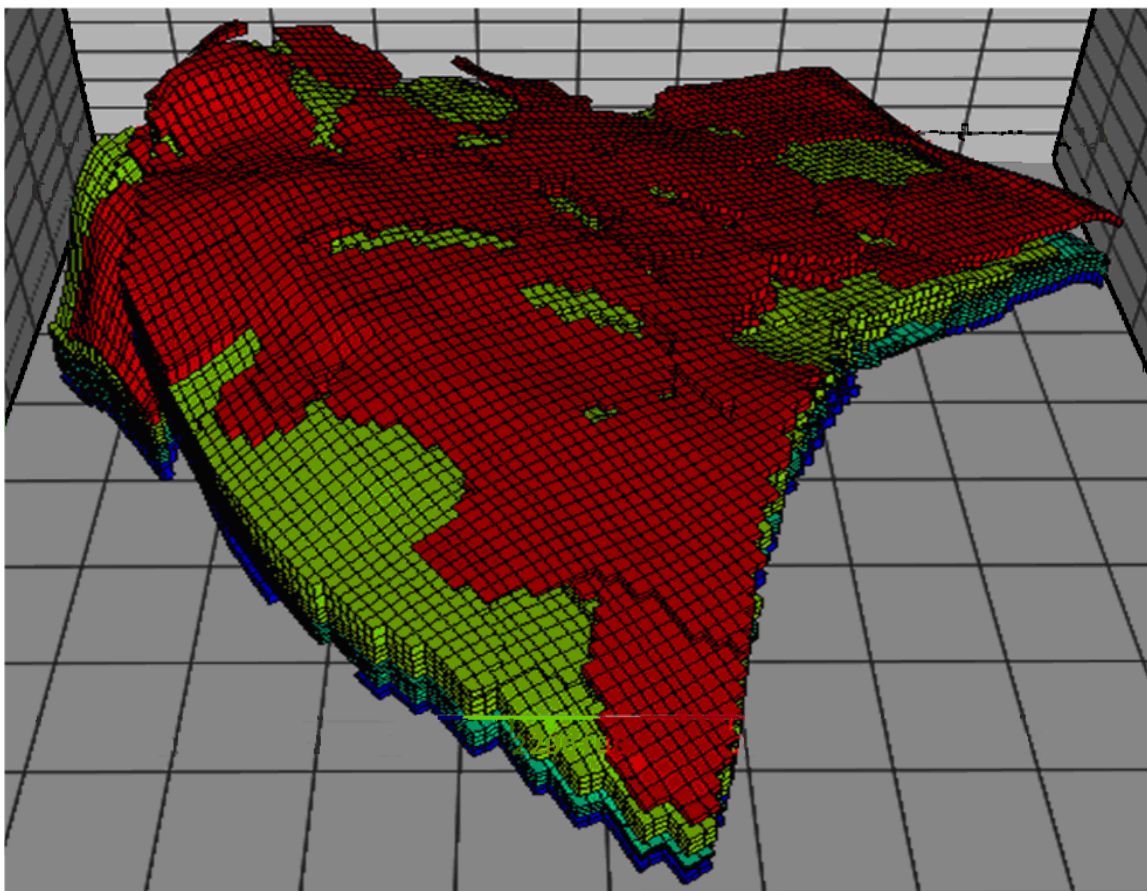
Fuente: PETROBRAS. Reporte Técnico de Ingeniería, Campo Tibú. Área A. Bogota D.C. 2008.

2.1 MODELO DE SIMULACION AREA A

Para el desarrollo del proyecto se decidió trabajar con el área A del campo ya que es la que presenta mayor desarrollo. El modelo de simulación estaba construido en el formato del simulador ECLIPSE 100 de GeoQuest, y el software a utilizar para este proyecto es el simulador NEXUS de Halliburton Landmark. Por lo anterior, se hizo una migración de ECLIPSE 100 a NEXUS.

2.1.1 Modelo Estático. El enmallado utilizado para el anticlinal Socuavó es de 90 celdas en X, 162 celdas en Y y 21 celdas en Z (306180 celdas). A partir de este enmallado se desactivaron las celdas que hacen parte de las áreas B y D del anticlinal, y solamente se dejaron activas las celdas pertenecientes al área A (60877 celdas). El enmallado fue poblado con las propiedades petrofísicas: porosidad, permeabilidad horizontal, permeabilidad vertical, y relación espesor neto / espesor total (NTG). La figura 8 muestra el enmallado obtenido para el área A del Campo Tibú. La distribución vertical que se realizó para la Formación Barco en el modelo de simulación se presenta en la tabla 5.

Figura 8. Modelo estático del área A, Campo Tibú.



Fuente: Modelo de simulación área A campo Tibú.

Tabla 5. Distribución vertical de la Formación Barco en el modelo estático del área A del campo Tibú.

Superficie	Celda Z Inicial	Celda Z Final
Ciclo IV, Barco	1	4
Ciclo III, Barco	5	10
Ciclo II, Barco	11	18
Ciclo I, Barco	19	21

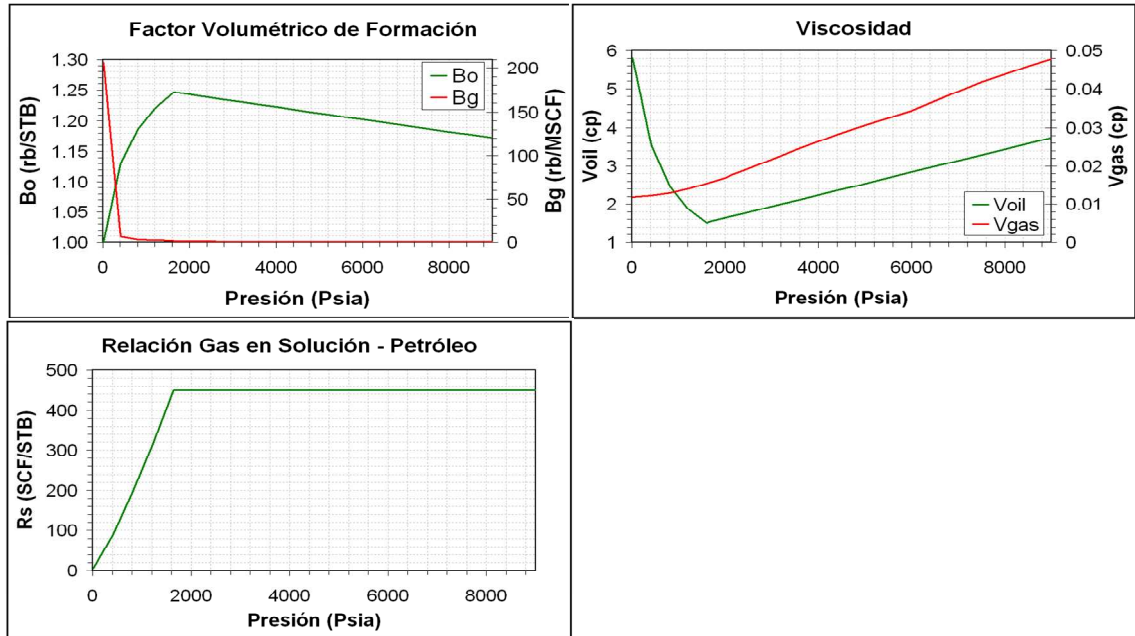
Fuente: Modelo de simulación área A campo Tibú.

2.1.2 Modelo Dinámico. Luego de tener listo el enmallado y sus propiedades petrofísicas, se procedió a definir el tipo de fluido que presenta el yacimiento y las curvas de permeabilidades relativas y presión capilar.

El PVT usado para el área A fue el obtenido de una prueba recombinada del Pozo Tibú-104. Sin embargo, el punto de burbuja no era representativo del campo, ya que el valor de esta propiedad en el PVT era de 1150 *Psia*, pero el comportamiento de la presión del yacimiento y la producción del campo mostraba una producción mayor de gas (sobre todo en la fase inicial de producción del campo), por lo que se prefirió trabajar con un PVT sintético que reflejara el comportamiento de la producción del campo. Para calcular este PVT se usaron las correlaciones de Standing, obteniéndose un punto de burbuja de 1643 *Psia*. En la figura 9 se muestran las propiedades PVT del fluido presente en el área A del campo Tibú.

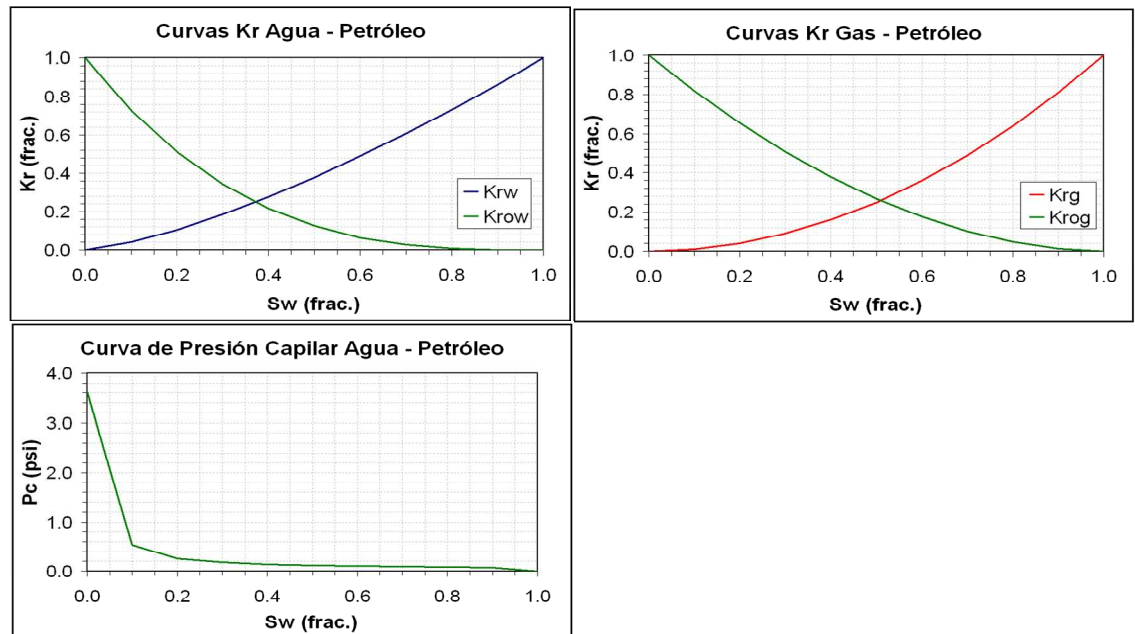
Para la representación del flujo de fluidos en el medio poroso, se utilizó una curva de permeabilidades relativas y presión capilar normalizada (la presión capilar del sistema gas – petróleo se definió como $P_{cgo} = 0$), las cuales se muestran en la figura 10. Además, se definieron una serie de *endpoints* para todo el modelo, los cuales se presentan en la tabla 6. En cuanto a la definición del contacto agua – petróleo, se especificaron cuatro regiones de equilibrio con una profundidad del contacto agua-petróleo diferente. En la tabla 7 se relacionan las regiones de equilibrio definidas. Para la inicialización del modelo se utilizó una presión inicial de 2100 *Psia* a una profundidad de referencia de 4500 *ft*.

Figura 9. Propiedades PVT del fluido usado en el modelo de simulación del área A del campo Tibú.



Fuente: Modelo de simulación área A del campo Tibú.

Figura 10. Curvas de permeabilidades relativas y presiones capilares usadas en el modelo de simulación del área A del campo Tibú.



Fuente: Modelo de simulación área A del campo Tibú.

Tabla 6. Endpoints definidos para el modelo de simulación del área A del campo Tibú.

Sistema Agua - Petróleo	Sistema Gas - Petróleo
SWL = 0.3	SGL = 0
SWR = 0.3	SGR = 0.02
SWRO = 0.67	SGRO = 0.67
SWU = 1	SGU = 0.7
KRO_SWL = 0.7	KRO_SGL = 0.7
KRO_SWR = 0.7	KRO_SGR = 0.6
KRW_SWRO = 0.45	KRG_SGRO = 0.3
KRW_SWU = 1	KRG_SGU = 1
SWL: Saturación de agua connata. SWR: Saturación de agua residual. SWRO: Saturación de agua al aceite residual. SWU: Saturación máxima de agua. KRW_SWRO: Permeabilidad relativa del agua (K_{rw}) a SWRO. KRW_SWU: Permeabilidad relativa del agua (K_{rw}) a SWU. KRO_SWL: Permeabilidad relativa del aceite en el sistema agua – aceite (K_{row}) a SWL. KRO_SWR: Permeabilidad relativa del aceite en el sistema agua – aceite (K_{row}) a SWR.	SGL: Saturación de gas connata. SGR: Saturación de gas residual SGRO: Saturación de gas al aceite residual SGU: Saturación máxima de gas KRG_SGRO: Permeabilidad relativa del gas (K_{rg}) a SGRO. KRG_SGU: Permeabilidad relativa del gas (K_{rg}) a SGU. KRO_SGL: Permeabilidad relativa del aceite en el sistema gas – aceite (K_{rog}) a SGL. KRO_SGR: Permeabilidad relativa del aceite en el sistema gas – aceite (K_{rog}) a SGR.

Fuente: Modelo de simulación área A del campo Tibú.

Tabla 7. Distribución de Regiones de Equilibrio del modelo de simulación del área A del campo Tibú.

Región	Celda Z Inicial	Celda Z Final	Profundidad WOC (ft)
Ciclo IV	1	4	4740
Ciclo III	5	10	4900
Ciclo II	11	18	4910
Ciclo I	19	21	4870

Fuente: Modelo de simulación área A del campo Tibú.

Teniendo los datos anteriores cargados en el pre-procesador del simulador NEXUS, se llevó a cabo la inicialización del modelo, obteniéndose de allí el volumen original in-situ de aceite para el área A del campo Tibú. La tabla 8 presenta los resultados obtenidos, así como su comparación con el modelo original construido en ECLIPSE 100. Cabe destacar que no se tiene un dato aproximado del *OOIP* volumétrico; a pesar que de acuerdo al informe técnico del consorcio PETROBRAS - ECOPETROL S.A.¹, se estima que este valor está alrededor de 350 MMSTB de petróleo. Sin embargo, de acuerdo a comunicaciones con el área de yacimientos², se cree que este valor es mayor (aproximadamente 500 MMSTB).

Tabla 8. Resultados obtenidos de la inicialización del modelo de simulación del área A del campo Tibú y comparación con el modelo original en ECLIPSE 100.

Parámetro	ECLIPSE 100	NEXUS	% Error
Volumen poroso (<i>MRB</i>)	1235619	1235030	0.006
Petróleo original (<i>MSTB</i>)	543893	545049	0.21
Gas original (<i>MMSCF</i>)	244681	245272	0.24
Agua original (<i>MSTB</i>)	550620	549138	0.27
Presión inicial (<i>Psia</i>)	2102.53	2102.67	0.04

Fuente: Modelos de simulación en ECLIPSE 100 y NEXUS del área A del campo Tibú.

Una vez llevado a cabo la inicialización del modelo de simulación, se cargó la información de los pozos, así como la historia de producción al modelo dinámico. Las figuras 11 y 12 presentan la historia de producción de los fluidos de área A del campo Tibú. Introducidos estos datos de los pozos y la historia de producción e inyección al pre-procesador de NEXUS, se generan los archivos de simulación y se realizó una corrida de simulación para determinar la existencia de posibles errores en la construcción del modelo de simulación.

¹ PETROBRAS. Reporte Técnico de Ingeniería, Campo Tibú. Área A. Bogota D.C. 2008.

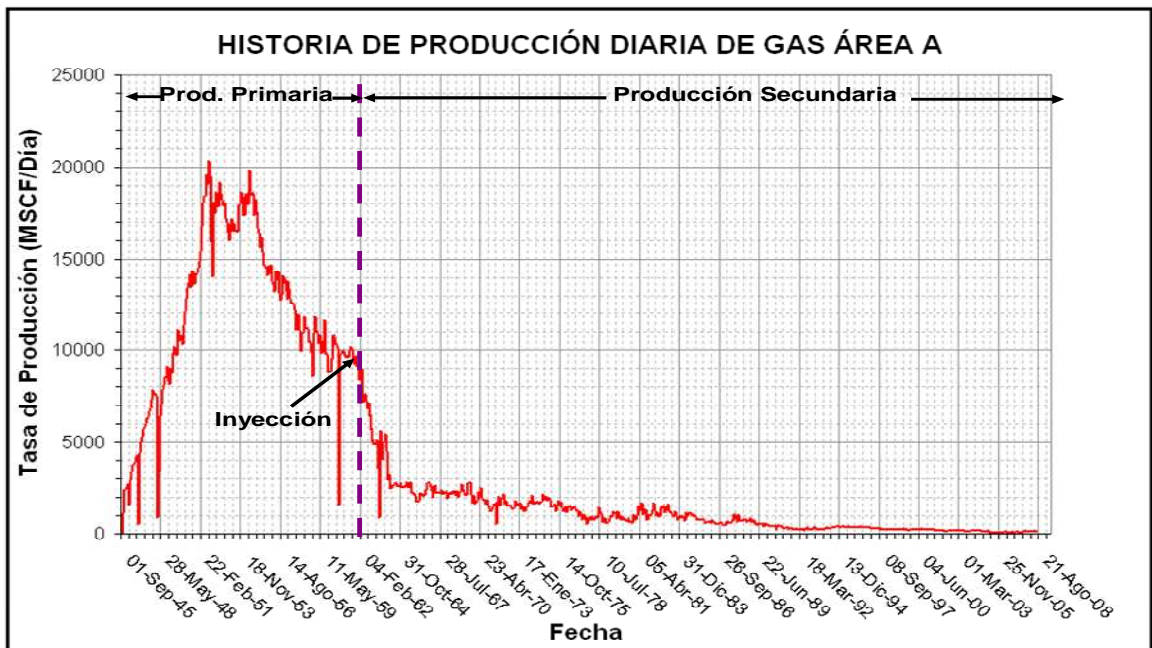
² ECOPETROL S.A. Comunicación personal. Enero de 2009.

Figura 11. Producción histórica del petróleo, agua y líquido total del área A del Campo Tibú.



Fuente: Base de datos de producción del campo Tibú.

Figura 12. Producción histórica de gas del área A del campo Tibú.

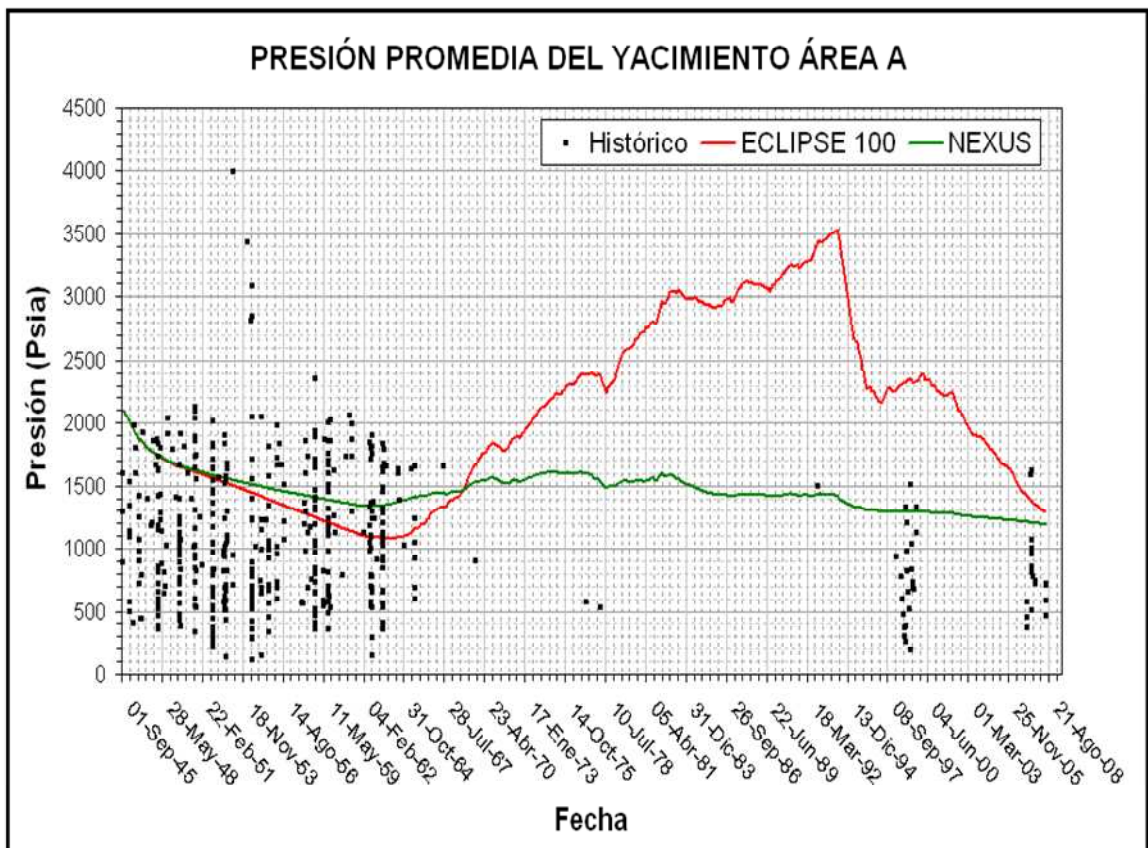


Fuente: Base de datos de producción del campo Tibú.

2.2 AJUSTE INICIAL DE LA PRESIÓN PROMEDIA DEL YACIMIENTO.

Una vez ajustado de manera aproximada el *OOIP* del modelo de simulación, se procedió a hacer un ajuste inicial de la presión promedio del yacimiento; ya que para aplicar el análisis de incertidumbre y riesgo, se recomienda tener un ajuste inicial aproximado de la presión promedio del yacimiento en el modelo de simulación. La figura 13 presenta los resultados del ajuste inicial de presión.

Figura 13. Ajuste de la presión promedio del yacimiento para el área A del campo Tibú.



Fuente: Modelo de simulación área A del campo Tibú.

El ajuste se realizó teniendo en cuenta que el yacimiento tiene como mecanismo de producción el empuje del gas en solución; además de considerar que existe una fuga de inyección de aproximadamente 15% del total de agua inyectada, lo

cual se representó en el modelo de simulación de ECLIPSE 100 con un factor multiplicador de la cantidad de agua inyectada.

Tal como se puede ver en la figura 13, en el modelo de simulación original (ECLIPSE 100), la presión simulada está por encima de la observada entre el año 68 hasta el final del ajuste. Debido a esta situación, se decidió aumentar el valor de la fuga de inyección (se resolvió aumentarlo en un 20%). En el simulador NEXUS existe la opción de incluir el factor multiplicativo semejante al del ECLIPSE 100; sin embargo; la opción no funcionó, por lo cual se creó un caso de estudio para los desarrolladores del simulador. Por lo anterior, se tuvo que reducir en un 20% la cantidad de agua inyectada directamente del archivo de historia de inyección, dando como resultado un mejor ajuste de la presión en el modelo de NEXUS (línea verde de la figura 13) con respecto a los datos observados.

Una vez logrado el ajuste inicial de presión promedio del yacimiento, se puede llevar a cabo la aplicación del proceso de análisis de incertidumbre y riesgo en el modelo de simulación del área A del campo Tibú.

3. METODOLOGÍA PROPUESTA PARA LA APLICACIÓN DEL ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE Y RIESGO EN EL ÁREA A DEL CAMPO TIBÚ

Una vez realizado un ajuste inicial de la presión promedio del yacimiento, se procedió a plantear una metodología para la aplicación del análisis de incertidumbre y riesgo en todo el proceso de simulación de yacimientos del área A del campo Tibú. Para ello se utilizó un modelamiento de escenarios múltiples y procesos de planeación basados en un software desarrollado recientemente por Landmark Halliburton denominado DMS (*Decision Management System*), DMS es una herramienta que genera soluciones a la administración de yacimientos mediante la combinación de herramientas de simulación y tecnología de optimización en una sencilla plataforma de trabajo. Las bases del software administran la incertidumbre y las alternativas en la fase predictiva a través de múltiples disciplinas tales como el modelamiento geológico, la planificación de pozos, el desarrollo de alternativas y la evaluación económica.

La metodología propuesta presenta tres flujos de trabajo:

- 1. El análisis de incertidumbre al modelo estático.** Este flujo permite definir los parámetros o variables del modelo estático que más afectan el proceso de ajuste histórico de fluidos; este flujo de trabajo está contenido en la herramienta DMS con una serie de técnicas para llevar a cabo este procedimiento. Para efectos de la tesis se aplicó la técnica Hipercubo Latino (*Latin-Hypercube*) el cual es un muestreo aleatorio con intervalos de igual probabilidad. Las distribuciones probabilísticas de las incertidumbres son divididas en intervalos. Los valores de esas incertidumbres son aleatoriamente seleccionadas dentro de cada intervalo, en cada iteración.

La evaluación del impacto de la incertidumbre en el modelo numérico del área A consistió de una aproximación basada en la sensibilización de las propiedades la cual se definió a partir del análisis del modelo estático. Para tal fin, se evaluó el comportamiento de las siguientes propiedades:

- ✓ Multiplicador del Net-to-Gross (*NTG*).
- ✓ Multiplicador de la porosidad.
- ✓ Multiplicador de la permeabilidad horizontal y vertical.
- ✓ Sellamiento de la falla de Socuavó.
- ✓ Contactos agua - petróleo.
- ✓ Valores *KH* de algunos pozos que no tuvieron buen ajuste inicial de fluidos.

Las funciones de probabilidad que se utilizaron para describir las incertidumbres asociadas a estas variables fueron distribuciones de probabilidad triangulares, debido a la falta de información sobre estos parámetros. Para la evaluación de los resultados del análisis de incertidumbre se utilizaron diagramas de sensibilidad y se tomaron como variables de análisis las producciones acumuladas de petróleo, agua y gas.

2. Proceso de ajuste histórico automático (*Automatic History Matching Process*). Una vez definidas las variables con incertidumbre que generan gran impacto en el modelo de simulación, se procedió a realizar el ajuste histórico del modelo de simulación involucrando las variables con incertidumbre seleccionadas del flujo de trabajo anterior. Para tal fin, la herramienta DMS cuenta con un flujo de trabajo denominado Ajuste Histórico Automático (*Automated History Matching*), el cual permite evaluar el impacto de la incertidumbre de cualquier variable contenida en el modelo sobre la inicialización y el ajuste histórico. La aplicación de este flujo de trabajo permite la identificación de aquellas variables que más influyen en un determinado parámetro de producción, el cual se identifica en el proceso de ajuste histórico como función objetivo de optimización, basado en las variables que

presentan incertidumbre obtenidas en el primer flujo de trabajo. Este proceso se inicia a partir de la construcción de un modelo donde las incertidumbres se utilizan como variables de decisión, a fin de evaluar cuál valor, asociado a una probabilidad, y en comparación con una función objetivo, denominada "*misfit function*", representa un mejor ajuste histórico a los datos observados. Generalmente la función objetivo es la diferencia entre los datos observados y simulados del modelo y el objetivo es minimizar esta función. El proceso automatizado permite evaluar cuál combinación de parámetros producen la menor diferencia (o menor "*misfit function*") respecto al valor observado indicando automáticamente, mediante la identificación de la iteración correspondiente, el valor que debe asumir cada variable sujeta a optimización para lograr esa menor diferencia.

3. Selección del escenario óptimo de explotación mediante análisis de riesgo. Una vez obtenido el ajuste histórico del modelo, se procede a determinar el escenario óptimo de explotación. Las etapas involucradas en este flujo de trabajo son:

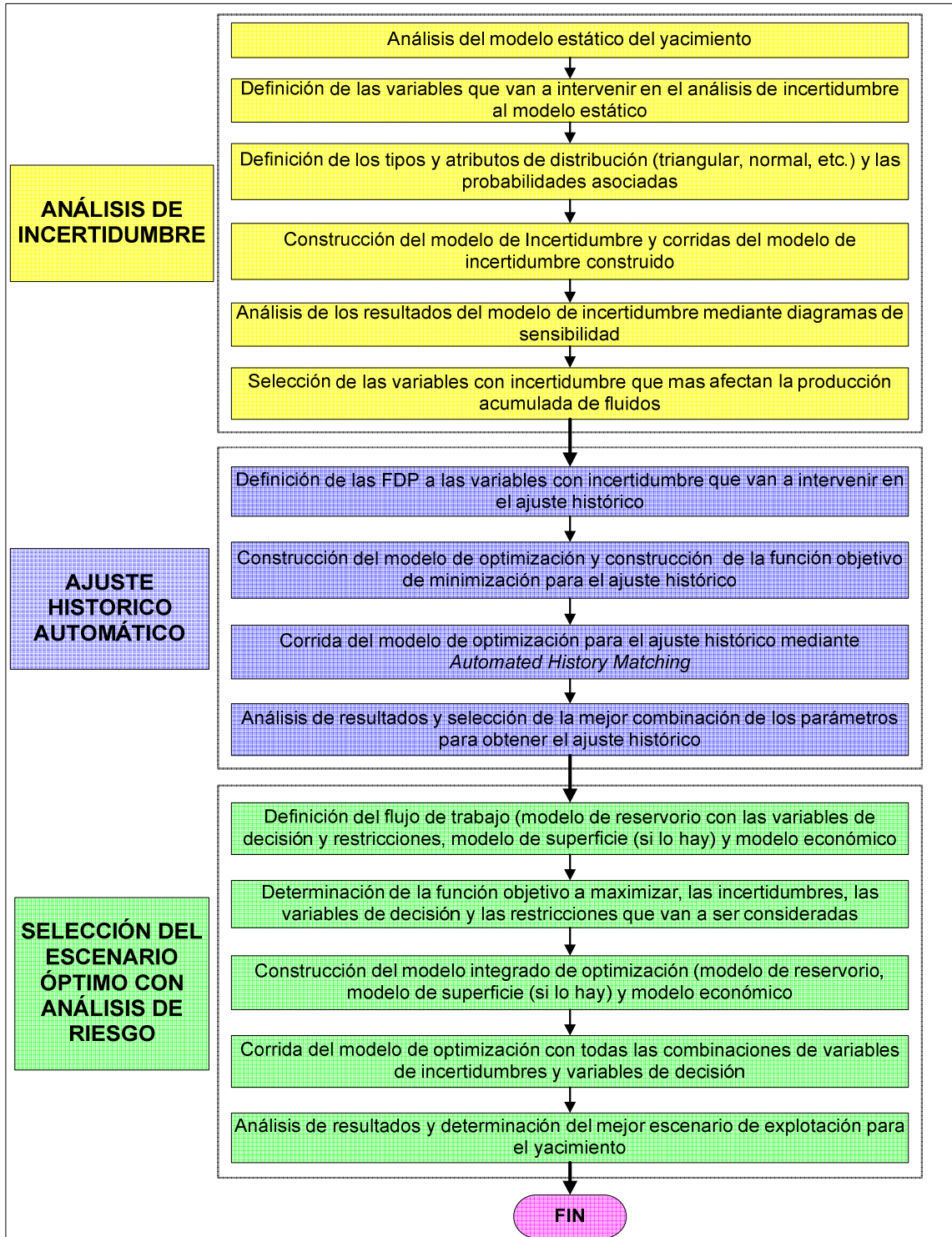
- ✓ Determinación del flujo de trabajo (es decir, modelo del reservorio con variables de decisión y restricciones, esquema del plan de explotación y modelamiento económico).
- ✓ Definición de la función objetivo, las incertidumbres, las variables de decisión y las restricciones a ser consideradas.
- ✓ Preparación de los modelos de simulación tanto del yacimiento como de superficie (si lo hay), en un ambiente de modelamiento de yacimiento integrado y el uso de un modelo económico riguroso establecido en una hoja de cálculo.

- ✓ Corridas del flujo de trabajo con todas las combinaciones de incertidumbres, variables de decisión y restricciones.

- ✓ Análisis de resultados y determinación del mejor escenario de explotación para el yacimiento.

La figura 14 presenta de forma esquemática la metodología propuesta para el análisis de incertidumbre y riesgo.

Figura 14. Metodología propuesta para el análisis de incertidumbre y riesgo en el área A del campo Tibú.



Fuente: El autor.

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Teniendo en cuenta la metodología propuesta, a continuación se presentan los resultados de la aplicación del análisis de incertidumbre y riesgo en la simulación del área A del campo Tibú.

4.1 RESULTADOS Y DISCUSIÓN DEL ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE AL MODELO DE SIMULACIÓN DEL ÁREA A DEL CAMPO TIBÚ

A partir del análisis del modelo estático, se definieron los siguientes parámetros que eran susceptibles de presentar niveles moderadamente altos de incertidumbre, que afectan el ajuste histórico de fluidos del modelo de simulación:

- ✓ Multiplicador del Net-to-Gross (*NTG*).
- ✓ Multiplicador de la porosidad.
- ✓ Multiplicador de la permeabilidad horizontal y vertical.
- ✓ Sellamiento de la falla de Socuavó.
- ✓ Contactos agua - petróleo.
- ✓ Valores *KH* de algunos pozos que no tuvieron buen ajuste inicial de fluidos.

Como no se tiene información clara y precisa sobre estos parámetros, se decidió tomar valores que no fueran tan distantes unos de otros; algunos fueron tomados de la literatura (como los valores del multiplicador de Net to Gross); para el contacto agua – aceite se utilizaron cuatro variables independientes, ya que el modelo está dividido en cuatro regiones de equilibrio con un contacto agua aceite diferente; para los valores de *KH* de los pozos, se utilizaron multiplicadores y se definió una variable para cada pozo.

En esta parte del trabajo lo que se trata básicamente es hacer un análisis de sensibilidad al modelo estático para ver qué parámetros son los que más impactan en las producciones acumuladas de los fluidos; luego no es necesario una evaluación rigurosa de datos para cada uno de estos parámetros.

A partir de estas valoraciones se construyeron funciones de distribución de probabilidad triangulares, ya que precisamente por la falta de datos, esta es la distribución más recomendada en la literatura. La tabla 9 presenta las definiciones de cada una de las variables del modelo estático que intervinieron en el análisis de incertidumbre. Posteriormente se construyó el modelo de incertidumbre; el cual esta compuesto por el modelo de simulación y las variables de incertidumbre. Para el diseño del modelo se utilizó la herramienta DMS; la cual relaciona de forma directa el modelo de simulación en NEXUS con las variables, permitiendo de esta forma que cada valor determinístico sea sustituido por las diferentes distribuciones probabilísticas de las variables de incertidumbre.

Tabla 9. Definición y cuantificación de las variables del modelo estático que intervinieron en el análisis de incertidumbre.

Parámetro	Nombre variable	Distribución de probabilidad	Mín.	Prob.	Máx.
Multiplicador de <i>NTG</i>	<i>MUNTG</i>	Triangular	0.5	0.8	1
Multiplicador de \emptyset	<i>MUPOR</i>	Triangular	0.5	0.8	1
Multiplicador de <i>Kx</i>	<i>MUKX</i>	Triangular	0.8	1.5	2.5
Multiplicador de <i>Ky</i>	<i>MUKY</i>	Triangular	0.8	1.5	2.5
Multiplicador de <i>Kz</i>	<i>MUKZ</i>	Triangular	0.8	1.5	2.5
Sellamiento Falla	<i>FALLASOC</i>	Triangular	0	0.2	1
<i>WOC</i> región 1	<i>WOC1</i>	Triangular	4700ft	4740ft	4780ft
<i>WOC</i> región 2	<i>WOC2</i>	Triangular	4850ft	4900ft	4950ft
<i>WOC</i> región 3	<i>WOC3</i>	Triangular	4860ft	4910ft	4960ft
<i>WOC</i> región 4	<i>WOC4</i>	Triangular	4820ft	4870ft	4920ft
Multiplicador <i>KHT-18</i>	<i>KH18</i>	Triangular	1.77	3.0	5.0
Multiplicador <i>KHT-11</i>	<i>KH11</i>	Triangular	0.19	1.0	3.0

Tabla 9. (Continuación).

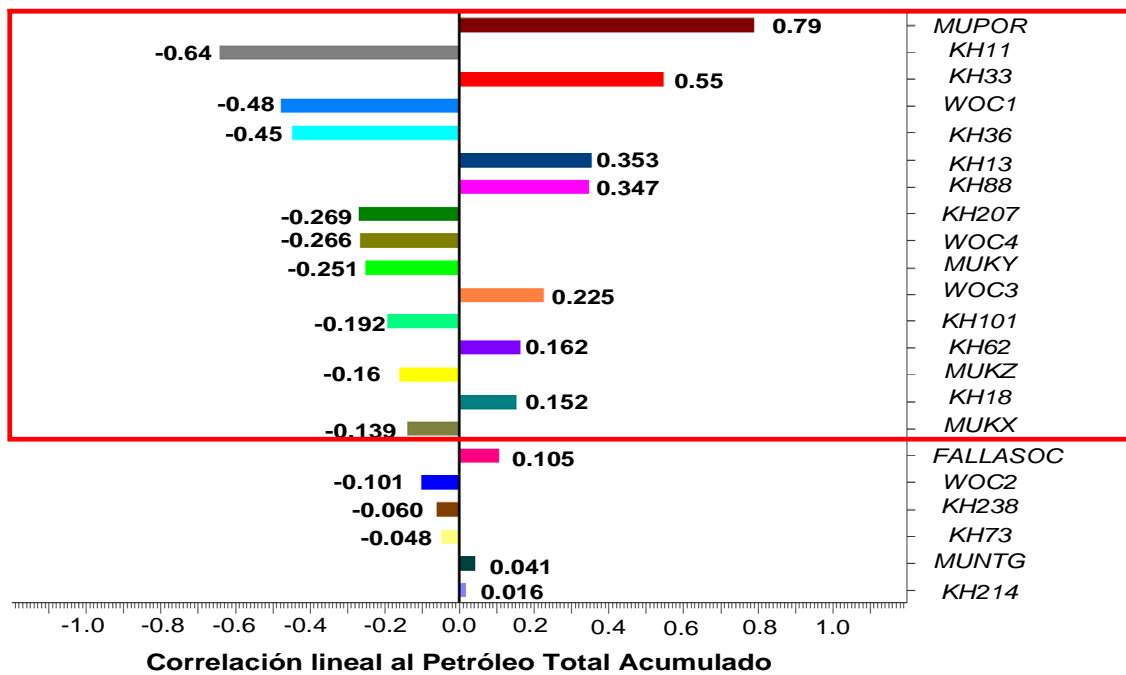
Parámetro	Nombre variable	Distribución de probabilidad	Mín.	Prob.	Máx.
Multiplicador <i>KHT</i> -13	<i>KH13</i>	Triangular	0.53	1.5	3.5
Multiplicador <i>KHT</i> -33	<i>KH33</i>	Triangular	0.51	2.0	4.0
Multiplicador <i>KHT</i> -36	<i>KH36</i>	Triangular	0.22	1.5	3.0
Multiplicador <i>KHT</i> -62	<i>KH62</i>	Triangular	1.5	3.0	4.5
Multiplicador <i>KHT</i> -73	<i>KH73</i>	Triangular	0.13	1.0	2.0
Multiplicador <i>KHT</i> -88	<i>KH88</i>	Triangular	0.22	1.2	3.5
Multiplicador <i>KHT</i> -101	<i>KH101</i>	Triangular	0.64	2.0	4.0
Multiplicador <i>KHT</i> -214	<i>KH214</i>	Triangular	0.75	1.5	3.0
Multiplicador <i>KHT</i> -207	<i>KH207</i>	Triangular	4.0	5.5	7.0
Multiplicador <i>KHT</i> -238	<i>KH238</i>	Triangular	1.5	3.0	4.5

Fuente: Modelo de incertidumbre del área A del campo Tibú.

Una vez montado el modelo de incertidumbre, se debe definir el número de corridas necesarias para lograr un buen análisis cualitativo y confiable respecto al impacto de cada variable en el modelo de simulación. Si se tiene en cuenta la aplicación del diseño de experimentos factorial (el cual es el más utilizado en análisis de ingeniería); para definir la cantidad de iteraciones del modelo de incertidumbre, se debe contar con la cantidad de variables definidas en el modelo de incertidumbre (22), así como el número de niveles que tiene cada una de ellas (3). De acuerdo a esto, aplicando diseño factorial, el modelo de incertidumbre debe correrse con un número de iteraciones igual a $3^{22} = 31.38 \times 10^9$, lo cual es impráctico. De acuerdo a algunas sugerencias hechas por el personal técnico de Landmark basadas en experiencias anteriores, y al hecho de que los tiempos de simulación del modelo son altos, se decidió trabajar con un número de iteraciones igual a $2 * (22) + 1 = 45$, el cual permitiría cubrir el espectro de las variables; sin embargo, es aún materia de investigación la definición del número de iteraciones necesarias para los modelos de incertidumbre.

Ejecutada la simulación del modelo de incertidumbre, se construyeron diagramas de sensibilidad para analizar los resultados obtenidos del modelo. Las figuras 15, 16 y 17 presentan los diagramas de sensibilidad para la producción acumulada de petróleo, agua y gas, respectivamente.

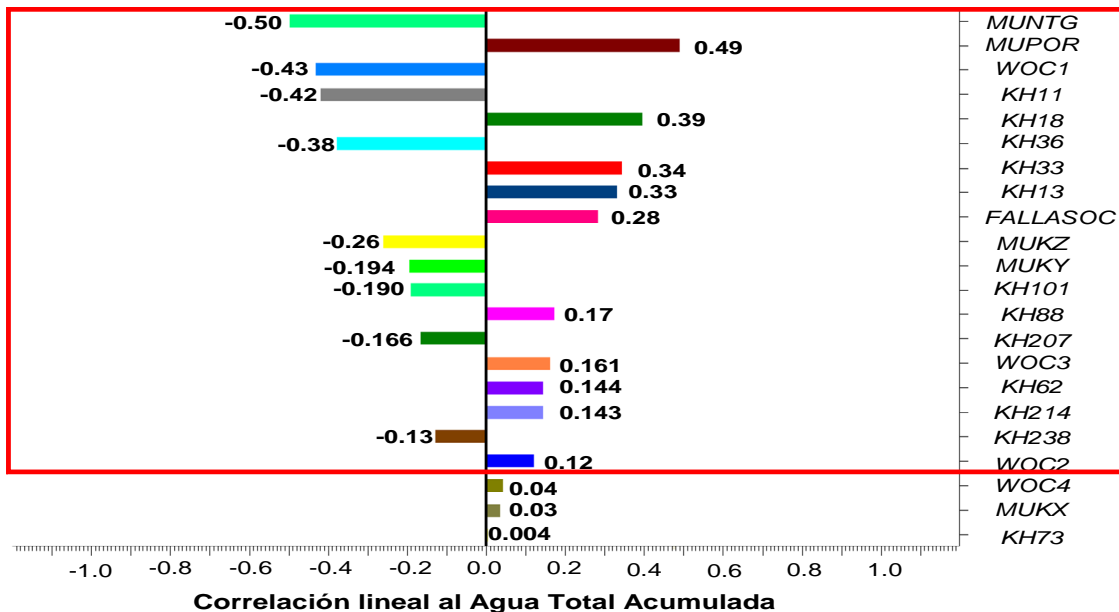
Figura 15. Diagrama de sensibilidad para el petróleo producido acumulado en el modelo numérico de incertidumbre.



Fuente: Post procesador de DMS.

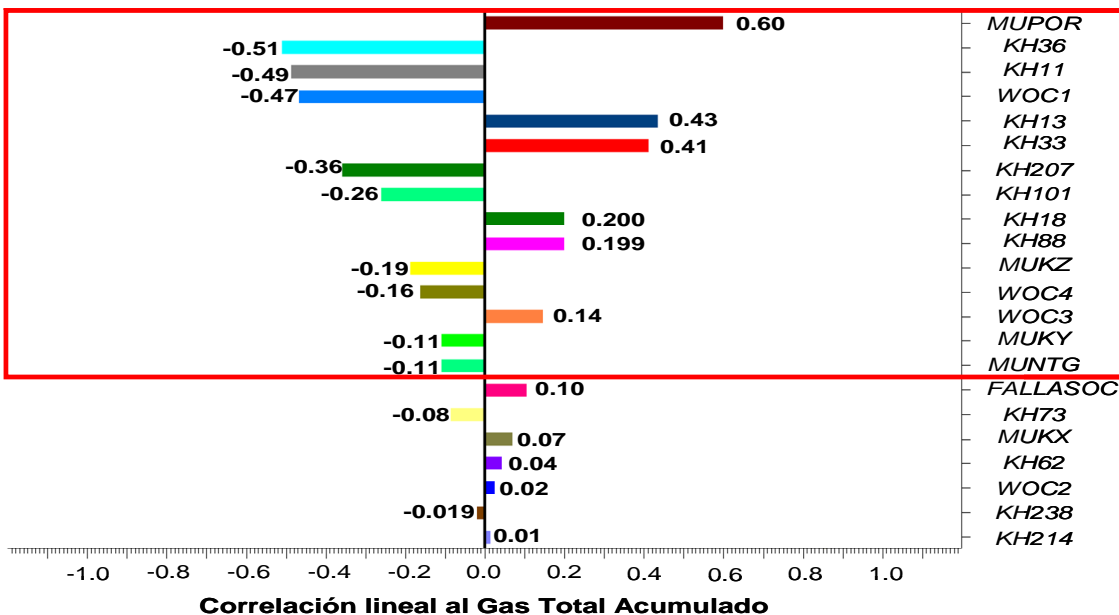
El diagrama de sensibilidad permite organizar las variables de acuerdo con su nivel de relevancia en el resultado final. La línea vertical representa el caso base y las variables que mas impactan a la variable dependiente se encuentran organizadas en orden de importancia. A la derecha de la línea vertical que representa el caso base se encuentran las variables que se comportan en forma directamente proporcional a la variable dependiente; junto con su valor de proporcionalidad positivo. En el caso de una variable que sea inversamente proporcional, está irá en la parte izquierda, con su valor de proporcionalidad negativo.

Figura 16. Diagrama de sensibilidad para el agua producida acumulada en el modelo numérico de incertidumbre.



Fuente: Post procesador de DMS.

Figura 17. Diagrama de sensibilidad para el gas producido acumulado en el modelo numérico de incertidumbre.



Fuente: Post procesador de DMS.

De los diagramas de sensibilidad se puede inferir que las variables que mostraron el mayor impacto respecto a la producción acumulada de fluidos fueron el multiplicador de porosidad, el multiplicador de *NTG*, los multiplicadores de permeabilidad areal y vertical, los contactos agua – petróleo de las regiones de equilibrio 1, 3 y 4 y los multiplicadores de *KH* de algunos pozos. El contacto agua – petróleo de la región de equilibrio 2 y el sellamiento de la falla, así como algunos multiplicadores de *KH* de unos cuantos pozos no influyeron de manera determinante en el comportamiento obtenido por el modelo de incertidumbre. Cabe anotar que son muchos los parámetros que influyen en el modelo de simulación, y por ende, para la etapa de ajuste histórico se va a contar con una cantidad considerable de variables de incertidumbre. Para el caso de los valores *KH* de los pozos será necesario construir una sola variable, para todos los pozos que no ajustan por fluidos producidos, que agrupe este parámetro. En la tabla 10 se presentan los parámetros seleccionados que van a ser utilizados para el proceso de ajuste histórico automático obtenidos del análisis tornado al modelo de incertidumbre. Adicionalmente se va a incluir una variable que tenga en cuenta el tipo de curva de permeabilidad relativa que se pueda utilizar para el ajuste histórico. Este último parámetro se considera dentro del modelo dinámico de simulación.

Tabla 10. Parámetros seleccionados para el proceso de ajuste histórico automático.

Parámetro	Variable Incertidumbre	Variable HM*
Multiplicador de <i>NTG</i>	<i>MUNTG</i>	<i>MULTNTG</i>
Multiplicador de ϕ	<i>MUPOR</i>	<i>MULTPOR</i>
Multiplicador de <i>Kx</i>	<i>MUKX</i>	<i>MULTKX</i>
Multiplicador de <i>Ky</i>	<i>MUKY</i>	<i>MULTKY</i>
Multiplicador de <i>Kz</i>	<i>MUKZ</i>	<i>MULTKZ</i>
WOC región 1	<i>WOC1</i>	<i>WOC1</i>

Tabla 10. (Continuación).

Parámetro	Variable Incertidumbre	Variable HM*
WOC región 3	WOC3	WOC3
WOC región 4	WOC4	WOC4
Multiplicador de <i>KH</i> de los pozos	<i>KH18; KH11; ect.</i>	<i>KHLOGN**</i>
Curvas de <i>Krow</i>	<i>No se definió</i>	<i>CURVKR***</i>
<p>* <i>Automated History Matching.</i></p> <p>** <i>Variable que agrupa todos los valores de KH de los pozos que no ajustan por líquido.</i></p> <p>*** <i>Variable que describe el tipo de curva de permeabilidad relativa que se va a utilizar en el ajuste histórico.</i></p>		

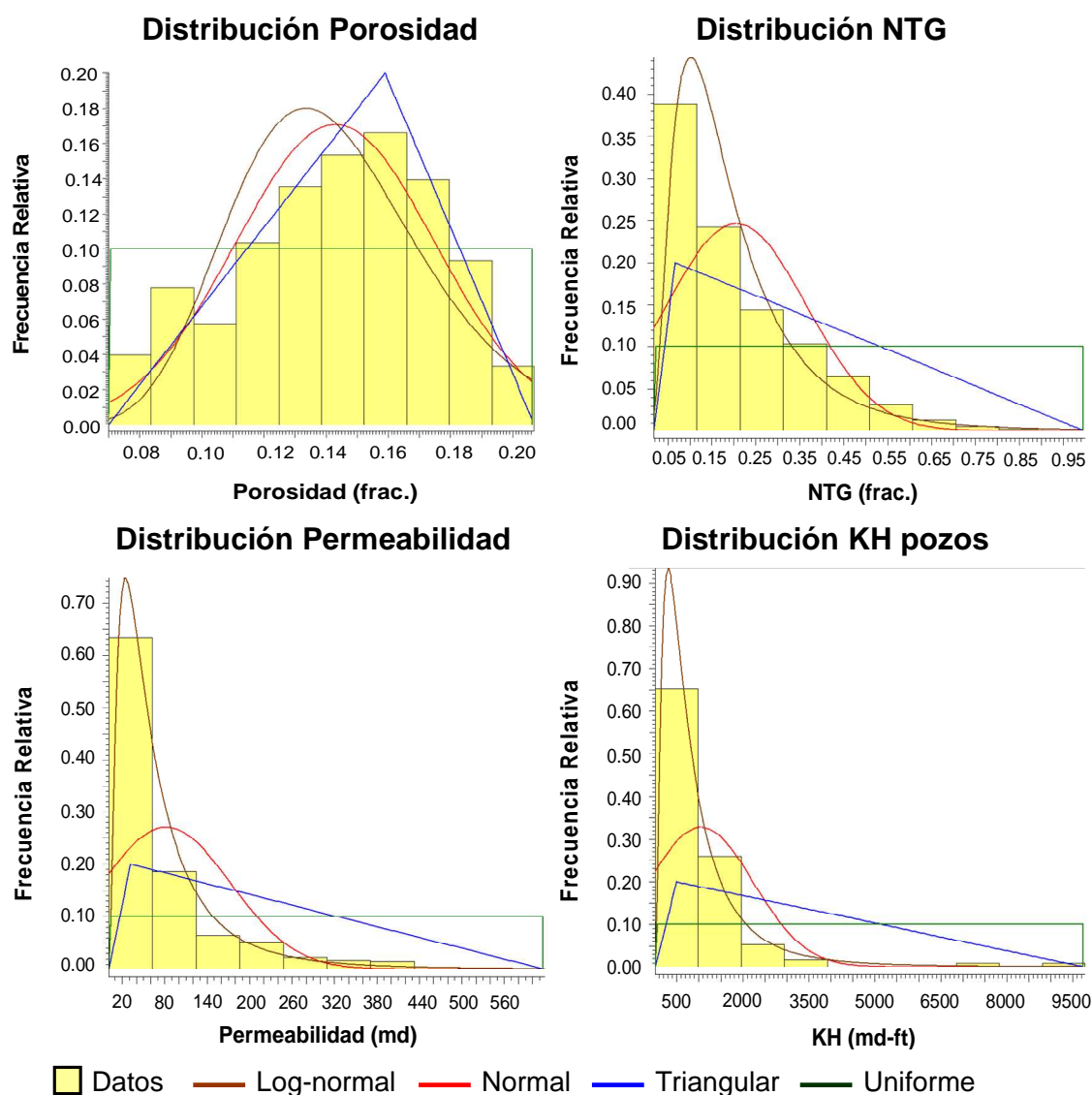
Fuente: Modelo de incertidumbre del área A del campo Tibú.

4.2 RESULTADOS Y DISCUSIÓN DEL PROCESO DE AJUSTE HISTÓRICO AUTOMÁTICO (*AUTOMATED HISTORY MATCHING*)

Teniendo en cuenta los parámetros seleccionados para el proceso de ajuste histórico automático (*Automated History Matching*) obtenidos en el flujo de trabajo anterior, es necesario tener un conocimiento más detallado y profundo acerca de estas variables. Sin embargo, como la mayoría de las variables son multiplicadores, se tiene que hacer un estudio sobre las propiedades petrofísicas básicas. En este caso se va a estudiar los parámetros de porosidad, permeabilidad, espesor neto, *NTG* y los valores *KH* de los pozos que no presentan buen ajuste de los fluidos producidos. En cuanto a las variables de las regiones de equilibrio, los contactos agua – petróleo mantuvieron los mismos valores del estudio de incertidumbre. Por lo anterior, fue necesario recopilar algunos datos referentes a estas variables para analizar cuál distribución de probabilidad ajusta mejor al comportamiento de los datos; este análisis se hizo con la aplicación *PDF and Correlation Finder* presente en *DMS*. Se utilizaron como funciones de distribución de probabilidad para ajustar los datos la distribución normal, log-

normal, triangular y uniforme, debido a que, de acuerdo al análisis bibliográfico, son las que más se utilizan en la ingeniería de yacimientos. En la figura 18 y en la tabla 11 se presentan los resultados del análisis estadístico de estos parámetros.

Figura 18. Distribuciones de probabilidad obtenidas para las propiedades petrofísicas y de pozos de las variables de incertidumbre del modelo de simulación del área A del campo Tibú.



Fuente: Aplicación *PDF and correlation finder* de la herramienta DMS.

Tabla 11. Resultados del análisis estadístico de datos para las propiedades petrofísicas y de pozos de las variables de incertidumbre del modelo de simulación del área A del campo Tibú.

Propiedad.	Distribución.	Media	Desv. Est.	P10	P25	P50	P75	P90
Porosidad	Triangular	0.155	0.028	0.115	0.135	0.158	0.176	0.191
NTG	Log-normal	0.206	0.159	0.068	0.103	0.163	0.259	0.391
Permeabilidad	Log-normal	82.14	90.99	17.49	30.10	55.04	100.6	173.3
KH pozos	Log-normal	1049	1188	216.7	376.1	694.2	1281	2224

Fuente: Aplicación *PDF and correlation finder* de la herramienta DMS.

De los resultados y el análisis anterior se concluye que las distribuciones de probabilidad que mejor se ajustan a los datos de los parámetros antes mencionados son:

- ✓ Porosidad: Distribución triangular.
- ✓ NTG: Distribución log-normal.
- ✓ Permeabilidad: Distribución log-normal.
- ✓ KH para los pozos que no ajustan por fluidos producidos: Distribución log-normal.

En toda simulación numérica de yacimientos, existen parámetros que involucran un alto grado de incertidumbre, sobre las cuales se carece de control. En muchos casos, estas variables son responsables de la diferencia existente entre los datos de producción simulados y los datos de producción observados. Para obtener una reducción de estas diferencias se utiliza un flujo de trabajo incluido en el DMS que permite un análisis sencillo y útil denominado Optimización Automática del Ajuste Histórico (*Automated History Matching*). La aplicación de este flujo de trabajo permite la identificación de aquellas variables que más influyen en un determinado parámetro de producción, el cual se identifica en el proceso de ajuste histórico como función objetivo de optimización, basado en las distribuciones de incertidumbre obtenidas en el Análisis de Sensibilidad.

Este proceso se inicia a partir de la construcción de un modelo donde las incertidumbres se utilizan como variables de decisión, a fin de evaluar cuál valor, asociado a una probabilidad, y en comparación con una variable objetivo, denominada “*misfit function*”, representa un mejor ajuste histórico a los datos observados.

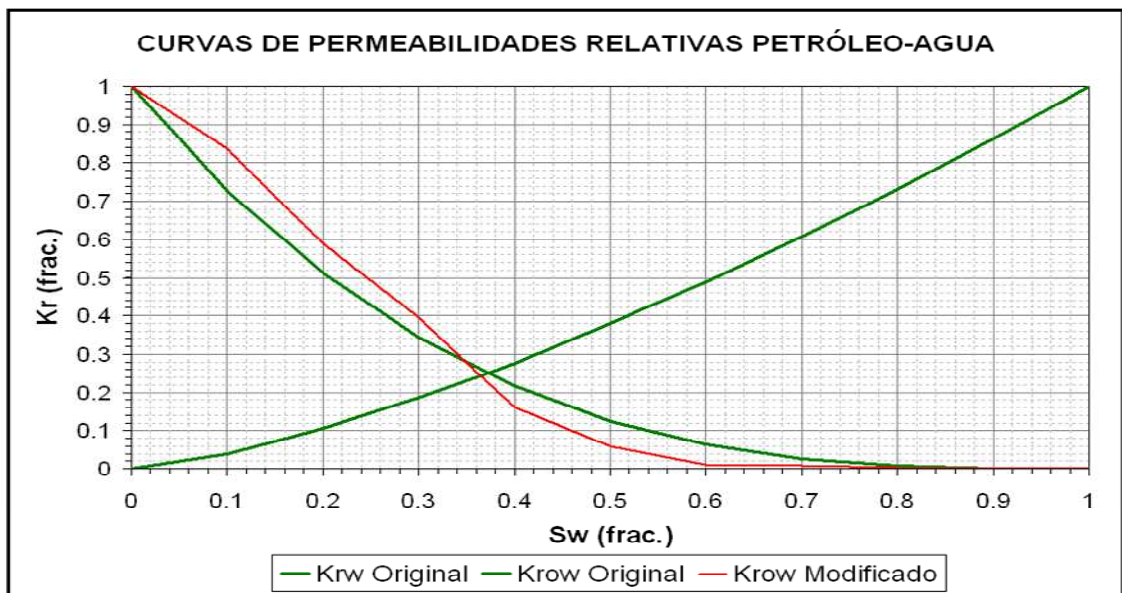
A partir de las distribuciones obtenidas en el análisis estadístico de los parámetros petrofísicos, y tomando los percentiles P25 y P75 (ya que estos parámetros no deben presentar mucha variabilidad, sobre todo la porosidad y el *NTG*) y teniendo en cuenta la media, se calcularon los factores multiplicadores que se van a usar en el ajuste histórico automático del modelo. Como ejemplo se tiene los factores multiplicadores que se calcularon al multiplicador de porosidad; si el $P25 = 0.135$, la media es de 0.155 y el $P75 = 0.176$, el valor mínimo y máximo del multiplicador de porosidad son:

$$\begin{aligned} V_{\min} &= P25/Media = 0.135/0.155 = 0.87 \\ V_{\max} &= P75/Media = 0.176/0.155 = 1.14 \end{aligned} \tag{6}$$

Los multiplicadores de las permeabilidades areales y verticales (K_x , K_y y K_z) se tomaron iguales a los obtenidos de la distribución de probabilidad de la permeabilidad. Los valores KH de los pozos se colocaron directamente en cada una de las conexiones de los pozos al modelo de simulación, por consiguiente este parámetro no tiene necesidad de usar un multiplicador; los percentiles P10 y P90 que se obtuvieron de la distribución de probabilidad para el KH se tomaron como los valores mínimo y máximo, respectivamente, para la variable de incertidumbre de KH ; ya que este parámetro presenta mucha variabilidad en las conexiones de los pozos en el modelo de simulación. En cuanto a la curva de permeabilidad relativa que se pueda utilizar para el ajuste histórico, la figura 19 presenta las dos curvas de permeabilidad relativa al petróleo en el sistema agua - petróleo que se utilizó en el proceso de ajuste histórico automático. Por último, el

multiplicador de *NTG* se tomó finalmente de la literatura, ya que al hacer los cálculos que se hicieron para el resto de los multiplicadores, se obtenían valores que no eran lógicos. La tabla 12 presenta los valores mínimo y máximo de las variables que se van a utilizar en el ajuste histórico automático. A partir de estas variables de incertidumbre y con el modelo de simulación se construyó el modelo de optimización de ajuste histórico.

Figura 19. Curvas de permeabilidades relativas petróleo-agua utilizadas para el ajuste histórico.



Fuente: Modelo de simulación del área A del campo Tibú.

Tabla 12. Definición de los valores mínimo y máximo de las variables que van a intervenir en el ajuste histórico automático.

Parámetro	Variable HM	Valor Mínimo	Valor Máximo
Multiplicador de <i>NTG</i>	<i>MULTNTG</i>	0.6	0.9
Multiplicador de ϕ	<i>MULTPOR</i>	0.87	1.14
Multiplicador de <i>Kx</i>	<i>MULTKX</i>	0.37	1.22
Multiplicador de <i>Ky</i>	<i>MULTKY</i>	0.37	1.22
Multiplicador de <i>Kz</i>	<i>MULTKZ</i>	0.37	1.22
<i>WOC</i> región 1	<i>WOC1</i>	4720 ft	4760 ft

Tabla 12. (Continuación).

Parámetro	Variable HM	Valor Mínimo	Valor Máximo
WOC región 3	WOC3	4890 ft	4930 ft
WOC región 4	WOC4	4850 ft	4890 ft
KH de los pozos	KHLOGN	216.668 ft-md	2224.056 ft-md
Curvas de Krow	CURVKR*	1	2
* Esta variable se define como una variable entera y el valor 1 corresponde a la curva de Krow original (línea verde) del modelo y el valor 2 corresponde a la curva de Krow modificada (línea roja).			

Fuente: Modelo de optimización de ajuste histórico del área A del campo Tibú.

Una vez construido el modelo de optimización del ajuste histórico automático (el cual presenta un total de 10 variables de incertidumbre); para la ejecución del proceso, se definió el número de iteraciones de optimización matemática que permitiera cubrir el espacio de posibilidades de cada variable de incertidumbre (la cual es transformada automáticamente en variable de decisión). Si se aplica la formula definida para el análisis de incertidumbre, el número de iteraciones de optimización requerido para el proceso de ajuste histórico es $2 * (10) + 1 = 21$, siendo definidos como funciones objetivo:

- ✓ Producción diaria de Aceite.
- ✓ Producción diaria de Agua.

El proceso automatizado permite evaluar cual combinación de parámetros (proveniente de las 10 variables seleccionadas) producen la menor diferencia (o menor “*misfit function*”) respecto al valor observado de cada una de las funciones descritas con anterioridad, indicando automáticamente, mediante la identificación de la iteración correspondiente, el valor que debe asumir cada variable sujeta a optimización para lograr esa menor diferencia. Finalizado el proceso, el post-procesador de DMS, permite identificar clara y sencillamente aquellas combinaciones, además de todas las realizadas, que cumplen con la condición

impuesta; en este caso en particular, la menor “*misfit function*”, es decir, la obtención de los mejores ajustes históricos. El post-procesador del DMS permitió visualizar e identificar de manera sencilla aquellas combinaciones de variables que resultaron en una mejor reproducción de los datos simulados.

Los resultados iniciales obtenidos a partir del modelo de simulación de ajuste histórico construido con los valores de las variables de incertidumbre de la tabla 12 no fueron del todo satisfactorios, ya que se presentaron problemas de convergencia, por lo que no se realizaron todas las iteraciones propuestas; y a que no se logra un buen ajuste de aceite en la parte media de la historia. Debido a eso se redefinieron los valores de las variables de incertidumbre (sin colocar valores que no estuvieran dentro del rango de cada una de las distribuciones que describen el comportamiento estadístico de las variables petrofísicas que representan); dicha redefinición se presenta en la tabla 13.

Tabla 13. Redefinición de los valores mínimo y máximo de las variables que van a intervenir en el ajuste histórico automático.

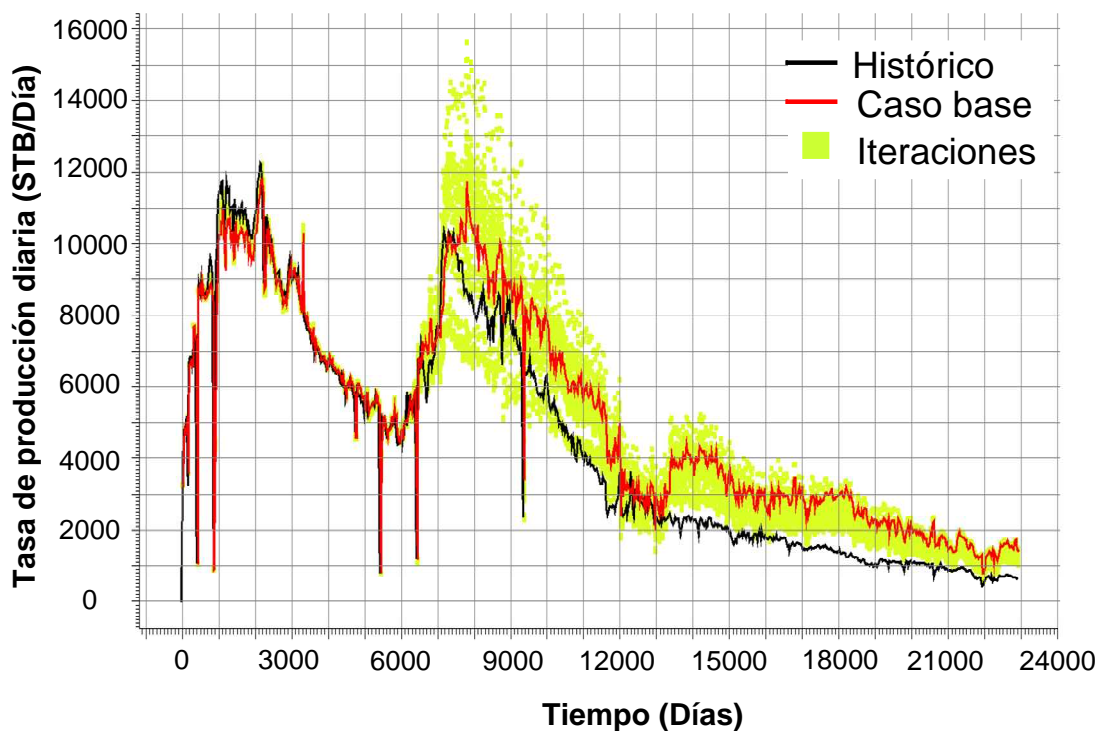
Parámetro	Variable HM	Valor Mínimo	Valor Máximo
Multiplicador de <i>NTG</i>	<i>MULTNTG</i>	0.9	1
Multiplicador de \varnothing	<i>MULTPOR</i>	0.9	1.14
Multiplicador de <i>Kx</i>	<i>MULTKX</i>	1	1.22
Multiplicador de <i>Ky</i>	<i>MULTKY</i>	0.98	1.22
Multiplicador de <i>Kz</i>	<i>MULTKZ</i>	0.76	1.22
<i>WOC</i> región 1	<i>WOC1</i>	4740 <i>ft</i>	4760 <i>ft</i>
<i>WOC</i> región 3	<i>WOC3</i>	4910 <i>ft</i>	4930 <i>ft</i>
<i>WOC</i> región 4	<i>WOC4</i>	4850 <i>ft</i>	4870 <i>ft</i>
<i>KH</i> de los pozos	<i>KHLOGN</i>	1680 <i>ft-md</i>	2000 <i>ft-md</i>
Curvas de <i>Krow</i>	<i>CURVKR*</i>	1	2

* Esta variable se define como una variable entera y el valor 1 corresponde a la curva de *Krow* original (línea verde) del modelo y el valor 2 corresponde a la curva de *Krow* modificada (línea roja).

Fuente: Modelo de optimización de ajuste histórico del área A del campo Tibú.

A continuación se presentan gráficamente los resultados obtenidos para la tasa de petróleo diaria (figura 20) y la tasa de agua diaria (figura 21), donde la línea color negro representa los datos observados, la línea color rojo los obtenidos del ajuste histórico determinístico a través del simulador numérico y los cuadrados morados son las diferentes iteraciones que representan los ajustes probabilísticos respecto a los valores observados.

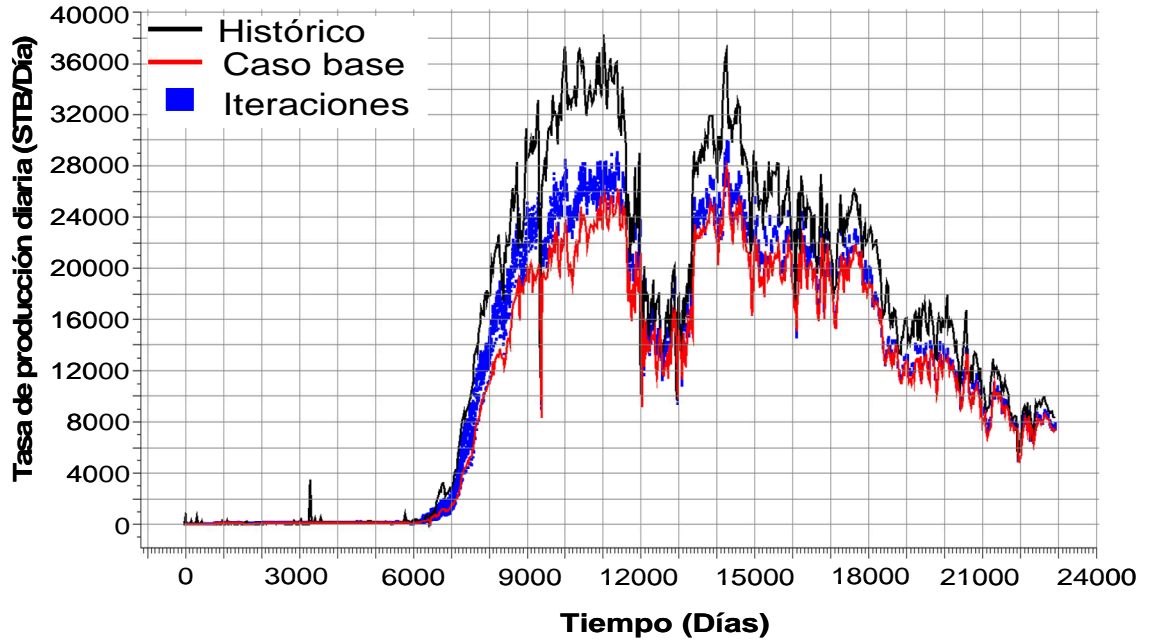
Figura 20. Tasas diarias de producción de petróleo obtenidas del proceso de ajuste histórico automático en el modelo numérico del área A del campo Tibú.



Fuente: Post procesador de DMS.

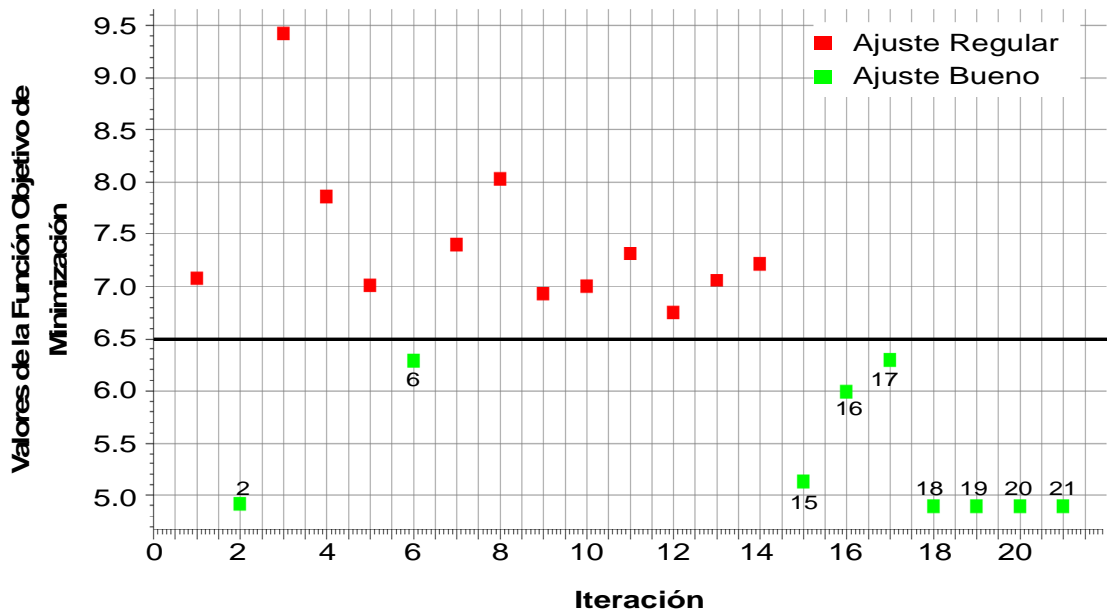
El post-procesador de DMS permite graficar los resultados de la función objetivo o “*misfit function*” con respecto a las iteraciones realizadas, definiendo de esta forma cuales fueron las iteraciones que presentaron valores mínimos de esta función, que es al fin y al cabo la meta de esta fase de trabajo. La figura 22 presenta esta gráfica.

Figura 21. Tasas diarias de producción de agua obtenidas del proceso de ajuste histórico automático en el modelo numérico del área A del campo Tibú.



Fuente: Post procesador de DMS.

Figura 22. Gráfica valor función objetivo vs. No. de iteraciones en el modelo numérico histórico del área A del campo Tibú.



Fuente: Post procesador de DMS.

Uno de los beneficios de trabajar la fase de ajuste histórico a través del optimizador del DMS es que a través de la función objetivo de minimización del ajuste histórico, es fácilmente identificable las iteraciones que mejor cumplen con el ajuste, con base que a menor valor de la función objetivo, mejor es el ajuste a las curvas de producción observadas. En este caso se seleccionaron nueve iteraciones como las que mejor muestran ajuste. Ellas son: 2, 6, 15, 16, 17, 18, 19, 20 y 21. En la tabla 14 se presentan los valores de las variables de incertidumbre de cada una de estas iteraciones y las figuras 23 y 24 muestran los resultados de estas iteraciones con respecto a los datos observados de la producción diaria de petróleo y agua, respectivamente.

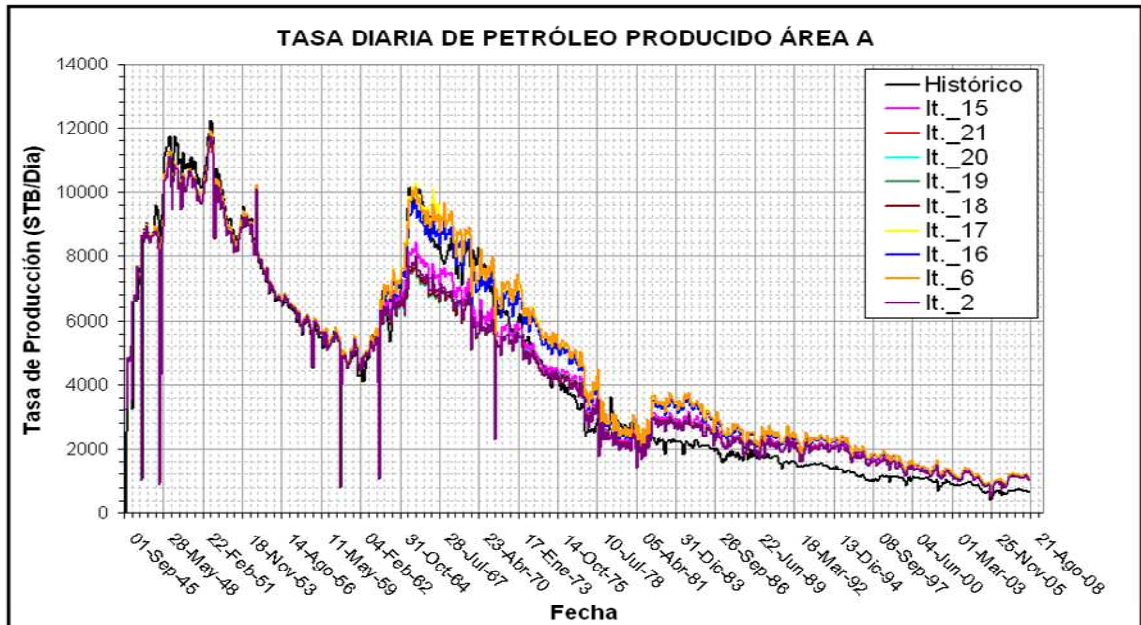
Tabla 14. Valores de las variables de incertidumbre para las mejores iteraciones del modelo numérico del Área A del campo Tibú.

Variable	Iteración								
	2	6	15	16	17	18	19	20	21
<i>MULTNTG</i>	0.9	0.937	0.908	0.926	0.937	0.9	0.9	0.9	0.9
<i>MULTPOR</i>	0.9	0.936	0.909	0.933	0.936	0.9	0.9	0.9	0.9
<i>MULTKX</i>	1	1.048	1.001	1.035	1.048	1	1	1	1
<i>MULTKY</i>	0.98	1.089	0.989	1.07	1.089	0.98	0.98	0.98	0.98
<i>MULTKZ</i>	0.76	1.046	0.841	1	0.76	1.046	1.189	1.22	1.22
<i>WOC1</i>	4740	4749	4743	4746	4740	4749	4753	4755	4756
<i>WOC3</i>	4910	4927	4913	4926	4927	4910	4910	4910	4910
<i>WOC4</i>	4850	4865	4852	4865	4865	4850	4850	4850	4850
<i>KHLOGN</i>	1680	1963	1733	1886	1963	1680	1680	1680	1680
<i>CURVKR</i>	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<i>OOIP (MMSTB)</i>	440	480	454	473	480	440	446	440	440

Fuente: Post procesador de DMS.

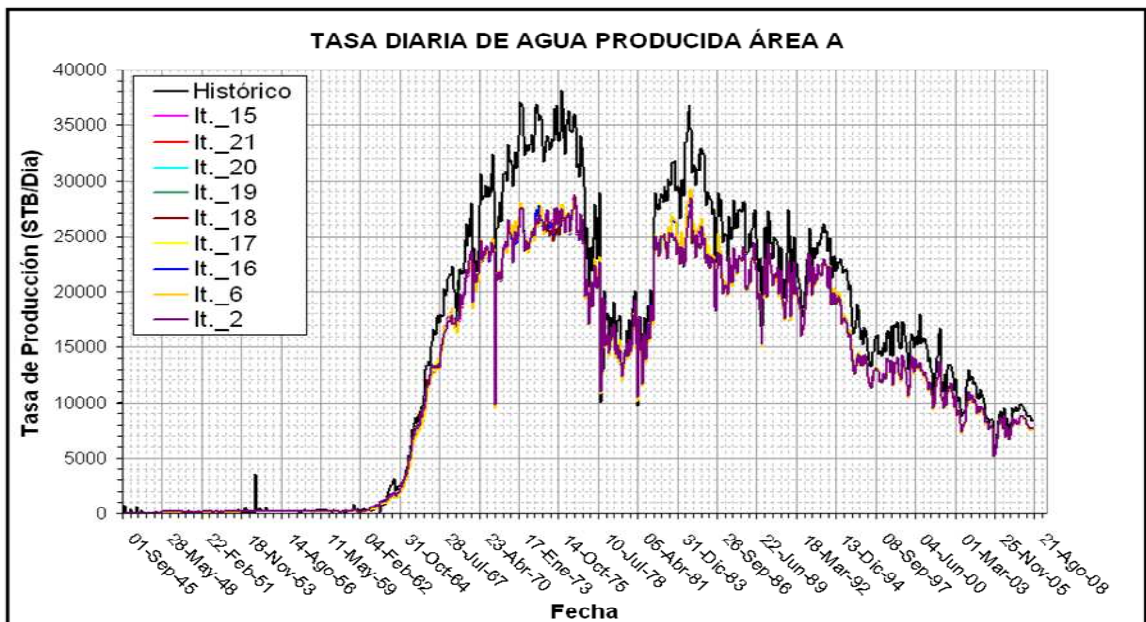
El producto final de este análisis es la definición rápida de los valores que toman las variables de incertidumbre incluidas en el proceso de ajuste histórico automático, las cuales, al ser incluidas en un número igual de modelos de ajuste histórico identificados, permitirán evaluar confiablemente los pronósticos de

Figura 23. Tasas diarias de producción de petróleo obtenidas de las mejores iteraciones del modelo de optimización de ajuste histórico automático del área A del campo Tibú.



Fuente: Archivos de resultados el modelo de simulación de ajuste histórico.

Figura 24. Tasas diarias de producción de agua obtenidas de las mejores iteraciones del modelo de optimización de ajuste histórico automático del área A del campo Tibú.



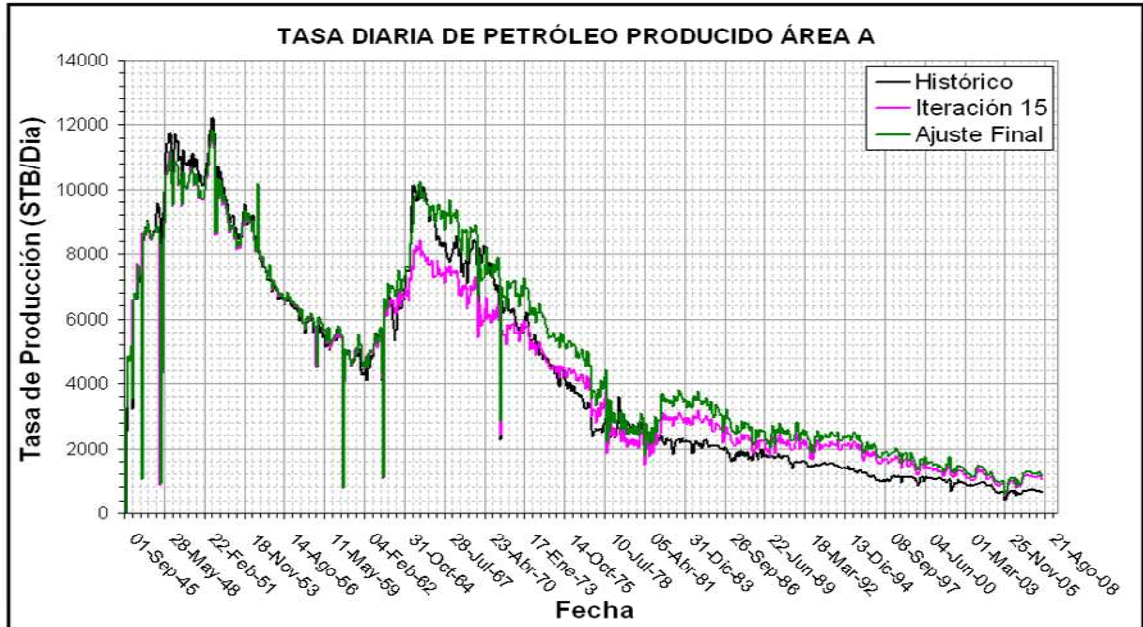
Fuente: Archivos de resultados el modelo de simulación de ajuste histórico.

producción. Estos valores permitirán generar 9 modelos numéricos históricos del área A, sobre los cuales se simularán los pronósticos de producción que se puedan plantear para el yacimiento. Para el caso de este proyecto sólo se va a tomar el mejor modelo de ajuste histórico obtenido en este proceso.

El menor valor de la variable objetivo resultó en las iteraciones No. 20 y 21, sin embargo esas iteraciones no fueron seleccionadas debido a que los mejores niveles de ajuste se lograron en periodos donde ya las dos curvas tenían un ajuste bastante aceptable, dejando libre otros periodos con mucho menores niveles de ajuste. Caso contrario, la iteración 15 cumplió con los mejores ajustes a nivel de yacimientos, en las zonas donde habían mayores diferencias entre las dos curvas, tal como se puede observar en las figuras 23 y 24; por esta razón fue la seleccionada.

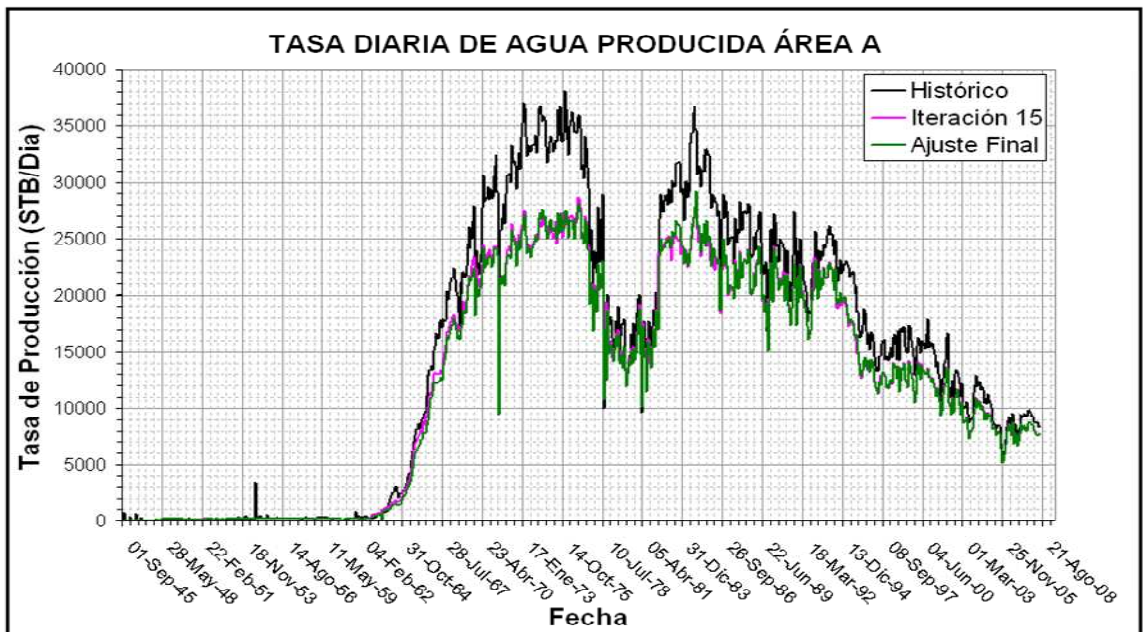
Es importante señalar que para cada iteración el optimizador coloca diferentes “pesos” a lo largo del periodo de estudio, esto es diferente de una iteración a otra y esa es clave para no seleccionar directamente la que muestra menor valor en la función objetivo. Más bien se debe analizar las mejores iteraciones y escoger la que a un criterio de ingeniería ajusta mejor y cuya combinación de parámetros sea totalmente consistente y apegada a la realidad. A pesar de este buen resultado, el valor de *OOIP* del modelo de simulación sin ajuste de fluidos es de aproximadamente 543 millones de barriles, y con las variables de ajuste obtenidas de la iteración 15, es de aproximadamente 454 millones de barriles, lo que representa una reducción de aproximadamente 16.4 % del *OOIP* original, lo cual es una reducción bastante alta. Por lo anterior, se hizo una corrida sólo en el simulador NEXUS aumentando levemente los valores de los multiplicadores de Net to Gross (*NTG*) y porosidad para obtener una reducción de *OOIP* tolerable (del orden de 10% de reducción). Las figuras 25 y 26 presentan los resultados de esta corrida comparándola con respecto a la iteración 15 y a los datos observados de la producción diaria de petróleo y agua, respectivamente.

Figura 25. Tasa diaria de producción de petróleo obtenida del mejor modelo de ajuste histórico del área A del campo Tibú.



Fuente: Archivos de resultados el modelo de simulación de ajuste histórico.

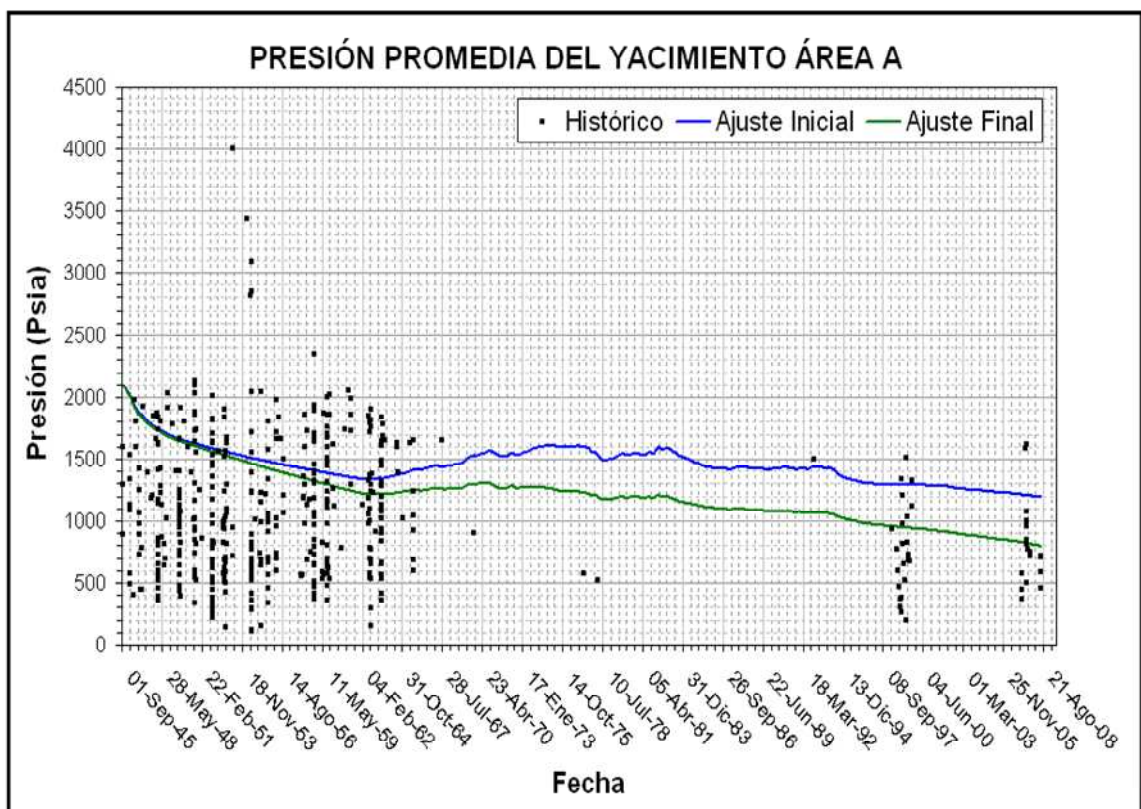
Figura 26. Tasa diaria de producción de agua obtenida del mejor modelo de ajuste histórico del área A del campo Tibú.



Fuente: Archivos de resultados el modelo de simulación de ajuste histórico.

Los resultados muestran que hay un mejor ajuste en la parte intermedia de la historia de producción. Hacia la parte final hay un aumento muy leve de la curva de ajuste histórico final; la nueva corrida logra que el porcentaje de reducción del OOIP sea solamente del 10.5 %. Cabe resaltar que el OOIP tiene un efecto importante sobre el comportamiento del ajuste histórico. Por lo tanto, esta corrida con sus variables de incertidumbre presenta el mejor ajuste histórico para el modelo del área A del campo Tibú. En la figura 27 y en la tabla 15 se muestran el ajuste final de la presión promedio del yacimiento y los valores de las variables de incertidumbre para este ajuste histórico, respectivamente.

Figura 27. Perfil de la presión promedio del yacimiento obtenido del mejor modelo de ajuste histórico del área A del campo Tibú.



Fuente: Archivos de resultados el modelo de simulación de ajuste histórico.

Tabla 15. Valores finales de las variables de incertidumbre para el ajuste histórico automático del modelo numérico del área A del campo Tibú.

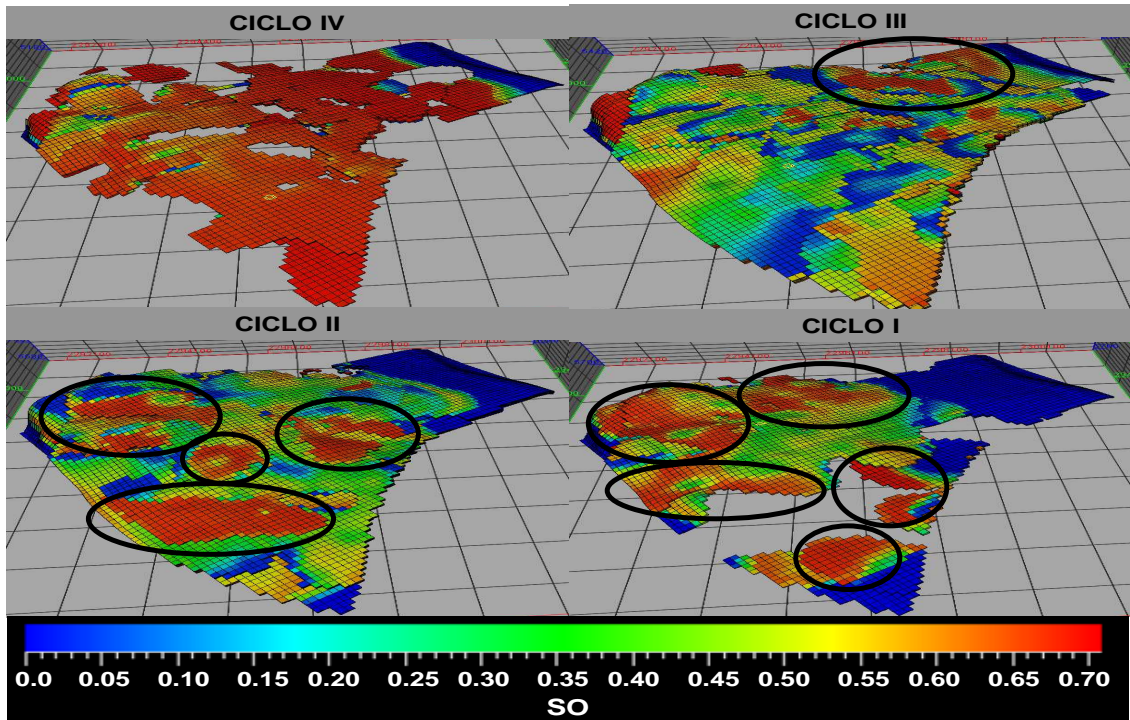
Variable	Iteración 15	Ajuste Final
<i>MULTNTG</i>	0.908	0.945
<i>MULTPOR</i>	0.909	0.945
<i>MULTKX</i>	1.001	1.001
<i>MULTKY</i>	0.989	0.989
<i>MULTKZ</i>	0.841	0.841
<i>WOC1</i>	4743	4743
<i>WOC3</i>	4913	4913
<i>WOC4</i>	4852	4852
<i>KHLOGN</i>	1733	1733
<i>CURVKR</i>	1	1
<i>OOIP (MMSTB)</i>	454	486

Fuente: Modelo de simulación histórico del área A del campo Tibú.

4.3 RESULTADOS Y DISCUSIÓN DEL PROCESO DE SELECCIÓN DEL ESCENARIO ÓPTIMO DE EXPLOTACIÓN MEDIANTE ANÁLISIS DE RIESGO

Obtenido el ajuste histórico del modelo de simulación, la siguiente etapa de trabajo consistió en seleccionar el escenario óptimo de explotación del área A del campo Tibú. Para ello, inicialmente se hizo un análisis de las condiciones del yacimiento a la última fecha de producción (1 de Julio de 2008). Las condiciones de operación del área A a esa fecha son: 48 pozos productores activos; pozos productores inactivos; 7 pozos inyectoros activos y 45 pozos inyectoros inactivos. Adicionalmente, se hizo un análisis de identificación de zonas donde aun hay altas saturaciones de petróleo. La figura 28 presenta la distribución de saturación de petróleo para cada uno de los ciclos en que se divide el yacimiento, señalando las zonas que presentan mayor acumulación de hidrocarburos.

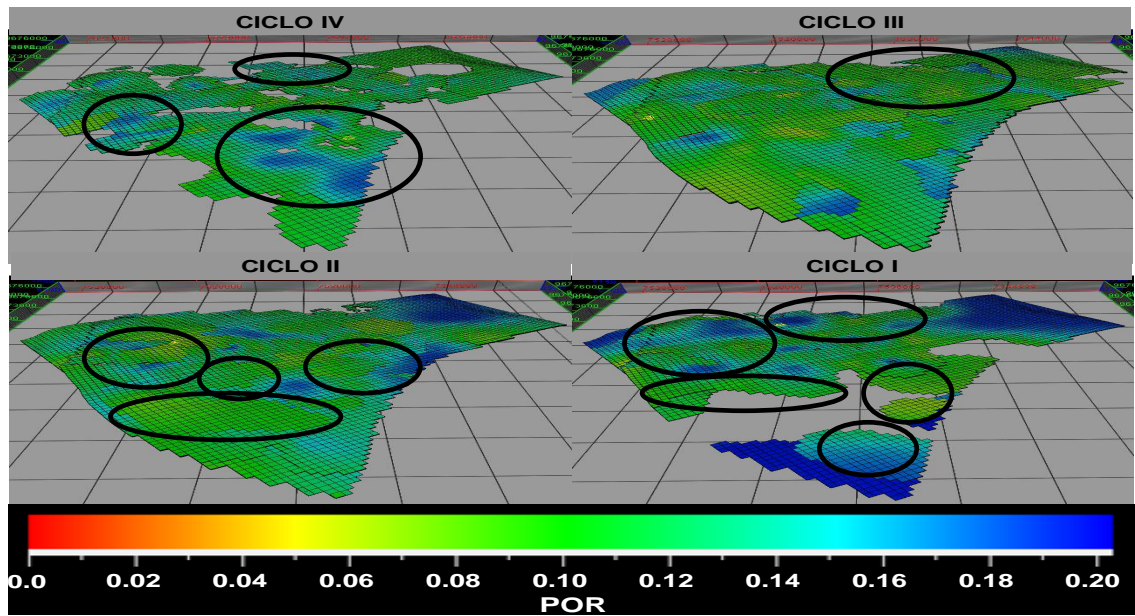
Figura 28. Distribución de saturación de petróleo a la fecha 1 de Julio de 2008 en los ciclos estratigráficos presentes en el yacimiento.



Fuente: Modelo de simulación histórico del área A del campo Tibú.

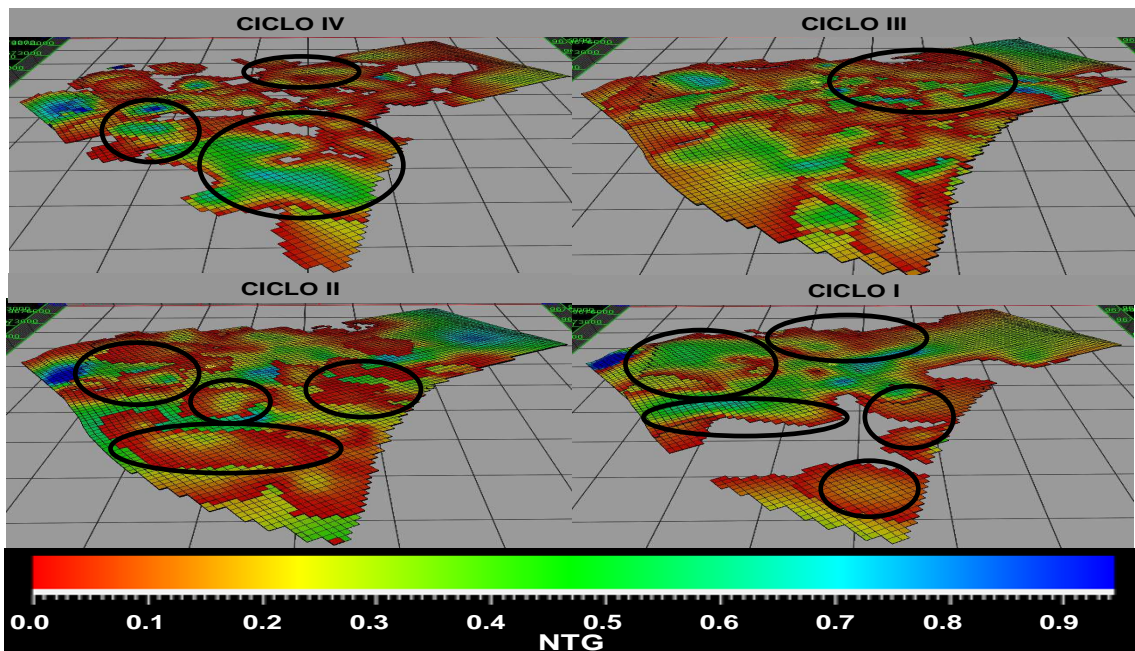
En la figura se puede observar que el ciclo IV no ha sido drenado, así como algunas zonas de los ciclos II y I (señalados en un círculo). El ciclo III está suficientemente drenado. Por lo anterior, los escenarios de pronósticos deben estar dirigidos a drenar lo mejor posible estas zonas. Las figuras 29, 30, 31 y 32 presentan las distribuciones de propiedades petrofísicas de porosidad, *NTG* y permeabilidad, así como la distribución de presión a la fecha 1 de Julio de 2008, respectivamente, para cada uno de los ciclos.

Figura 29. Distribución de la porosidad en los ciclos estratigráficos presentes en el yacimiento.



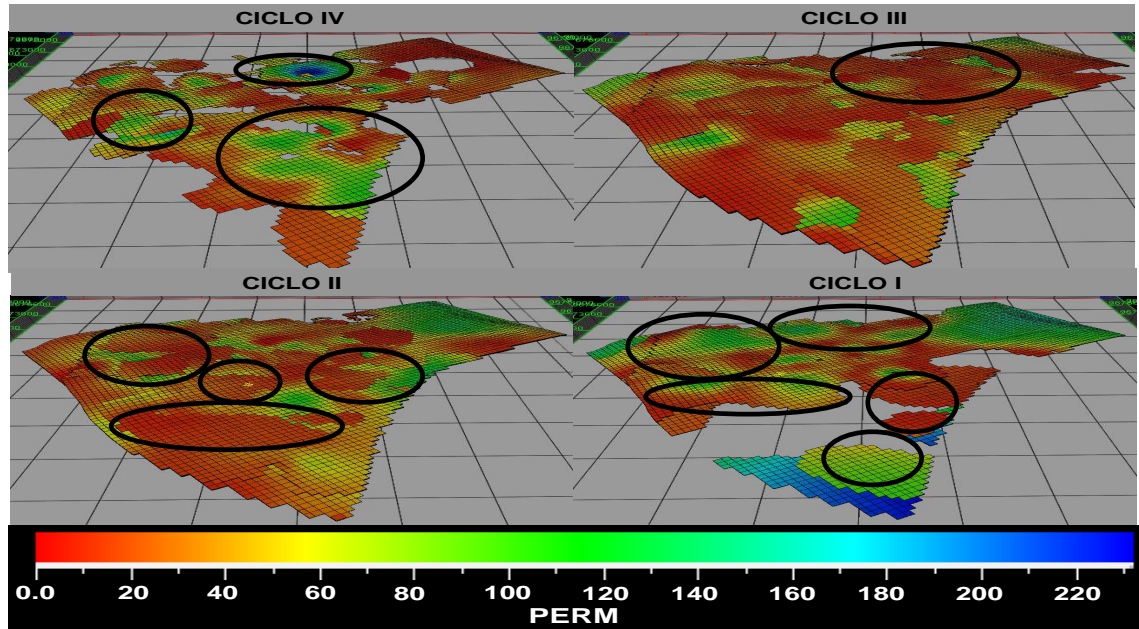
Fuente: Modelo de simulación histórico del área A del campo Tibú.

Figura 30. Distribución del NTG en los ciclos estratigráficos presentes en el yacimiento.



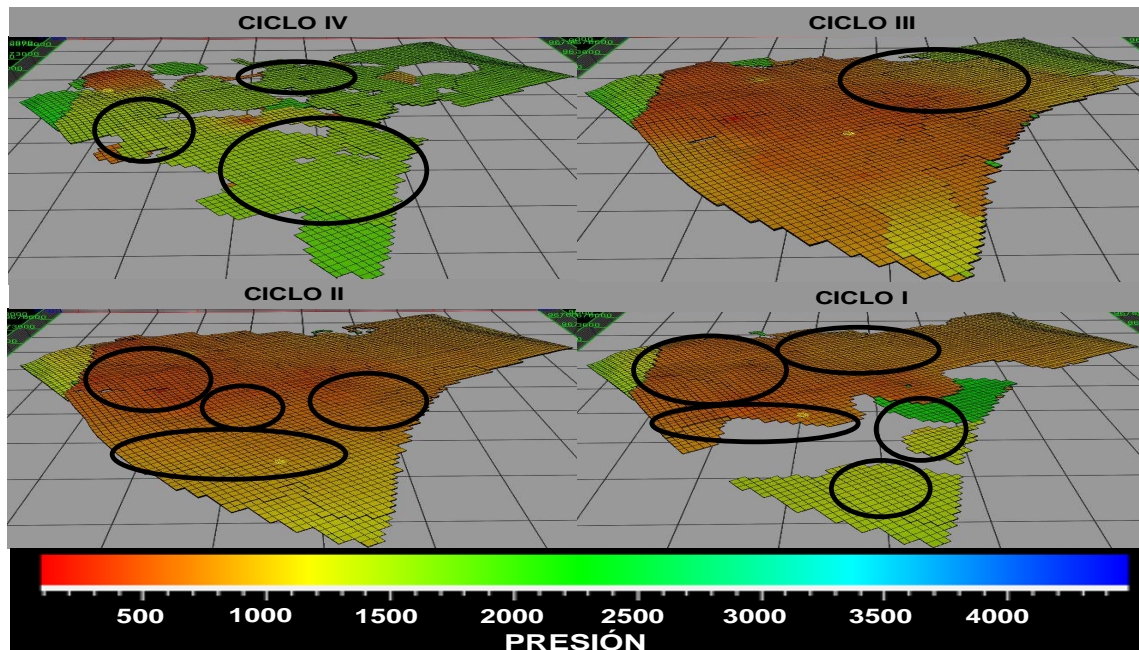
Fuente: Modelo de simulación histórico del área A del campo Tibú.

Figura 31. Distribución de la permeabilidad en los ciclos estratigráficos presentes en el yacimiento.



Fuente: Modelo de simulación histórico del área A del campo Tibú.

Figura 32. Distribución de la presión promedio del reservorio a la fecha 1 de Julio de 2008 en los ciclos estratigráficos presentes en el yacimiento.



Fuente: Modelo de simulación histórico del área A del campo Tibú.

Como se puede observar de las figuras anteriores, las propiedades petrofísicas de las zonas donde hay mayor acumulación de petróleo no son las mejores, sin embargo, los valores de estos parámetros se encuentran en un rango promedio, lo que hace posible recuperar parte de ese aceite acumulado. Con respecto a la presión promedio, este valor está por encima de los 1000 *psia*, lo cual indica que aun existe suficiente energía para desplazar el aceite acumulado en estas zonas.

Por lo anterior, se plantearon los siguientes escenarios de explotación:

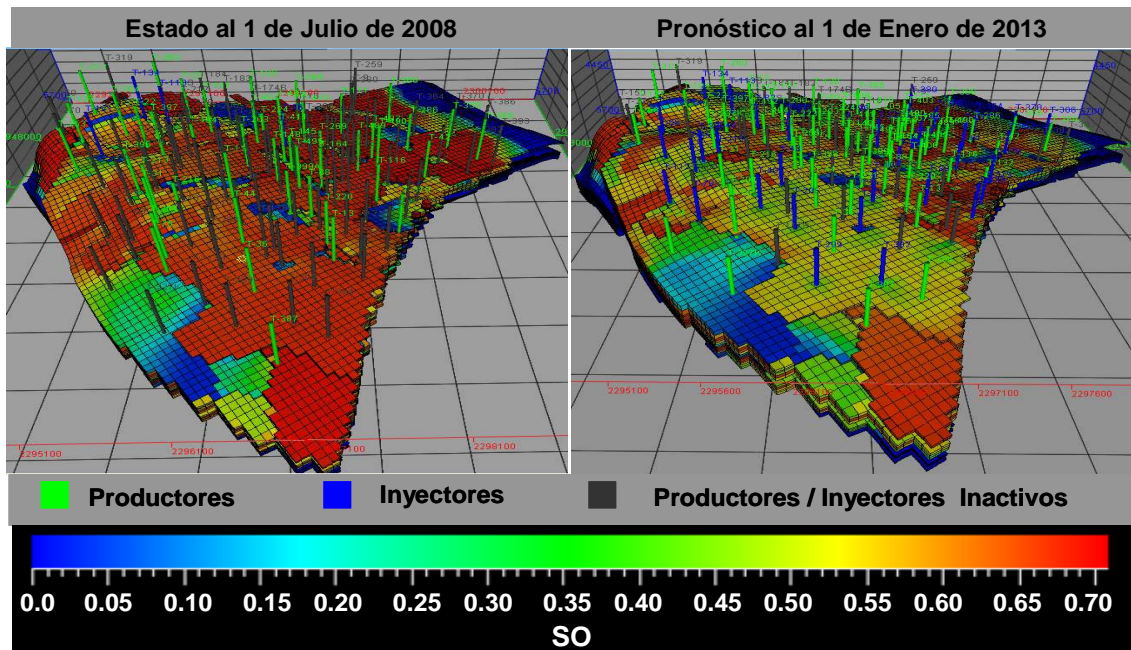
✓ Escenario 1: Reactivación de pozos productores e inyectores; aislamiento y apertura de zonas productoras en los pozos productores; conversión de algunos pozos a inyectores y aumento en un 50% de la inyección de agua del campo.

✓ Escenario 2: Reactivación de pozos productores e inyectores; aislamiento y apertura de zonas productoras en los pozos productores; conversión de algunos pozos a inyectores; aumento en un 100% de la inyección de agua del campo y perforación *infill* de 15 pozos productores en las zonas de mayor acumulación de petróleo.

✓ Escenario 3: Reactivación de pozos productores e inyectores; aislamiento y apertura de zonas productoras en los pozos productores; conversión de algunos pozos a inyectores; aumento en un 100% de la inyección de agua del campo y perforación *infill* de 30 pozos productores en las zonas de mayor acumulación de petróleo.

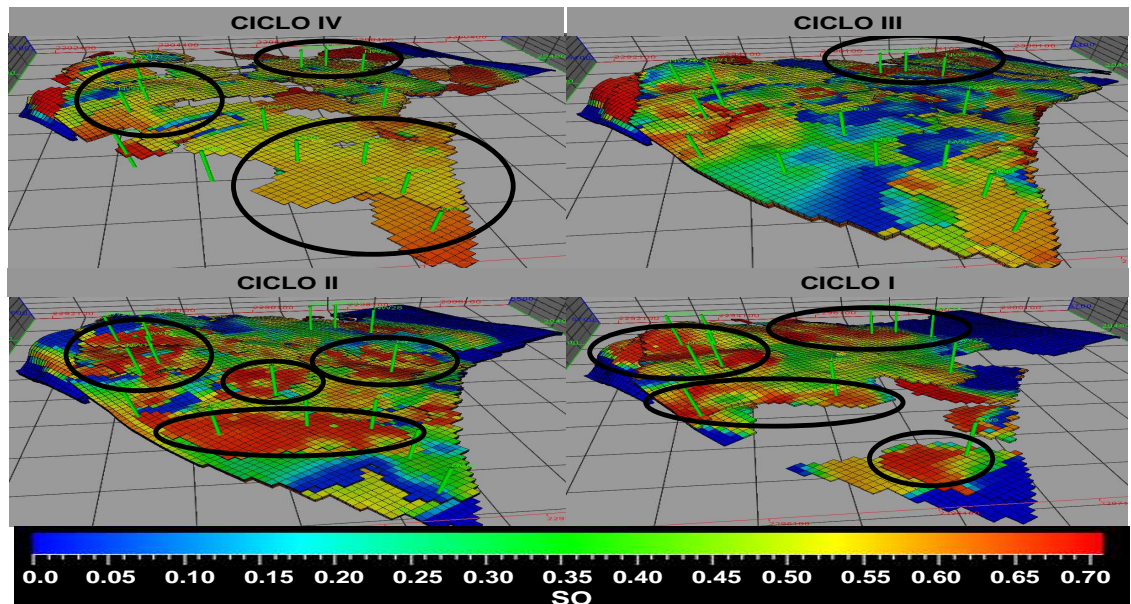
Las figuras 33, 34 y 35 presentan los escenarios planteados para la explotación final del área A del campo Tibú.

Figura 33. Escenario 1 planteado para la explotación del área A del campo Tibú.



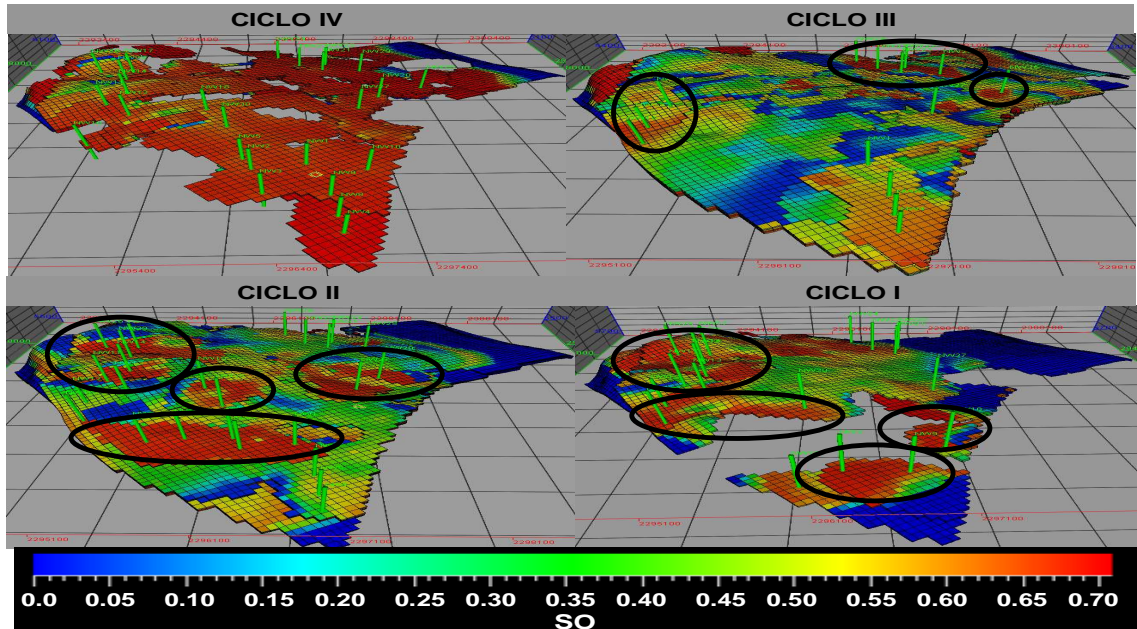
Fuente: Modelo de simulación histórico del área A del campo Tibú.

Figura 34. Escenario 2 planteado (15 pozos *infill*) para la explotación del área A del campo Tibú.



Fuente: Modelo de simulación histórico del área A del campo Tibú.

Figura 35. Escenario 3 planteado (30 pozos *infill*) para la explotación del área A del campo Tibú.



Fuente: Modelo de simulación histórico del área A del campo Tibú.

Antes de la evaluación de cada uno de los escenarios planteados, se debe hacer una corrida base, la cual se obtiene a partir de la continuidad operativa del campo (se entiende como continuidad operativa a producir el yacimiento manteniendo las condiciones actuales de producción e inyección). El perfil de producción de esta corrida base va a permitir la comparación del comportamiento de los escenarios propuestos y va a alimentar el modelo económico, ya que de acuerdo a las condiciones del contrato de explotación del campo, el impuesto de regalías es diferente para la producción base y para la producción incremental obtenida de los escenarios.

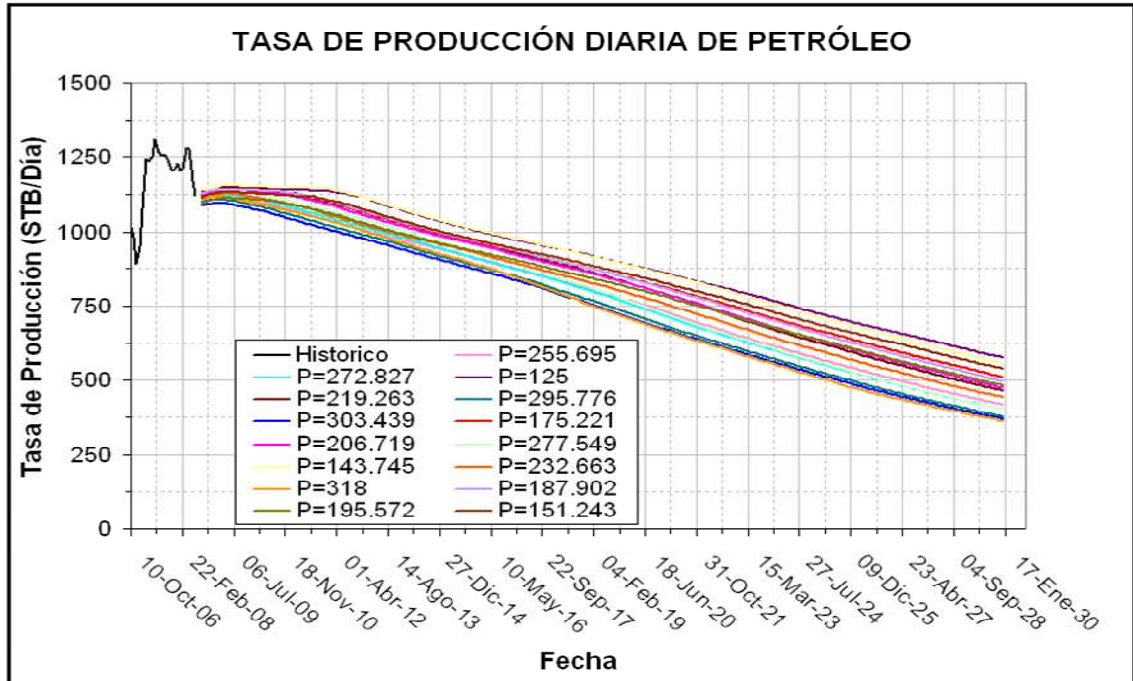
Para hacer la corrida del caso base, es necesario tener un valor de la presión mínima de fondo fluyendo de los pozos (presión por debajo de la cual el pozo no fluye). Este dato no se tiene para el área A del campo Tibú, solamente se contaba con unos datos de presión de fondo calculada a condiciones actuales para cada

pozo por parte de la compañía operadora; razón por la cual se hizo un análisis de incertidumbre al modelo del caso base para determinar un rango de valores de este parámetro y definir el valor de dicha variable para el caso base.

Analizando los valores de presión de fondo fluyendo calculadas a condiciones actuales se ve que el promedio de este parámetro es 318 *psia*. Comparando este dato con los valores de presión calculados por el simulador para cada pozo, este valor es menor. Sin embargo, para algunos pozos, la presión de fondo calculada por el simulador es menor a 318 *psia*. Por lo tanto para estos pozos se dejó la presión calculada por el simulador como la presión de fondo fluyendo mínima y se creó una variable de incertidumbre para determinar una presión de fondo mínima para el resto de los pozos. A la variable de incertidumbre se le asignó una función de distribución uniforme y sus valores mínimo y máximo fueron 125 *psia* y 318 *psia*, respectivamente. La figura 36 presenta los perfiles de producción diaria de petróleo obtenidos del análisis de incertidumbre realizado al modelo del caso base.

En la figura 36 se puede observar que las producciones diarias al final del periodo de predicción (se hicieron las corridas hasta el año 2030) oscilan entre 625 *STB/Día* para el valor mínimo de presión (125 *psia*) y 325 *STB/Día* para el valor máximo de presión (318 *psia*). Para efectos de la definición de la presión mínima en el caso base de predicción se tomó el dato de presión que diera una producción diaria final intermedia (500 *STB/Día*); dicho valor de presión es 195 *psia*.

Figura 36. Perfiles de producción diaria de petróleo obtenidas del análisis de incertidumbre del caso base de predicción.



Fuente: Modelo de simulación de predicción del caso base del área A del campo Tibú.

La evaluación de cada uno de los escenarios de explotación planteados se hizo desde el punto de vista económico. Para ello se construyó un modelo económico en una hoja de cálculo de Excel, la cual involucra la mayoría de las variables económicas aplicadas al campo Tibú, así como los componentes del flujo de caja para la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos). El parámetro económico que va a permitir seleccionar el escenario óptimo de explotación es el Valor Presente Neto (VPN).

Tanto el modelo de simulación como el modelo económico se corrieron de forma integrada, es decir, los resultados de los perfiles de producción que arroja el modelo de simulación van a ser colocados de forma automática en el modelo económico. Esto es posible gracias a que la herramienta DMS tiene una aplicación que permite integrar los modelos de simulación con los modelos económicos

(hojas de cálculo), de modo que se pueden llevar a cabo procesos de optimización e incertidumbre con modelos integrados.

Para aplicar el sistema de optimización de identificación de las alternativas de explotación de yacimientos óptimas bajo condiciones de incertidumbre, de modo que se puedan manejar los riesgos asociados, es necesario definir los siguientes componentes:

✓ **Función Objetivo:** El objetivo es maximizar la media del valor presente neto (VPN) a un riesgo lo más bajo posible. La variable a optimizar (VPN) se definió como:

$$VPN = \sum_t^T \frac{NFC_t}{(1+d)^t} \quad (7)$$

donde:

VPN : Valor presente neto.

NFC_t : Flujo de caja neto a un tiempo t .

d : Tasa de descuento.

✓ **Variables de decisión.** Las variables de decisión definidas para el proceso de optimización básicamente fueron el número de pozos productores e inyectores a reactivar; los trabajos de aislamiento y apertura de zonas productoras en los pozos activos; el número de conversión de pozos productores a inyectores y el número de pozos nuevos a perforar. En la tabla 16 se presentan las variables de decisión descritas para cada uno de los escenarios de explotación planteados en el área A del campo Tibú. Adicional a estas variables de decisión, para el escenario 3 se definieron otras variables referentes a la ubicación areal de algunos pozos nuevos. La tabla 17 presenta estas variables de decisión adicionales para el escenario 3.

Tabla 16. Variables de decisión definidas para los escenarios planteados en el proceso de optimización.

ESCENARIO 1				
Variables de Decisión	Tiempo (Años)			
	2009	2010	2011	2012
# Pozos productores a reactivar	6	4	5	4
# Pozos inyectores a reactivar	11	4	11	4
# Pozos productores a intervenir	10	9	13	13
# Pozos inyectores a intervenir	0	5	0	2
# Conversión de pozos	1	2	1	2
# Pozos productores a perforar	0	0	0	0
ESCENARIO 2				
Variables de Decisión	Tiempo (Años)			
	2009	2010	2011	2012
# Pozos productores a reactivar	9	11	5	4
# Pozos inyectores a reactivar	13	9	16	7
# Pozos productores a intervenir	10	9	13	13
# Pozos inyectores a intervenir	0	5	0	2
# Conversión de pozos	2	2	1	5
# Pozos productores a perforar	3	5	3	4
ESCENARIO 3				
Variables de Decisión	Tiempo (Años)			
	2009	2010	2011	2012
# Pozos productores a reactivar	9	11	5	4
# Pozos inyectores a reactivar	13	9	16	7
# Pozos productores a intervenir	10	9	13	13
# Pozos inyectores a intervenir	0	5	0	2
# Conversión de pozos	2	2	1	5
# Pozos productores a perforar	5	7	9	9

Fuente: El autor.

Tabla 17. Variables de decisión adicionales referentes a la ubicación areal de algunos pozos para el escenario 3.

Pozo	Variable de decisión	Nombre variable	Valor mínimo	Valor máximo
NW27	Coordenada I	INW27	41	42
	Coordenada J	JNW27	127	128
NW2	Coordenada I	INW2	15	16
	Coordenada J	JNW2	138	139
NW30	Coordenada I	INW30	19	21
	Coordenada J	JNW30	125	127

Fuente: El autor.

✓ **VARIABLES DE INCERTIDUMBRE.** Las variables de incertidumbre para este proceso de simulación probabilística integrada se definieron como aquellos elementos que están fuera del control del equipo de trabajo encargado de tomar las decisiones pero que son relevantes en la función objetivo.

Analizando la información de tipo económica del campo Tibú, se determinó que existe bastante incertidumbre en la definición de los costos para los trabajos de intervención, reactivación y perforación de pozos; también hay incertidumbre en los costos del tratamiento del petróleo en superficie y en el precio internacional del crudo, el cual en los últimos años ha sufrido severas fluctuaciones. En cuanto a los costos de tratamiento del agua de inyección y de conversión de pozos productores a inyectoros, se determinó que estos están bien definidos. Por consiguiente, las incertidumbres definidas para este proceso son incertidumbres de tipo financiera. Del resultado del análisis de la información económica se definieron 5 variables de incertidumbre, y se le asignó a cada una de ellas una distribución triangular, definiéndole a cada distribución un valor mínimo, más probable y máximo. La tabla 18 presenta las variables de incertidumbre asociadas a los costos de tratamiento de petróleo, reactivación de pozos productores e inyectoros, intervención de pozos productores e inyectoros y perforación de nuevos pozos productores.

En cuanto al precio internacional del petróleo (la cual es la sexta variable de incertidumbre), se hizo una búsqueda del comportamiento histórico del precio WTI, dando como resultado una tabla que muestra el precio promedio anual del crudo desde el año 1946 hasta el presente. Los precios son ajustados por inflación a los precios de noviembre de 2008 usando el índice de precios al consumidor presentado por el *Bureau of Labor Statistics*¹. La tabla 19 presenta la tabla histórica del precio internacional del petróleo desde 1946 hasta el presente, tanto en valor nominal como en valor ajustado por inflación.

¹ http://www.inflationdata.com/inflation/inflation_rate/Historical_Oil_Prices_Table.asp.

Tabla 18. Variables de incertidumbre asociadas a los costos de tratamiento de petróleo, reactivación e intervención de pozos productores e inyectoros y costos de perforación de nuevos pozos para el área A del campo Tibú.

Variable incertidumbre	FDP asociada	Valor mínimo	Valor más probable	Valor máximo
Costo reactivación productor	Triangular	210 KUS\$/pozo	255 KUS\$/pozo	300 KUS\$/pozo
Costo reactivación inyector	Triangular	150 KUS\$/pozo	210 KUS\$/pozo	300 KUS\$/pozo
Costo intervención productor / inyector	Triangular	150 KUS\$/pozo	220 KUS\$/pozo	300 KUS\$/pozo
Costo tratamiento petróleo	Triangular	3.4 US\$/STB	4.3 US\$/STB	5.2 US\$/STB
Costo pozo nuevo	Triangular	2000 KUS\$/pozo	2600 KUS\$/pozo	3600 KUS\$/pozo

Fuente: El autor.

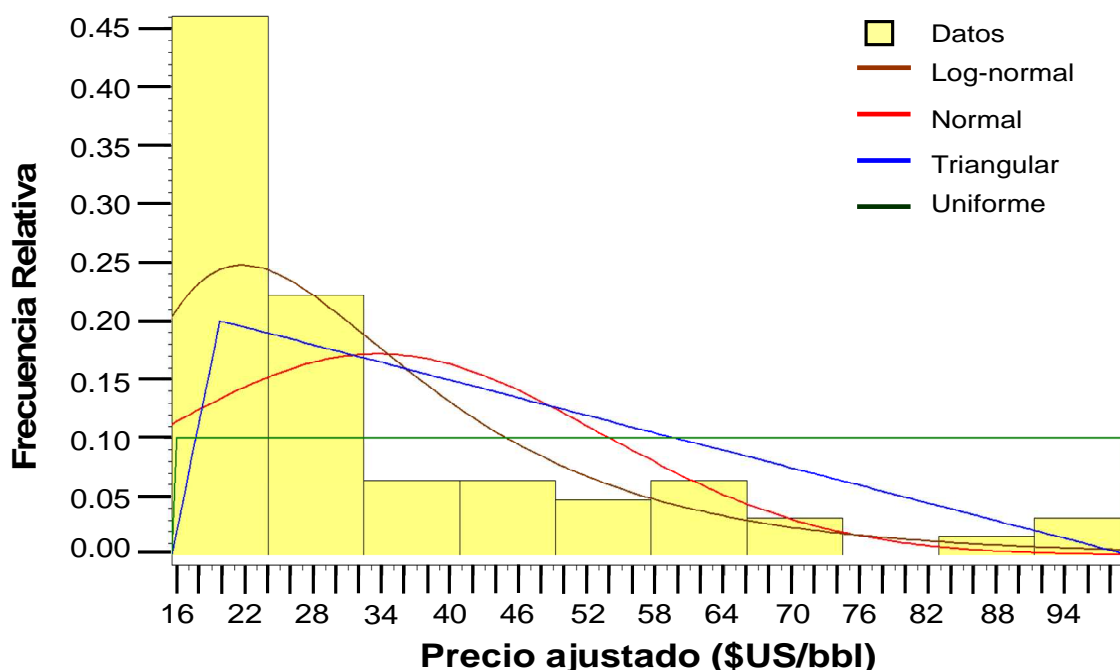
Tabla 19. Tabla histórica del precio internacional del petróleo WTI desde 1946 hasta el presente.

PROMEDIO ANUAL DEL PRECIO INTERNACIONAL DEL PETROLEO								
1946 - Presente								
Prom. en USA; \$US/bbl			Prom. en USA; \$US/bbl			Prom. en USA; \$US/bbl		
Año	Nom.	Ajust.	Año	Nom.	Ajust.	Año	Nom.	Ajust.
1946	1.63	17.76	1967	3.12	19.84	1988	14.87	26.7
1947	2.16	20.58	1968	3.18	19.41	1989	18.33	31.4
1948	2.77	24.72	1969	3.32	19.22	1990	23.19	37.69
1949	2.77	24.99	1970	3.39	18.56	1991	20.2	31.51
1950	2.77	24.42	1971	3.6	18.88	1992	19.25	29.15
1951	2.77	22.63	1972	3.6	18.29	1993	16.75	24.62
1952	2.77	22.2	1973	4.75	22.73	1994	15.66	22.45
1953	2.92	23.23	1974	9.35	40.29	1995	16.75	23.35
1954	2.99	23.61	1975	12.21	48.21	1996	20.46	27.71
1955	2.93	23.22	1976	13.1	48.91	1997	18.64	24.67
1956	2.94	22.96	1977	14.4	50.48	1998	11.91	15.52
1957	3.14	23.74	1978	14.95	48.71	1999	16.56	21.12
1958	3	22.05	1979	25.1	73.44	2000	27.39	33.79
1959	3	21.9	1980	37.42	97.47	2001	23	27.59
1960	2.91	20.88	1981	35.75	83.54	2002	22.81	26.94
1961	2.85	20.25	1982	31.83	70.07	2003	27.69	31.97
1962	2.85	20.05	1983	29.08	62.02	2004	37.66	42.35
1963	2.91	20.2	1984	28.75	58.78	2005	50.04	54.01
1964	3	20.56	1985	26.92	53.15	2006	58.3	61.37
1965	3.01	20.3	1986	14.44	27.99	2007	64.2	64.93
1966	3.1	20.32	1987	17.75	33.19	2008	99.65	99.65

Fuente: http://www.inflatiodata.com/inflation/inflation_rate/Historical_Oil_Prices_Table.asp.

Teniendo en cuenta los valores históricos del precio internacional ajustados por inflación a la fecha actual, se realizó un análisis estadístico a estos datos con el fin de estimar qué distribución de probabilidad ajusta mejor al comportamiento de los precios históricos, y de esta forma definir la FDP que describa la variable de incertidumbre referente al precio del petróleo. En la figura 37 se presentan los resultados del análisis estadístico para el precio internacional del petróleo.

Figura 37. Análisis estadístico de datos del promedio anual histórico del precio internacional del petróleo.



Fuente: Aplicación *PDF and correlation finder* de la herramienta DMS.

Del análisis estadístico a los datos históricos del precio del petróleo se puede inferir que la distribución Log-normal fue la distribución de probabilidad que mejor ajusto con los valores estudiados (con una media de 34 *US\$/barril* y una desviación estándar de 19 *US\$/barril*). Por lo tanto, esta distribución se seleccionó como la FDP que describa la variable de incertidumbre asociada al precio internacional del petróleo.

✓ **Restricciones.** Las restricciones definidas para este proceso se refieren exclusivamente a limitaciones de tipo operacionales, entre las cuales se cuentan los rangos de presión mínima de fondo fluyendo y los caudales máximo y mínimo de líquido total tanto para pozos productores activos como pozos productores nuevos. La tabla 20 presenta las variables de restricción; las cuales para introducirlas en la construcción del modelo de optimización en DMS se definen como variables de decisión.

Tabla 20. Restricciones definidas para los escenarios planteados en el proceso de optimización.

Variable de restricción	Nombre variable usado en DMS	Valor mínimo	Valor máximo
Tasa diaria de producción de líquido total para pozos productores activos.	QAWELLS	150 STB/D	250 STB/D
Tasa diaria de producción de líquido total para pozos productores nuevos.	QNWELLS	250 STB/D	350 STB/D
Presión mínima de fondo fluyendo para pozos por debajo de 195 <i>psia</i> (valor definido del caso base)	PRES1	88 <i>Psia</i>	188 <i>Psia</i>
Presión mínima de fondo fluyendo para pozos con presión de 195 <i>psia</i> (valor definido del caso base)	PRES2	125 <i>Psia</i>	318 <i>Psia</i>
Nota: La variable de restricción tasa diaria de producción de líquido total para los pozos productores nuevos no se definió en el escenario 1 ya que dicho pronóstico no presenta perforación de pozos nuevos.			

Fuente: El autor.

Teniendo definidos cada uno de los componentes del proceso de optimización con incertidumbre, se procedió a construir los modelos de simulación con las variables de optimización y el modelo económico con las variables de incertidumbre para cada escenario de predicción por medio de la herramienta DMS y posteriormente se construyó el modelo combinado (modelo de simulación + modelo económico).

Una vez construidos los modelos integrados de simulación, se definen el número de iteraciones necesarias para cada escenario (de acuerdo a las variables tanto

de decisión como de incertidumbre definidas en cada modelo). Ya que se trabaja con un modelo integrado y bajo un proceso de optimización con incertidumbre, las corridas se llevan a cabo en dos ciclos relacionados entre si: uno externo, controlado por las iteraciones de optimización, las cuales afectan las variables de decisión del modelo de simulación; y otro ciclo interno, los cuales afectan solamente las variables de incertidumbre del modelo económico. Por cada iteración externa (iteración de optimización), se realizan las iteraciones internas (iteraciones de incertidumbre).

De acuerdo a lo anterior, para cada modelo integrado se definieron las siguientes iteraciones:

✓ **Modelo integrado escenario 1:** Se definieron tres variables de decisión y cinco variables de incertidumbre; debido a las pocas variables de decisión presentes en este modelo, se aplicó la formulación del análisis de experimentos factorial de dos niveles; por tanto el numero de iteraciones es: Iteraciones de optimización; $2^3=8$; a estas 8 iteraciones se les agregaron 4 iteraciones más con el fin de permitir un número de iteraciones fallidas de 4, dando un total de iteraciones de optimización de 12. En cuanto a las iteraciones de incertidumbre, se aplicó la formula $(2*n+1)$, dando un número total de iteraciones de incertidumbre de: $2*5+1=11$. Por tanto, el total de iteraciones para el modelo integrado es: $12*11=132$.

✓ **Modelo integrado escenario 2:** Se definieron tres variables de decisión y seis variables de incertidumbre; debido a las pocas variables de decisión presentes en este modelo, se aplicó la formulación del análisis de experimentos factorial de dos niveles; por tanto el numero de iteraciones es: Iteraciones de optimización; $2^3=8$ a estas 8 iteraciones se les agregaron 4 iteraciones más con el fin de permitir un número de iteraciones fallidas de 4, dando un total de iteraciones de optimización de 12. En cuanto a las iteraciones de incertidumbre, se aplicó la

formula (2^n+1) , dando un número total de iteraciones de incertidumbre de: $2^6+1=13$. Por tanto, el total de iteraciones para el modelo integrado es: $12*13=156$.

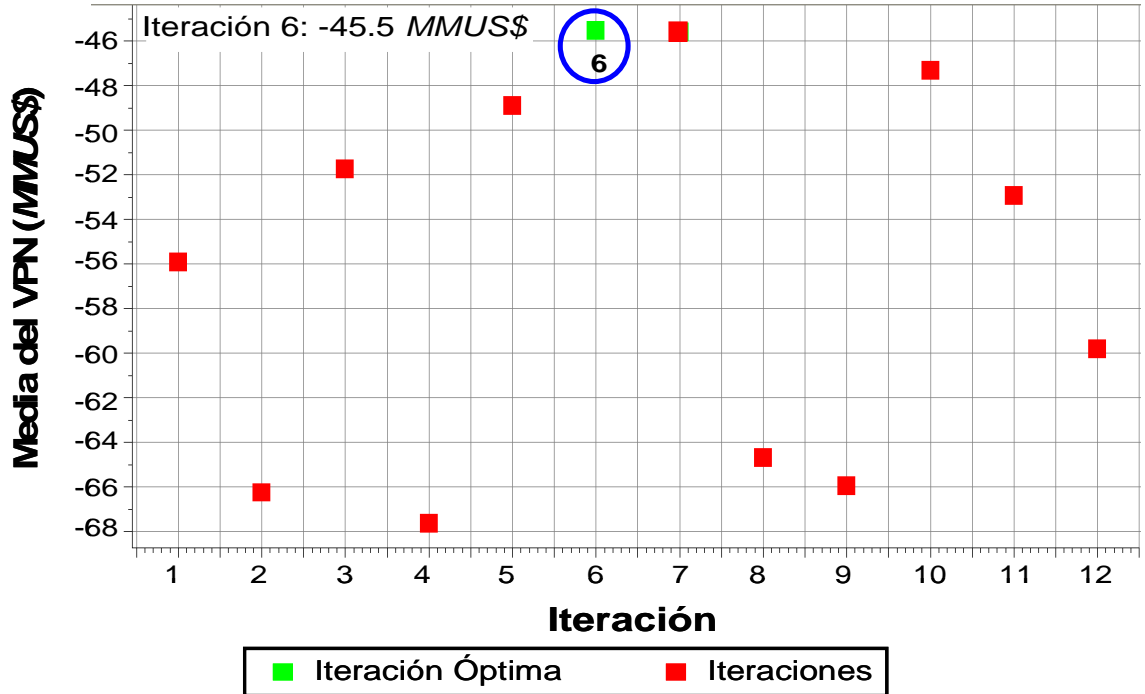
✓ **Modelo integrado escenario 3:** Se definieron diez variables de decisión y seis variables de incertidumbre; para el número de iteraciones de optimización se aplicó la formula (2^n+1) , ya que el número de variables es mayor, por lo cual hace poco práctico usar la formulación del diseño experimental factorial 2^k . Por tanto el número total de iteraciones de optimización es: $2^{10}+1=21$. En cuanto a las iteraciones de incertidumbre, se aplicó la misma fórmula, dando un número total de iteraciones de incertidumbre de: $2^6+1=13$. Por tanto, el total de iteraciones para el modelo integrado es: $21*13=273$.

Los anteriores escenarios fueron corridos hasta el año 2024, ya que haciendo un ejercicio de flujo de caja con la corrida del caso base, se determinó que hacia el año 2019 se comienza a presentar un flujo de caja negativo. Dentro de los términos del contrato de este campo esta la terminación del consorcio si el flujo de caja a partir de cierto tiempo comienza a ser negativo; razón por la cual se le añadieron cinco años más de tiempo de simulación a los modelos de predicción con el fin de observar la respuesta del flujo de caja a los escenarios planteados.

4.3.1 Resultados del escenario 1. La figura 38 presenta los resultados de la función objetivo a maximizar (la media del VPN) contra el número de iteraciones de optimización para el escenario de predicción 1.

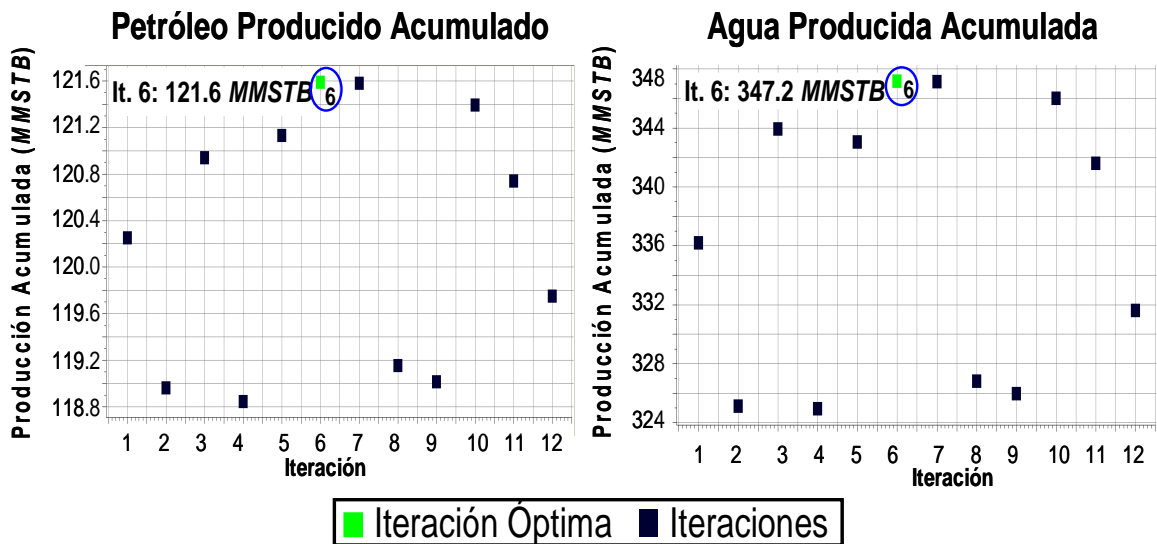
Como se puede observar en la figura 38, la iteración en donde se logra un valor máximo de la media del VPN es la 6. En la figura 39 se presentan los valores de petróleo total producido acumulado y agua total producida acumulada para cada

Figura 38. Resultados de la función objetivo a maximizar (la media del VPN) vs. El número de iteraciones de optimización para el escenario de predicción 1.



Fuente: Post procesador de DMS.

Figura 39. Resultados del petróleo total producido y el agua total producida vs. El número de iteraciones de optimización para el escenario de predicción 1.



Fuente: Post procesador de DMS.

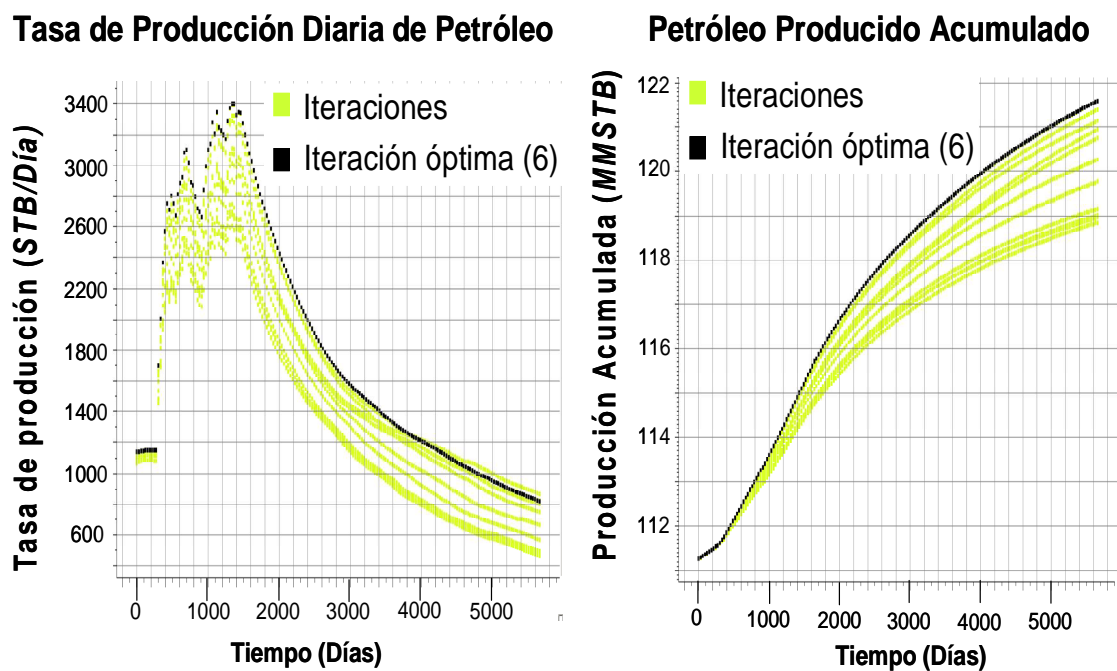
una de las iteraciones de optimización, observándose que se corresponde el valor máximo de la media del VPN con el valor máximo del petróleo total producido acumulado y el agua total producida acumulada; si bien en esta última lo que se debe tratar es de manejar la menor cantidad de agua posible, pero en este escenario no se logró. En las figuras 40 y 41 se presentan los perfiles de producción tanto diaria como acumulada de petróleo y agua obtenidos de las iteraciones del modelo integrado del escenario 1. En estas figuras se confirma que la iteración 6 fue la que tuvo mayor perfil de producción tanto de petróleo como agua. Los valores de las variables de decisión que permitieron obtener el perfil máximo de producción para el escenario 1 fueron:

QAWELLS: 250 *STB/Día*.

PRES1: 90 *Psia*.

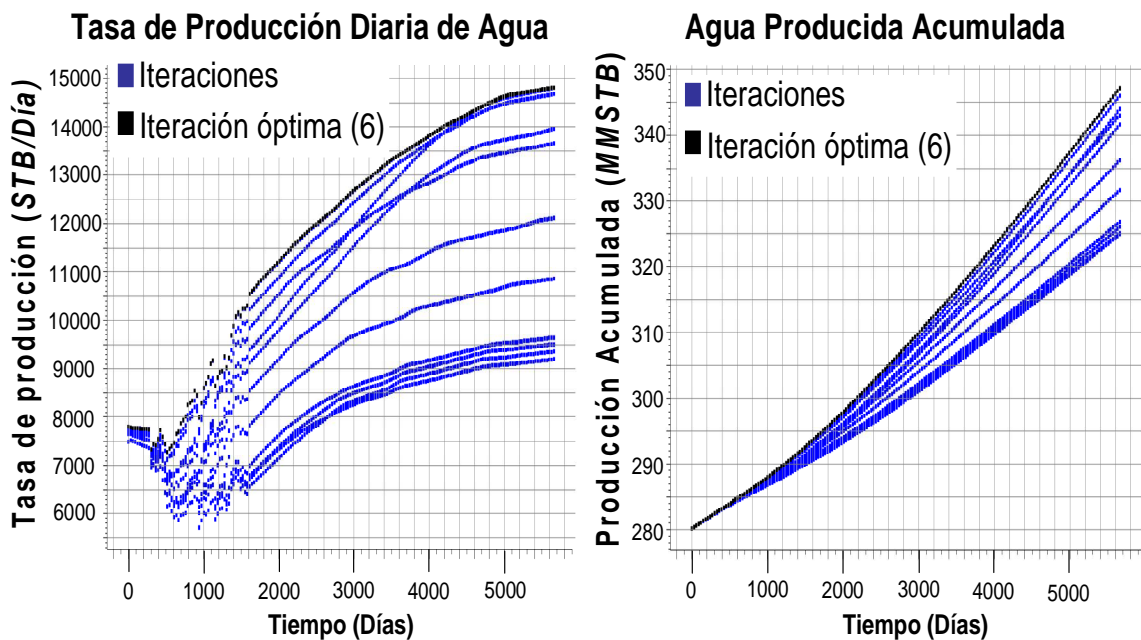
PRES2: 147 *Psia*.

Figura 40. Perfiles de producción diaria y acumulada de petróleo obtenidas de las iteraciones del modelo integrado del escenario 1.



Fuente: Post procesador de DMS.

Figura 41. Perfiles de producción diaria y acumulada de agua obtenidas de las iteraciones del modelo integrado del escenario 1.

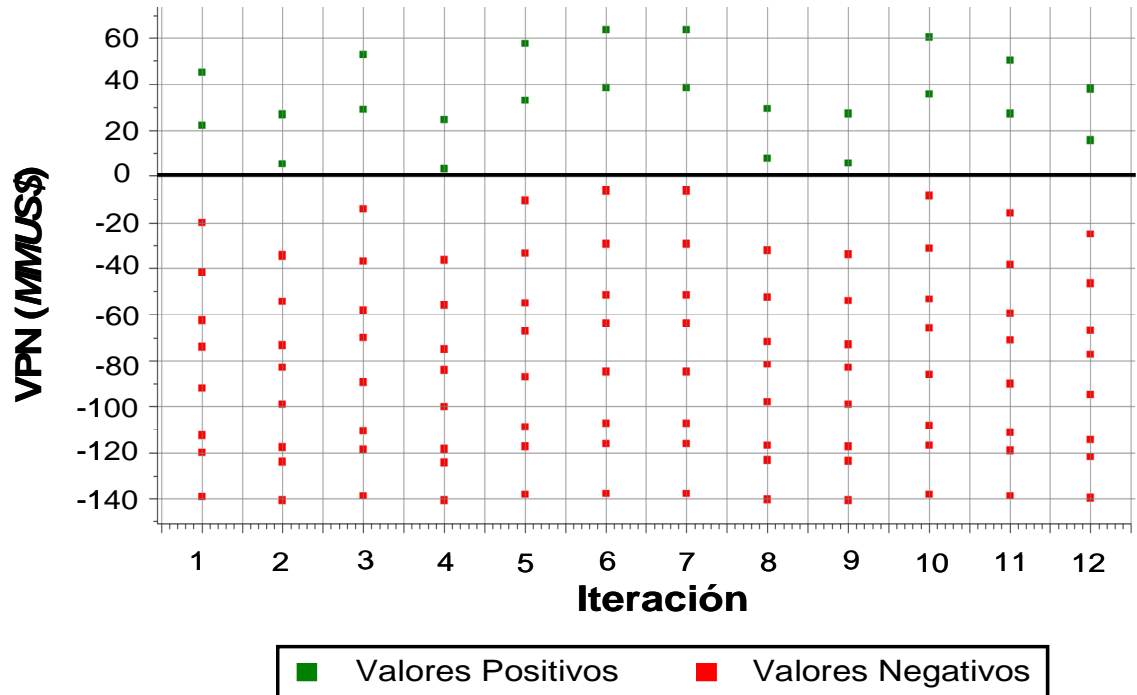


Fuente: Post procesador de DMS.

El valor máximo de la función objetivo obtenido para el escenario 1 es un número negativo. Este número se obtiene a partir del promedio de los valores de VPN calculados de las iteraciones de incertidumbre definidos para cada iteración de optimización. La mayoría de los valores de VPN calculados para el escenario 1 son números negativos, tal como se muestra en la figura 42, por este motivo los valores óptimos de la media del VPN fueron todos negativos.

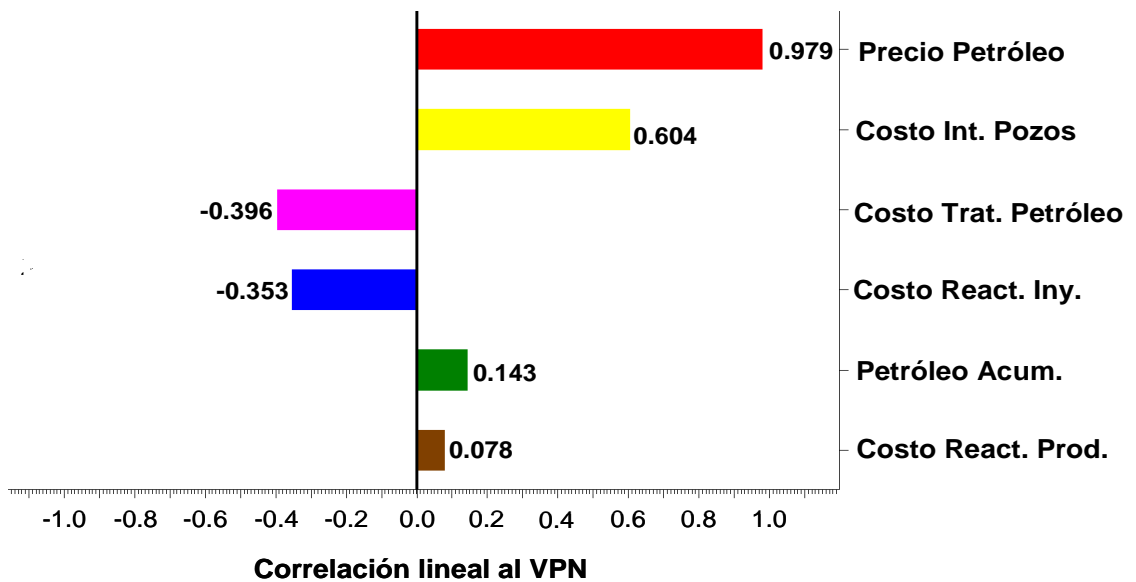
La razón principal por la cual la media del VPN fue negativa en todo momento es la incidencia fuerte en esta función de la variable de incertidumbre que representa el precio del petróleo. La figura 43 presenta el diagrama de sensibilidad para el VPN, la cual está correlacionada en relación a las variables económicas y al petróleo producido acumulado.

Figura 42. Valores calculados del Valor Presente Neto (VPN) en el modelo integrado del escenario 1.



Fuente: Post procesador de DMS.

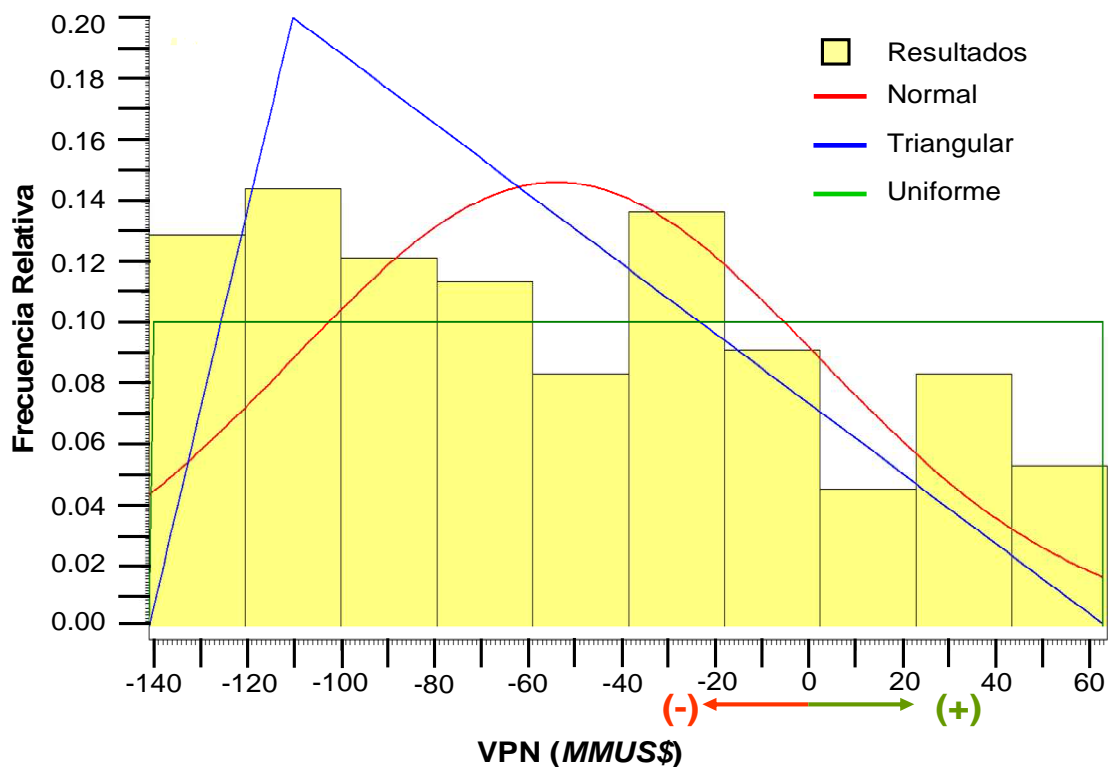
Figura 43. Diagrama de sensibilidad para el VPN obtenido en el modelo integrado del escenario 1.



Fuente: Post procesador de DMS.

En la figura 43 se puede observar que la variable que genera mayor impacto es el precio del petróleo, seguido de los costos asociados a los trabajos de intervención de pozos, tratamiento del petróleo en superficie y reactivación de pozos inyectoros. En menor medida el VPN se ve afectado por el petróleo producido acumulado y los costos de reactivación de pozos productores. Debido a que la función de distribución del precio del petróleo es una Log-normal asimétrica hacia la derecha, la media de la función es baja y solo en algunas iteraciones el valor que tomó esta variable fue lo suficientemente alto (cotizaciones del barril de petróleo por encima de 45 *US\$/barril*) como para que el valor de VPN obtenido fuera positivo. La figura 44 presenta el histograma de frecuencia que muestra las posibles ocurrencias del VPN para el escenario 1.

Figura 44. Histograma del VPN obtenido del modelo integrado del escenario 1.



Fuente: Aplicación *PDF and correlation finder* de la herramienta DMS.

A este histograma se le hizo un análisis estadístico de datos para determinar cuál es la distribución de probabilidad que mejor ajusta los datos de VPN obtenidos, dando como resultado que la distribución de probabilidad que mejor representa los datos es la distribución uniforme. La tabla 21 presenta los resultados del análisis estadístico para los resultados del VPN obtenidos del escenario 1.

Tabla 21. Resultados del análisis estadístico del VPN obtenido en el modelo integrado del escenario 1.

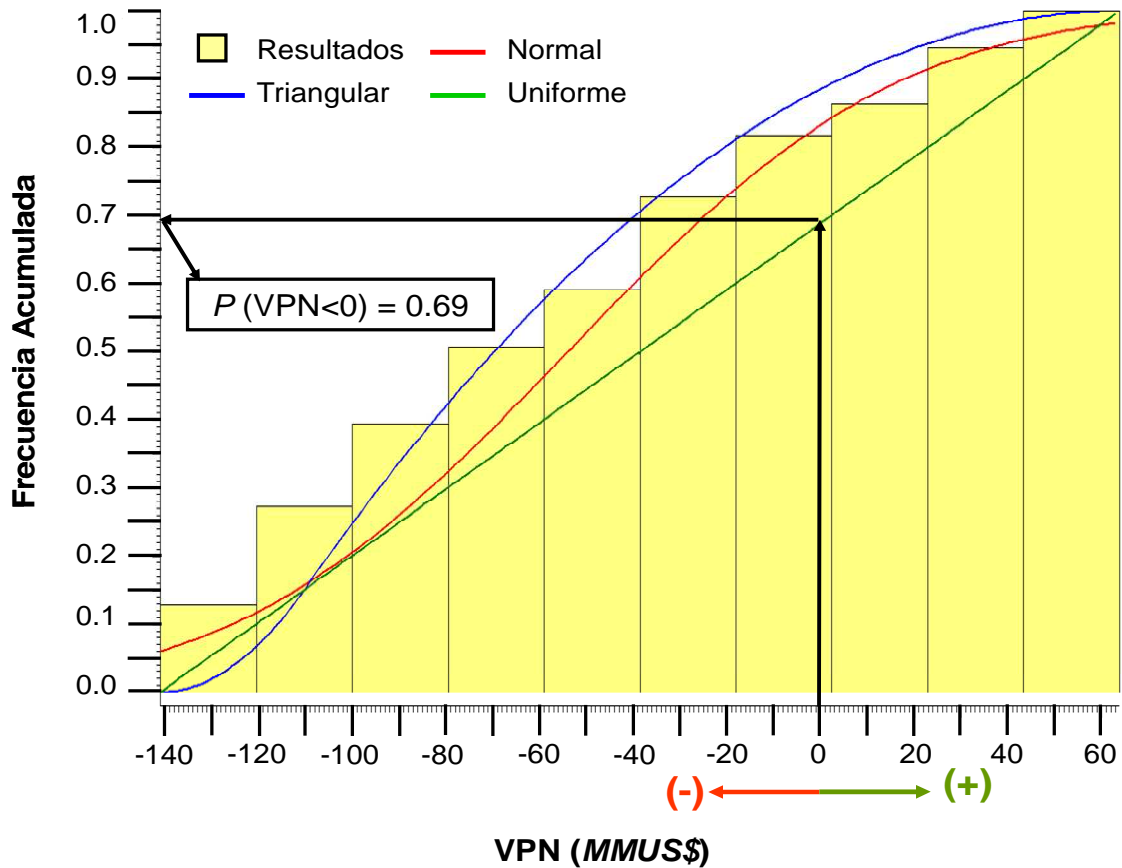
Distribución	Media	Desv. Est.	P10	P50	P90
Uniforme	-38.547	59.106	-120.447	-38.547	43.353
Normal	-53.903	55.924	-125.573	-53.903	17.767
Triangular	-62.434	45.079	-115.845	-69.652	4.134
Nota: Los valores están en unidades <i>MMUS\$</i>					

Fuente: Aplicación *PDF and correlation finder* de la herramienta DMS.

Teniendo en cuenta el resultado anterior, y utilizando la definición de riesgo como la probabilidad de que el VPN sea inferior a cero, se puede estimar el riesgo de perder dinero (VPN negativo). Para ello se usa la gráfica de la distribución de probabilidad acumulada del VPN, la cual se puede apreciar en la figura 45.

Como se observa en la figura 45, se tienen diferentes probabilidades de que el VPN sea inferior a cero, es decir, se pierda dinero. Para el caso del escenario 1 se puede decir que el riesgo de perder dinero es de 0.69 (o 69%). De forma similar, se puede decir que la probabilidad de que el escenario 1 tenga un VPN superior a cero es de 0.31 (o 31%). Además, es posible establecer que el valor promedio esperado o media es de – 38.55 *MMUS\$* para este escenario.

Figura 45. Distribución de probabilidad acumulada del VPN obtenido del modelo integrado del escenario 1.



Fuente: Aplicación *PDF and correlation finder* de la herramienta DMS.

Si bien para el escenario 1 el número de iteraciones definidas permitió obtener un histograma de frecuencias del VPN lo suficientemente poblado como para calcular el riesgo; Cullick *et al*¹ en su trabajo reconocen que aunque el proceso de optimización de escenarios de predicción bajo condiciones de incertidumbre en la simulación de yacimientos tiene el potencial de mejorar la planeación tanto en la fase de exploración como de desarrollo de un campo petrolero y permite la identificación de las mejores alternativas de producción involucrando la administración del riesgo, este proceso es demasiado costoso tanto en uso de

¹ CULLICK, A. S. *et al.* Op. cit., p. 5.

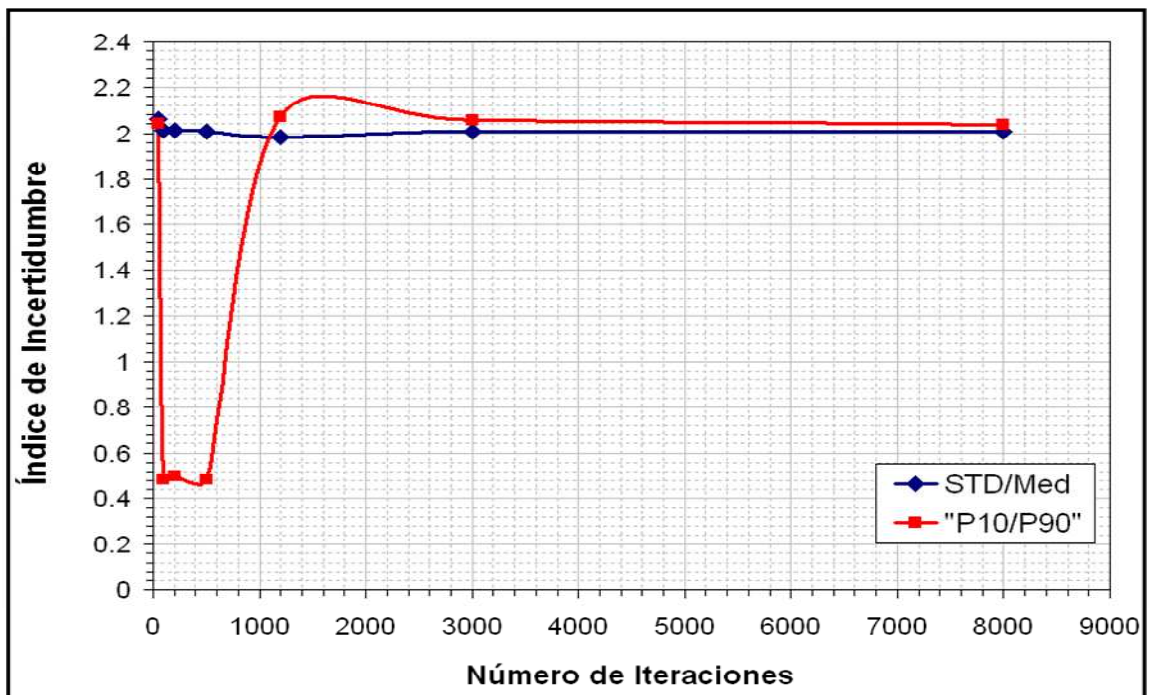
recurso computacional como en tiempo de duración del proceso. La computación en paralelo permite el uso de los procesos de optimización, pero las aplicaciones de la optimización con análisis de incertidumbre en la práctica deben involucrar un equilibrio entre el tiempo de cómputo, la resolución del modelo de simulación para preservar las características físicas del yacimiento, el número de variables de decisión, la disponibilidad de recursos computacionales y la valoración última de las decisiones.

De acuerdo a los ensayos y casos de estudio desarrollados por estos autores, se necesitaron en algunos casos más de 500 iteraciones externas para lograr una estabilización hacia los valores óptimos de la función objetivo; así mismo, los modelos de simulación sobre los cuales trabajaron eran enmallados de baja resolución (del orden de 10^3 celdas), baja densidad de pozos (entre 10 y 15 pozos) y con tiempos de pronóstico muy bajos (8 o 10 años); condiciones que para el caso de este proyecto son difíciles de cumplir, ya que el modelo de simulación es más complejo tanto por su enmallado (el modelo estático tiene aproximadamente 61000 celdas) como por su cantidad de pozos (mas de 130 pozos); adicional a esto, desafortunadamente no se contó con computación en paralelo para correr cada uno de los escenarios propuestos, por lo cual las corridas de cada uno de los modelos integrados se hizo desde un laptop con licencia local, haciendo más extenso los tiempos de cómputo para cada modelo.

Ante estas limitaciones, se decidió determinar un número óptimo de iteraciones (medición del campo estocástico), solamente para el modelo económico utilizando el mejor perfil de producción obtenido del proceso de optimización. Por esta razón, se realizaron corridas de incertidumbre al modelo económico con diferente número de iteraciones: 50, 100, 200, 500, 1200, 3000 y 8000; y se comparó el índice de incertidumbre, el cual esta definido como $Desviacion_Estandar/Media$ y el

P_{10}/P_{90} , del VPN (la función objetivo). En la Figura 46, se pueden observar los gráficos correspondientes a estos parámetros versus el número de iteraciones por corrida para dicho modelo económico.

Figura 46. Medición del campo estocástico para el modelo económico utilizado para los escenarios de predicción.

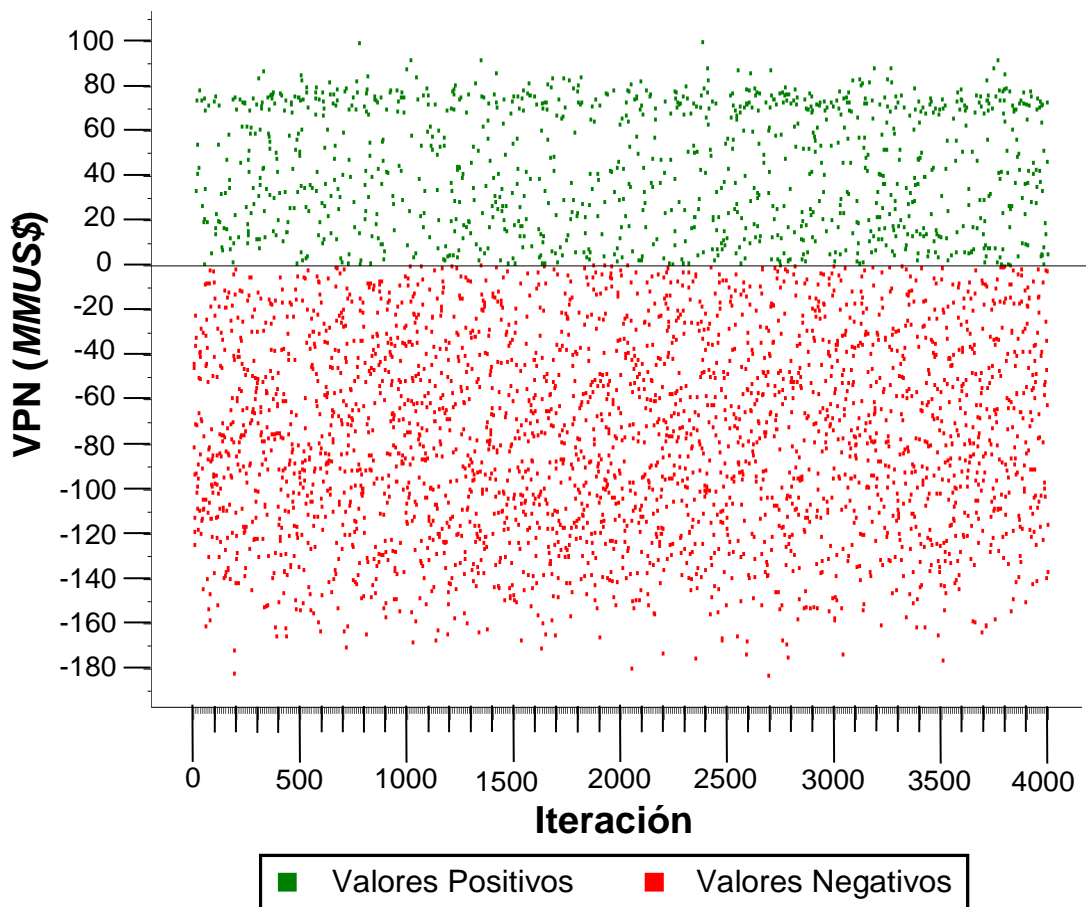


Fuente: Archivos de resultados del modelo económico del escenario 1.

Se puede concluir que la cantidad mínima de iteraciones necesaria es de aproximadamente 3000, con esto se garantiza la cobertura de toda la variabilidad de este índice económico. Por consiguiente, para cada escenario de predicción, adicional a la aplicación del proceso de optimización con incertidumbre, se le hizo un análisis de incertidumbre con 4000 iteraciones sólo al modelo económico utilizando el mejor perfil de producción obtenido del proceso de optimización. Así, de esta forma, se obtiene una mejor distribución del VPN, permitiendo calcular un valor de probabilidad de riesgo más robusto a cada escenario propuesto.

La figura 47 presenta los resultados del valor presente neto calculado en cada una de las iteraciones del modelo económico de incertidumbre del escenario 1. Nótese que a pesar del aumento del número de iteraciones, aún se calculan valores negativos de VPN.

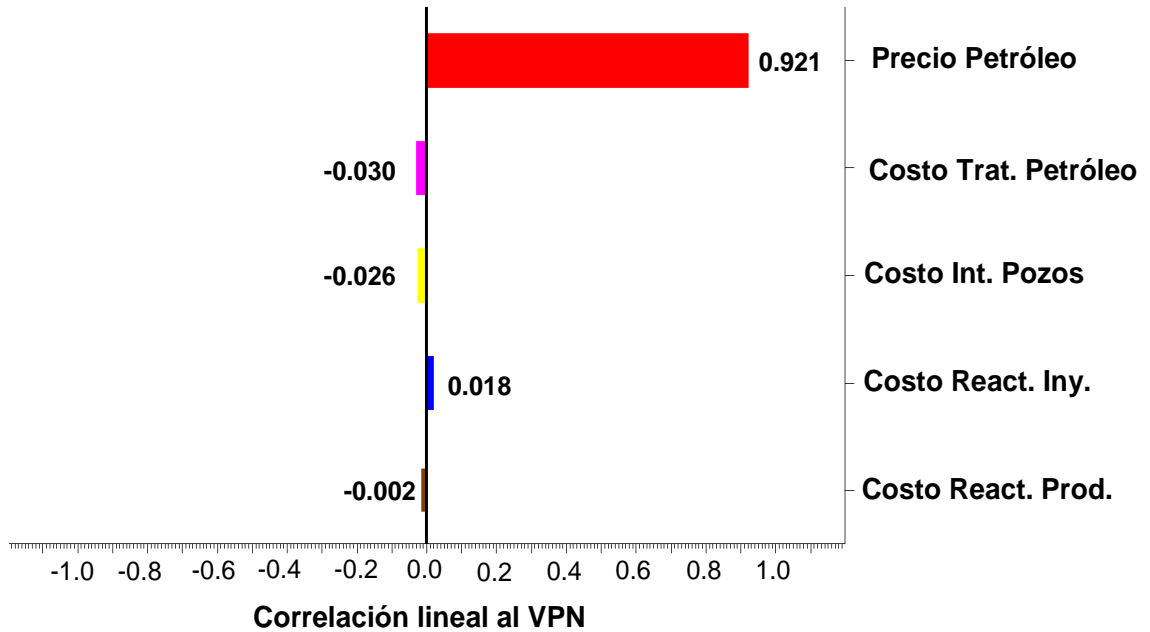
Figura 47. Valores calculados del Valor Presente Neto (VPN) en el modelo económico de incertidumbre del escenario 1.



Fuente: Post procesador de DMS.

La razón de este cálculo mayoritario de valores presentes netos negativos es el efecto tan marcado de la variable de incertidumbre del precio del petróleo sobre el VPN, tal como se muestra en la figura 48.

Figura 48. Diagrama de sensibilidad para el VPN obtenido en el modelo económico de incertidumbre del escenario 1.



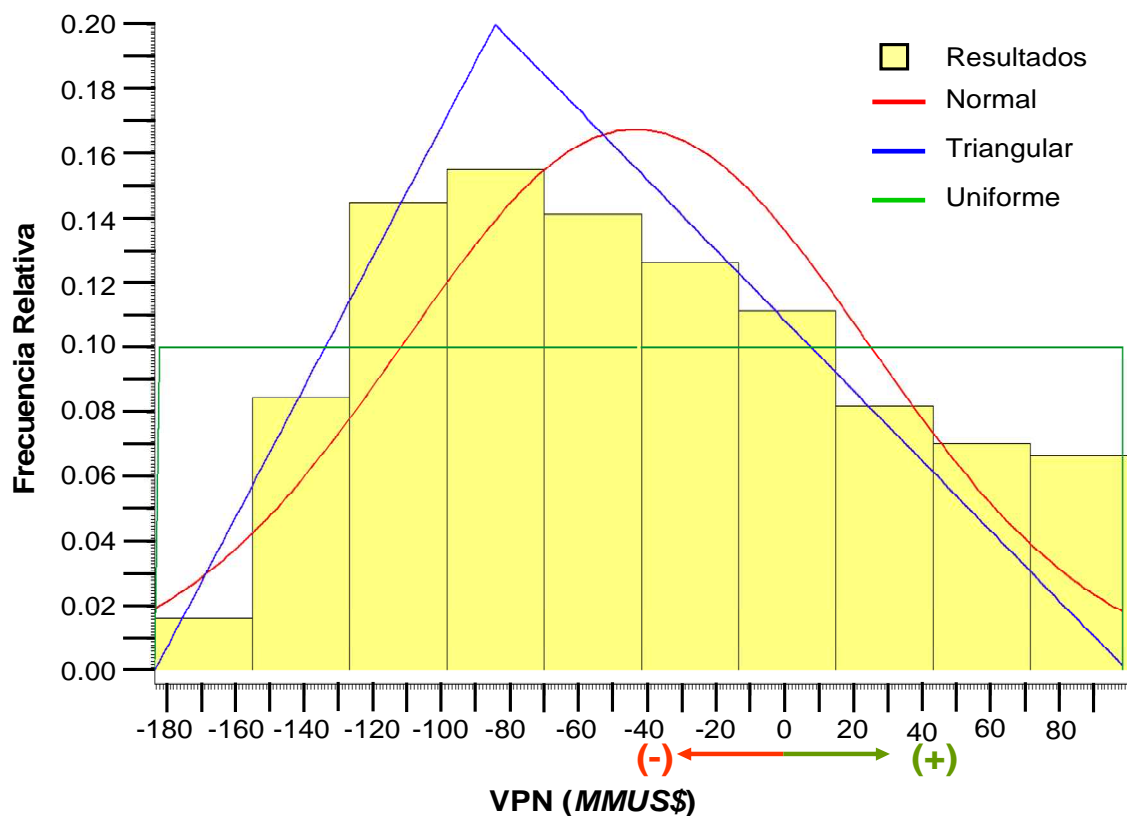
Fuente: Post procesador de DMS.

Como se puede observar en la figura 48, el precio del petróleo es la variable que más incide en el cálculo del VPN, las otras variables no tienen mayor peso sobre el parámetro económico. Esta conclusión es muy similar a la obtenida en el diagrama tornado de la misma variable en el modelo integrado, solamente que en ese diagrama se observa una incidencia ligeramente alta de las otras variables de incertidumbre involucradas en el proceso de optimización con incertidumbre. La razón de que los valores negativos de VPN sean los que más se calculan en el modelo económico es el tipo de distribución que caracteriza el precio del petróleo, la cual es una distribución Log-normal asimétrica hacia la derecha.

La figura 49 muestra el histograma de frecuencias del VPN obtenido del análisis de incertidumbre al modelo económico del escenario 1. A estos resultados se les hizo un análisis estadístico, semejante a los resultados obtenidos del proceso de optimización, con el fin de determinar la distribución de probabilidad que mejor

ajusta los datos de VPN obtenidos del modelo económico de incertidumbre; dando como resultado que la distribución de probabilidad que mejor representa los datos es la distribución normal; a diferencia del resultado obtenido con el histograma de frecuencias del VPN del proceso de optimización, el cual resultó en una distribución uniforme. La tabla 22 presenta los resultados del análisis estadístico para los resultados del VPN obtenidos del modelo económico de incertidumbre del escenario 1.

Figura 49. Histograma del VPN obtenido del modelo económico de incertidumbre del escenario 1.



Fuente: Aplicación *PDF and correlation finder* de la herramienta DMS.

Para el cálculo del riesgo se usa la gráfica de la distribución de probabilidad acumulada del VPN, la cual se puede apreciar en la figura 50.

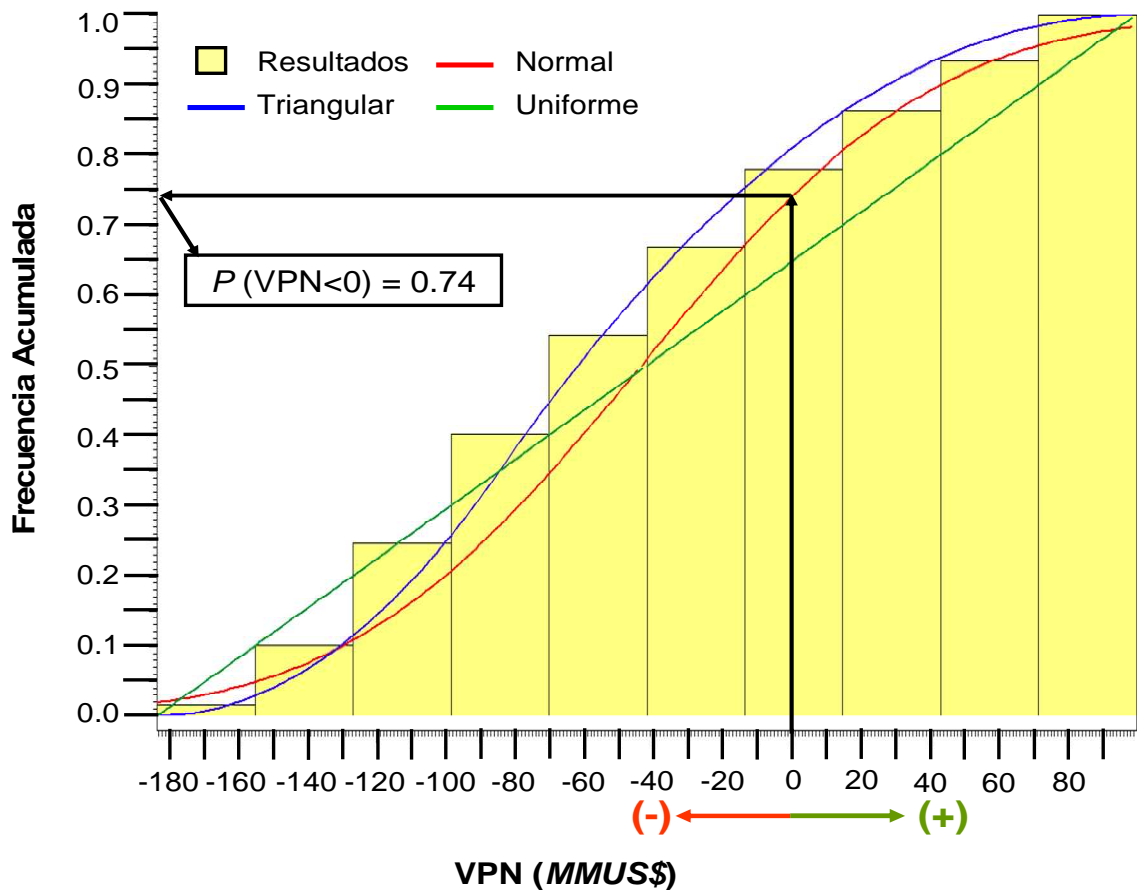
Tabla 22. Resultados del análisis estadístico del VPN obtenido en el modelo económico de incertidumbre del escenario 1.

Distribución	Media	Desv. Est.	P10	P50	P90
Normal	-43.39	67.41	-129.77	-43.39	43.00
Uniforme	-41.85	81.75	-155.13	-41.85	71.43
Triangular	-56.01	58.67	-130.47	-61.70	27.55

Nota: Los valores están en unidades *MMUS\$*

Fuente: Aplicación *PDF and correlation finder* de la herramienta DMS.

Figura 50. Distribución de probabilidad acumulada del VPN obtenido del modelo económico de incertidumbre del escenario 1.



Fuente: Aplicación *PDF and correlation finder* de la herramienta DMS.

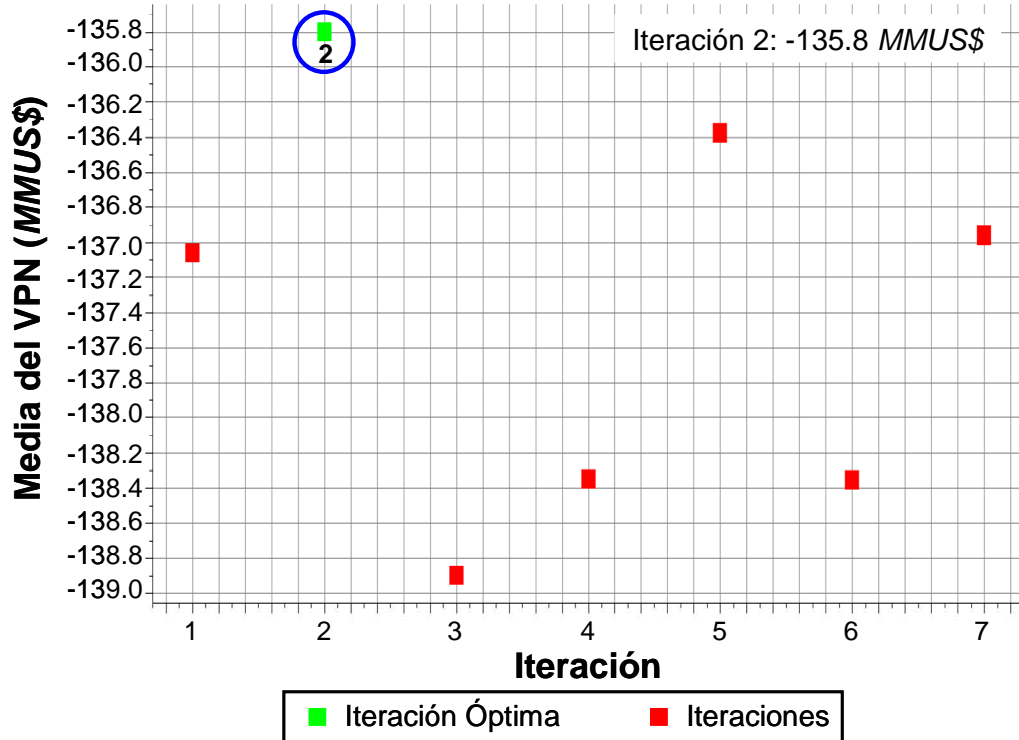
Para este histograma real y ajustado del VPN obtenido del modelo económico de incertidumbre del escenario 1, se puede decir que el riesgo de perder dinero es de

0.74 (o 74%). De forma similar, teniendo en cuenta este histograma, se puede decir que la probabilidad de que el escenario 1 tenga un VPN superior a cero es de 0.26 (o 26%). Además, es posible establecer que el valor promedio esperado o media es de -43.39 *MMUS\$* para este escenario.

Si se compara con los valores obtenidos del histograma de frecuencias del modelo integrado se observa que el riesgo aumentó en 0.05 puntos y el valor de la media disminuyó en aproximadamente 4.84 *MMUS\$*, es decir, el riesgo aumento un 7% y el valor de la media disminuyo un 12% aproximadamente con respecto a los datos resultantes del histograma del proceso de optimización. Este último resultado indica que el número de iteraciones puede tener una incidencia media en los resultados finales del riesgo y el valor esperado del escenario.

4.3.2 Resultados del escenario 2. Debido a las limitaciones de recurso computacional y de tiempo de cómputo; así como la imposibilidad de lograr un histograma de frecuencias confiable por el número de iteraciones que se deben realizar, se hizo una modificación al número de variables de decisión al segundo modelo integrado. Se decidió trabajar solamente con las variables de decisión que definen la presión mínima de fondo fluyendo (la variable PRES2 se le asignó una presión máxima de 250 *Psia* y una mínima de 88 *Psia*). Adicionalmente, se redujo el número de iteraciones tanto externas como internas para agilizar el proceso de simulación; dando un número de iteraciones de optimización de 7 y un número de iteraciones de incertidumbre de 6, para un total de 42 iteraciones. A partir del perfil de producción que dé como resultado el valor óptimo de la media del VPN, se construyó y se corrió el modelo económico de incertidumbre para determinar el riesgo de este escenario. La figura 51 presenta los resultados de la función objetivo de maximización (la media del VPN) contra el número de iteraciones de optimización para el escenario de predicción 2.

Figura 51. Resultados de la función objetivo de maximización (la media del VPN) vs. El número de iteraciones de optimización para el escenario de predicción 2.



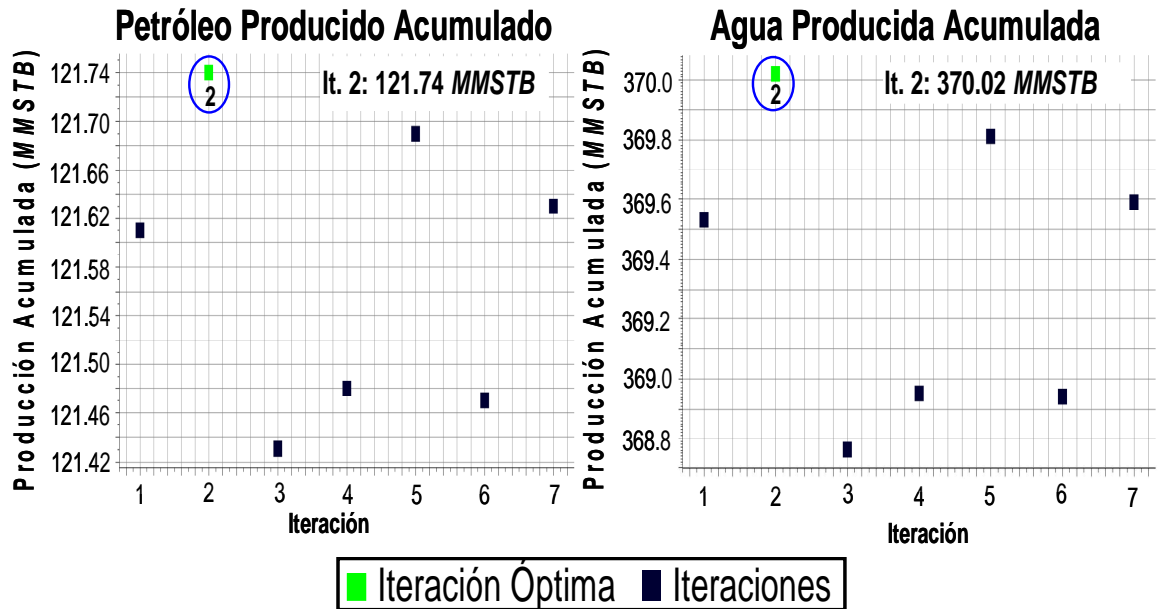
Fuente: Post procesador de DMS.

Como se puede observar en la figura 51, la iteración en donde se logra un valor máximo de la media del VPN es en la iteración 2, a pesar de su valor negativo. Asimismo, en esta iteración también se logra un valor máximo del petróleo total producido acumulado y el agua total producida acumulada con sus respectivos perfiles de producción, tal como se muestra en las figuras 52, 53 y 54, respectivamente. Los valores de las variables de decisión que permitieron obtener el perfil máximo de producción para el escenario 2 fueron (teniendo en cuenta que no se definió una variable de decisión para el caudal de líquido de los pozos y se optó por definir un valor constante igual a 200 *STB/Día*):

PRES1: 88 *Psia*.

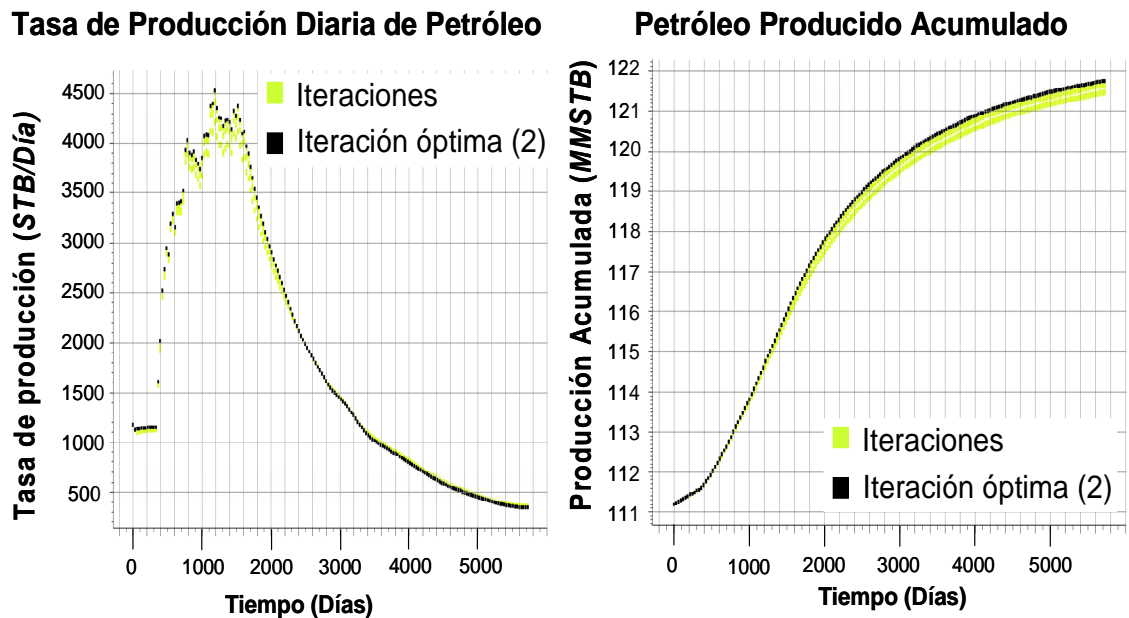
PRES2: 88 *Psia*.

Figura 52. Resultados del petróleo total producido y el agua total producida vs. El número de iteraciones de optimización para el escenario de predicción 2.



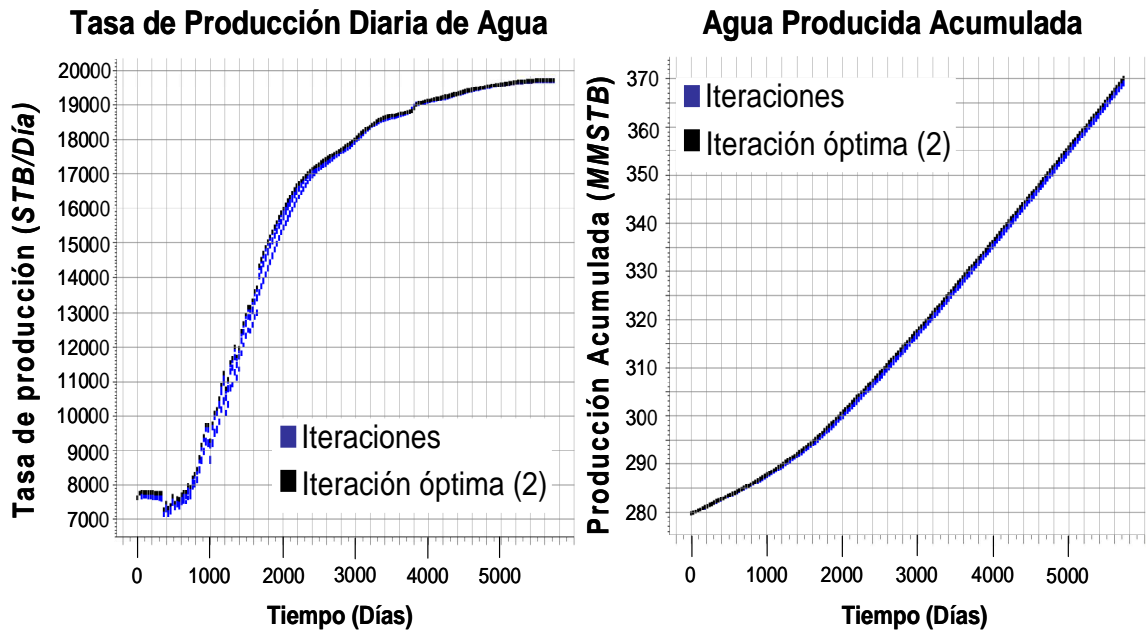
Fuente: Post procesador de DMS.

Figura 53. Perfiles de producción diaria y acumulada de petróleo obtenidas de las iteraciones del modelo integrado del escenario 2.



Fuente: Post procesador de DMS.

Figura 54. Perfiles de producción diaria y acumulada de agua obtenidas de las iteraciones del modelo integrado del escenario 2.



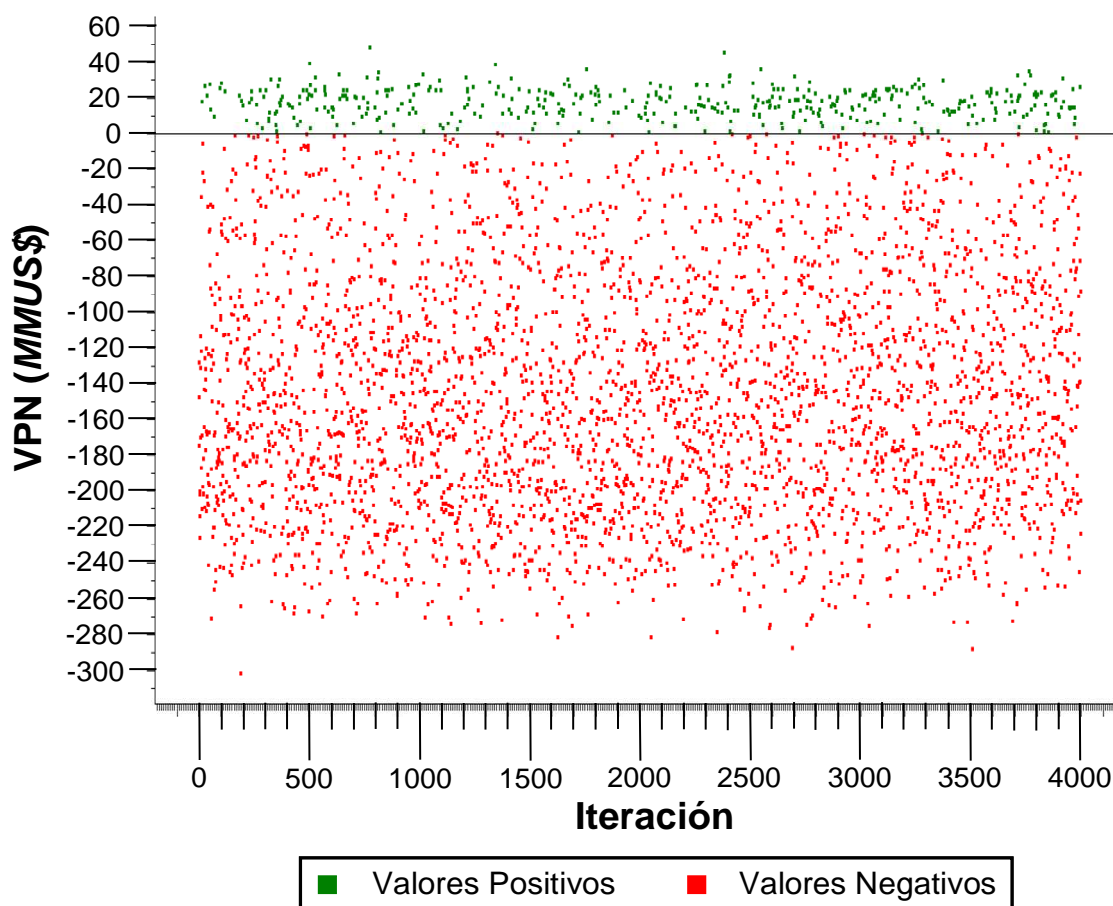
Fuente: Post procesador de DMS.

Una vez identificado el perfil de producción que obtiene el valor máximo de la media del VPN para el modelo integrado del escenario 2, se construyó y se corrió el modelo económico de incertidumbre para este escenario. La figura 55 presenta los resultados del valor presente neto calculado en cada una de las iteraciones (4000 en total) del modelo económico de incertidumbre del escenario 2. La mayoría de valores obtenidos para el VPN son negativos; inclusive, si se compara con los resultados obtenidos en el escenario 1, estos valores son muchos menores y realmente son pocos los VPN positivos que se logran calcular en el modelo económico de incertidumbre (sólo si el precio del petróleo supera los 58 *US\$/baril*).

Tanto el valor máximo de la función objetivo de maximización, como la mayoría de los VPN calculados en el modelo económico del escenario 2 son números

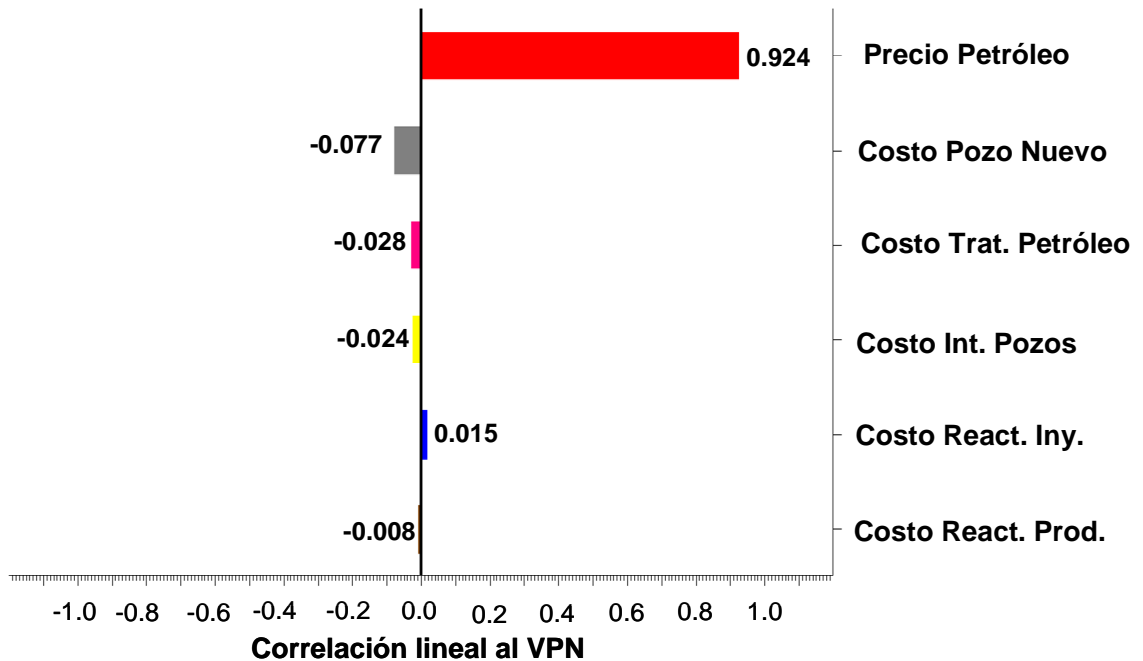
negativos mucho más bajos que los obtenidos en el escenario 1. La razón de este resultado radica en la influencia marcada del precio del petróleo y, en menor medida, el costo de los pozos nuevos (tal como se muestra en la figura 56); los cuales no lograron una buena recuperación de reservas si se compara con la cantidad total de petróleo recuperado en el escenario 1. La cantidad adicional de petróleo recuperado en el escenario 2 apenas fue de 150 *MSTB* con respecto al escenario 1, lo cual muestra que hubo un aumento de costos al perforar nuevos pozos, pero prácticamente no se recuperó petróleo adicional.

Figura 55. Valores calculados del Valor Presente Neto (VPN) en el modelo económico de incertidumbre del escenario 2.



Fuente: Post procesador de DMS.

Figura 56. Diagrama de sensibilidad para el VPN obtenido en el modelo económico de incertidumbre del escenario 2.



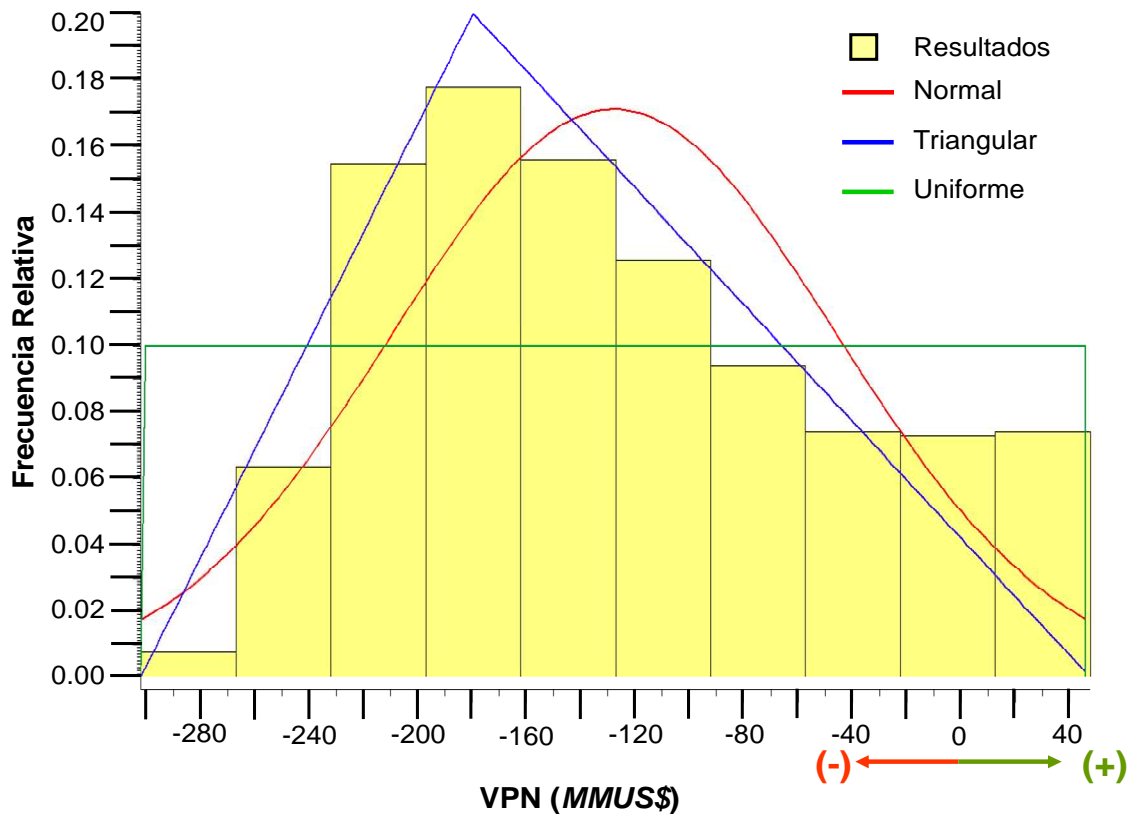
Fuente: Post procesador de DMS.

La figura 57 presenta el histograma de frecuencia que muestra las posibles ocurrencias del VPN para el escenario 2. A este histograma se le hizo un análisis estadístico de datos con el fin de determinar cual es la distribución de probabilidad que mejor ajusta los datos del VPN obtenidos, dando como resultado que la distribución de probabilidad que mejor representa los datos es la distribución normal. La tabla 23 presenta los resultados del análisis estadístico para los resultados del VPN obtenidos del escenario 2.

Para el cálculo del riesgo se usa la gráfica de la distribución de probabilidad acumulada del VPN, la cual se puede apreciar en la figura 58. Como se observa en la figura, se puede decir que el riesgo de perder dinero es de 0.94 (o 94%). De forma similar, teniendo en cuenta este histograma, se puede decir que la probabilidad de que el escenario 2 tenga un VPN superior a cero es de 0.06 (o 6%). Además, es posible establecer que el valor promedio esperado o media es

de -127.62 MMUS\$ para el escenario 2. Si se compara con el valor de riesgo obtenido en el escenario 1, el escenario 2 se presenta mucho más riesgoso.

Figura 57. Histograma del VPN obtenido del modelo económico de incertidumbre del escenario 2.



Fuente: Aplicación *PDF and correlation finder* de la herramienta DMS.

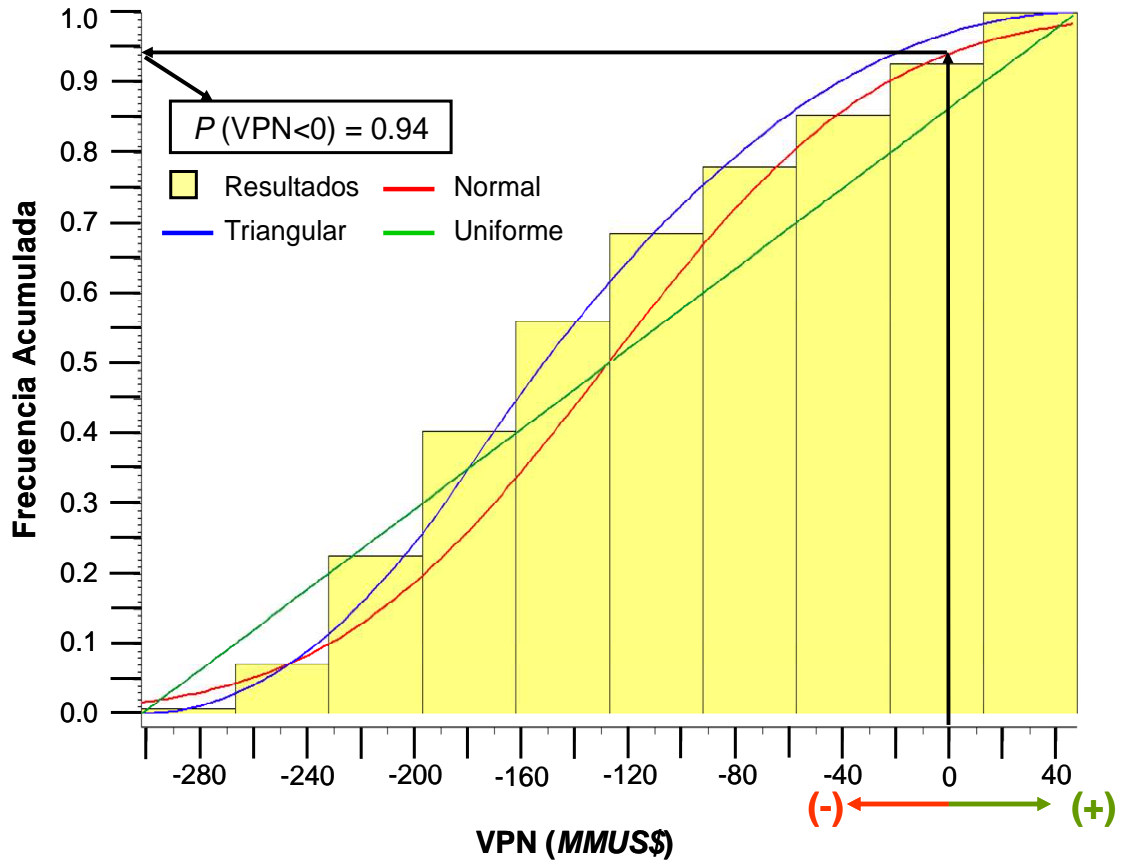
Tabla 23. Resultados del análisis estadístico del VPN obtenido en el modelo económico de incertidumbre del escenario 2.

Distribución	Media	Desv. Est.	P10	P50	P90
Normal	-127.62	81.51	-232.08	-127.62	-23.16
Uniforme	-127.16	100.99	-267.10	-127.16	12.77
Triangular	-144.65	72.47	-236.63	-151.68	-41.44

Nota: Los valores están en unidades MMUS\$

Fuente: Aplicación *PDF and correlation finder* de la herramienta DMS.

Figura 58. Distribución de probabilidad acumulada del VPN obtenido del modelo económico de incertidumbre del escenario 2.

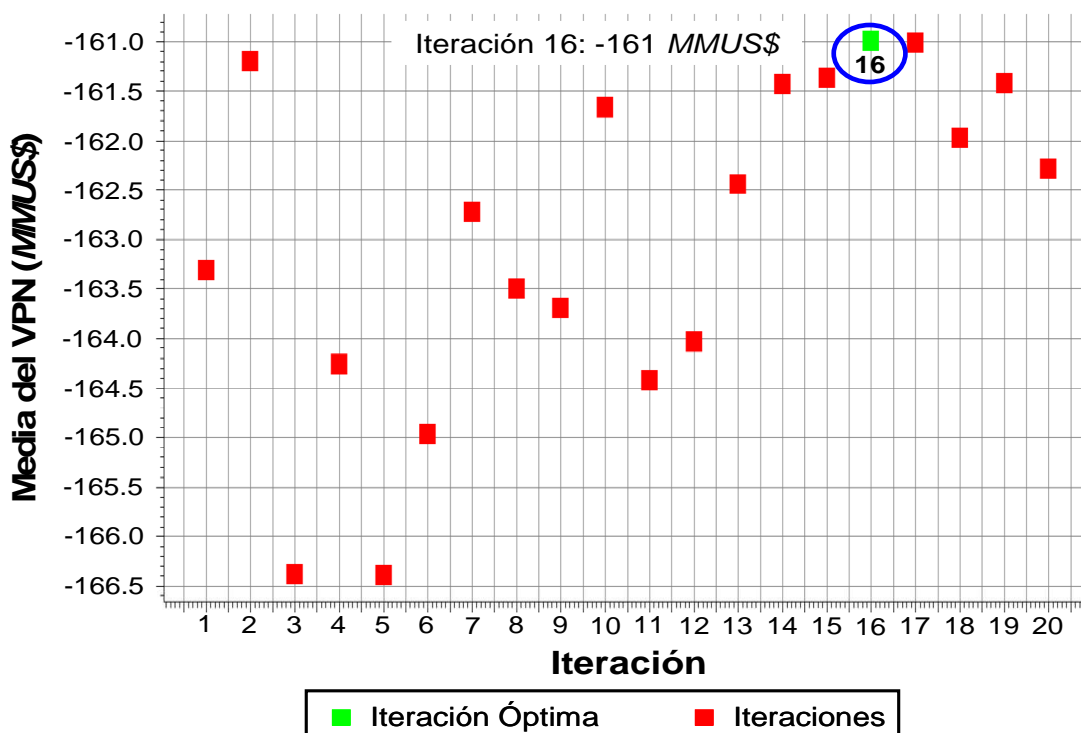


Fuente: Aplicación *PDF and correlation finder* de la herramienta DMS.

4.3.3 Resultados del escenario 3. Así como en el modelo integrado del escenario 2, el modelo integrado del escenario 3 sufrió modificaciones en cuanto a la definición de las variables de decisión; se decidió suprimir las variables de decisión que definían los caudales máximos de producción de líquido tanto en los pozos antiguos como en los pozos nuevos, quedando definidas estas variables de forma constante e igual a 200 *STB/Día* y 350 *STB/Día*, respectivamente, y la variable PRES2 se le asignó una presión máxima de 250 *Psia* y una mínima de 88 *Psia*. Adicionalmente, se redujo el número de iteraciones tanto externas como internas con el fin de agilizar el proceso de simulación; dando un número de

iteraciones de optimización de 20 y un número de iteraciones internas de 6, para un total de 120 iteraciones. A partir de la obtención del perfil de producción que dé como resultado el valor óptimo de la media del VPN, se construyó y se corrió el modelo económico de incertidumbre con el fin de determinar el riesgo de este escenario. La figura 59 presenta los resultados de la función objetivo de maximización (la media del VPN) contra el número de iteraciones de optimización para el escenario de predicción 3.

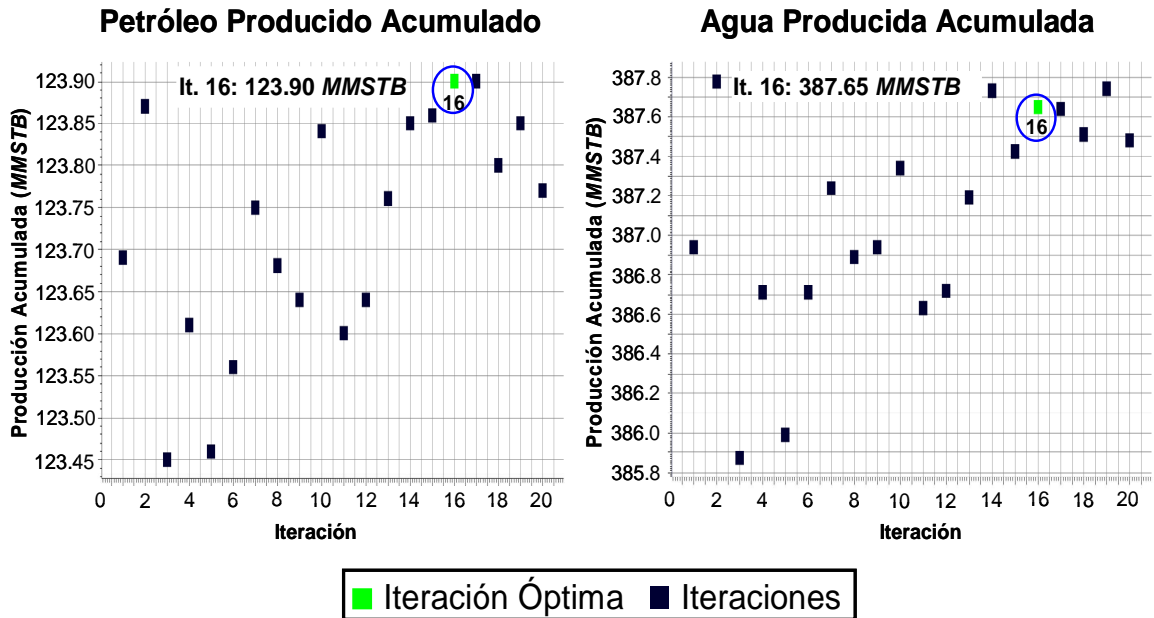
Figura 59. Resultados de la función objetivo de maximización (la media del VPN) vs. El número de iteraciones de optimización para el escenario de predicción 3.



Fuente: Post procesador de DMS.

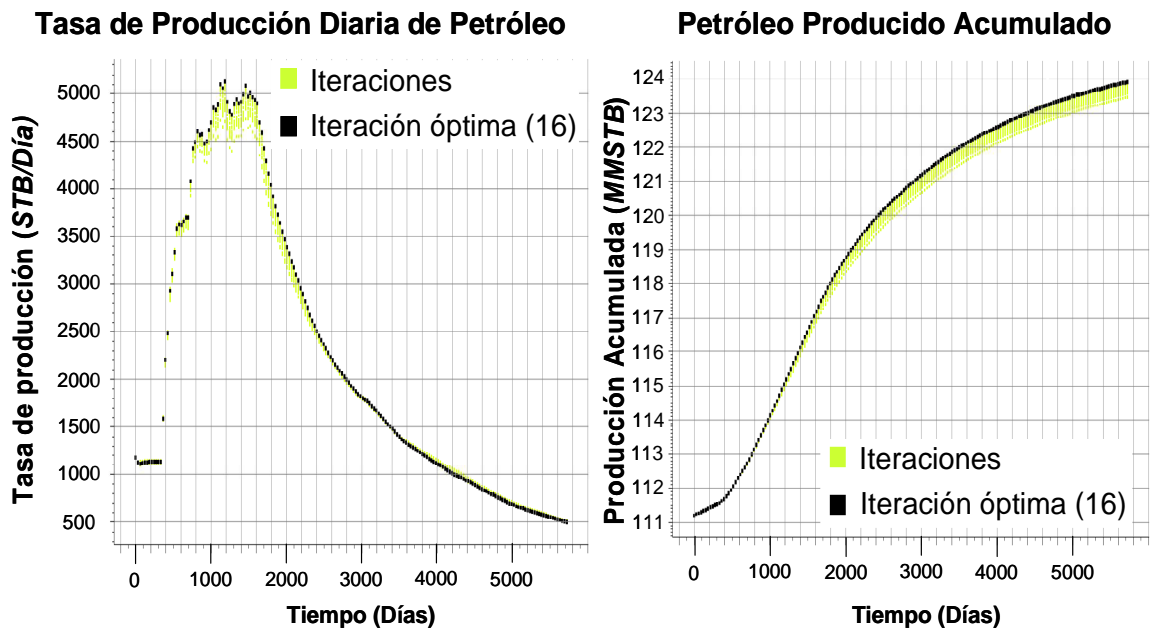
Como se puede observar en la figura, la iteración en donde se logra un valor máximo de la media del VPN es en la iteración 16; aunque, como en los otros dos escenarios, su valor sigue siendo negativo. Las figuras 60, 61 y 62 presentan los valores máximos de petróleo y agua, así como sus respectivos perfiles de producción.

Figura 60. Resultados del petróleo total producido y el agua total producida vs. El número de iteraciones de optimización para el escenario de predicción 3.



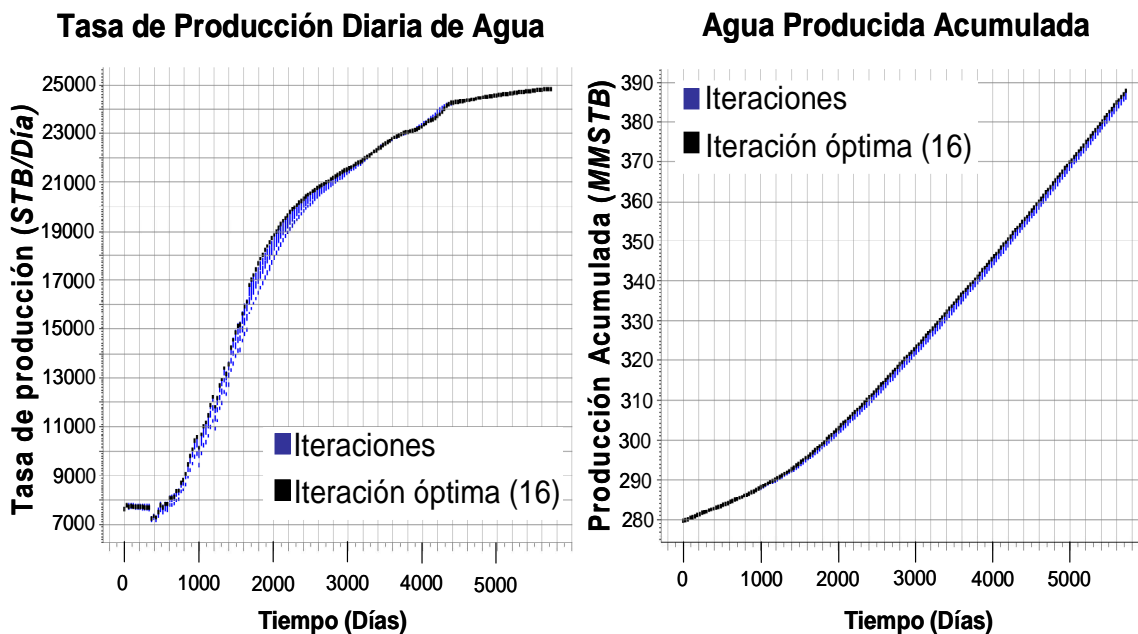
Fuente: Post procesador de DMS.

Figura 61. Perfiles de producción diaria y acumulada de petróleo obtenidas de las iteraciones del modelo integrado del escenario 3.



Fuente: Post procesador de DMS.

Figura 62. Perfiles de producción diaria y acumulada de agua obtenidas de las iteraciones del modelo integrado del escenario 3.



Fuente: Post procesador de DMS.

Como en los escenarios anteriores, en la iteración 16 también se alcanza un valor máximo del petróleo total producido acumulado; y en cuanto al agua total producida acumulada, el resultado obtenido es menor a las iteraciones 2, 14 y 19; lo cual hace que se cumpla en este caso todas las condiciones posibles de escenario óptimo: un mayor VPN, mayor producción acumulada de petróleo y la menor cantidad de agua producida posible.

Los valores de las variables de decisión que permitieron obtener el perfil máximo de producción para el escenario 3 se presentan en la tabla 24.

Tabla 24. Valores de las variables de decisión que permitieron obtener el perfil máximo de producción del escenario 3.

Parámetro / Variable de decisión		Nombre variable	Valor Optimo
Presión mínima de fondo fluyendo para pozos por debajo de 195 <i>psia</i> (valor definido del caso base)		PRES1	88
Presión mínima de fondo fluyendo para pozos con presión de 195 <i>psia</i> (valor definido del caso base)		PRES2	150
Pozo NW27	Coordenada I	INW27	41
	Coordenada J	JNW27	127
Pozo NW2	Coordenada I	INW2	15
	Coordenada J	JNW2	139
Pozo NW30	Coordenada I	INW30	21
	Coordenada J	JNW30	127

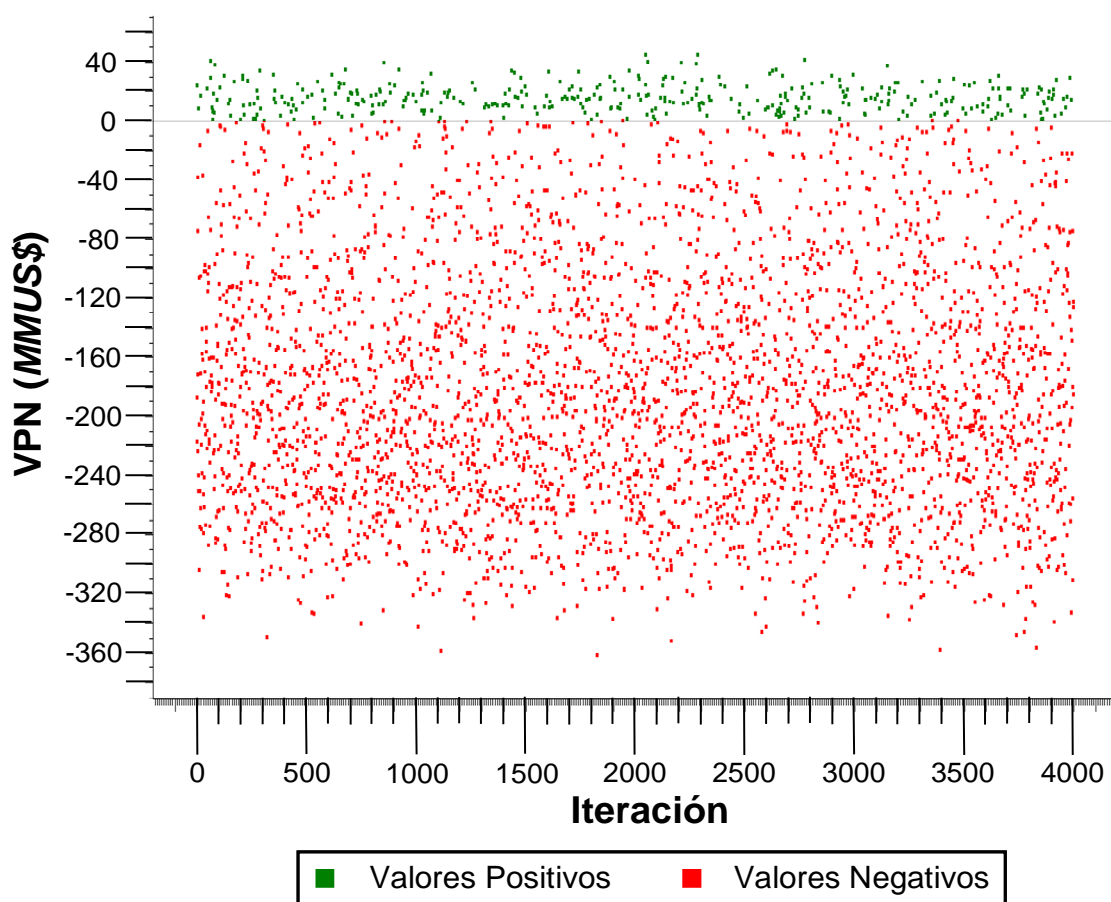
Fuente: Modelo de simulación de predicción del escenario 3.

Una vez identificado el perfil de producción que obtiene el valor máximo de la media del VPN para el modelo integrado del escenario 3, se construyó y se corrió el modelo económico de incertidumbre para este escenario. La figura 63 presenta los resultados del valor presente neto calculado en cada una de las iteraciones (4000 en total) del modelo económico de incertidumbre del escenario 3. La mayoría de valores obtenidos para el VPN son negativos; inclusive, si se compara con los resultados obtenidos tanto en el escenario 1 como en el escenario 2, estos valores son mucho menores y realmente son muy pocos los VPN positivos que se logran calcular en el modelo económico de incertidumbre (sólo se logran calcular valores VPN positivos con un precio de petróleo por encima de los 75 *US\$/baril*).

Tanto el valor máximo de la función objetivo de maximización, como la mayoría de los VPN calculados en el modelo económico del escenario 3 son números negativos mucho más bajos que los obtenidos en el escenario 1 y 2. La razón de este resultado radica, como en los otros escenarios, en la influencia marcada del precio del petróleo y, en menor medida, el costo de los pozos nuevos (tal como se

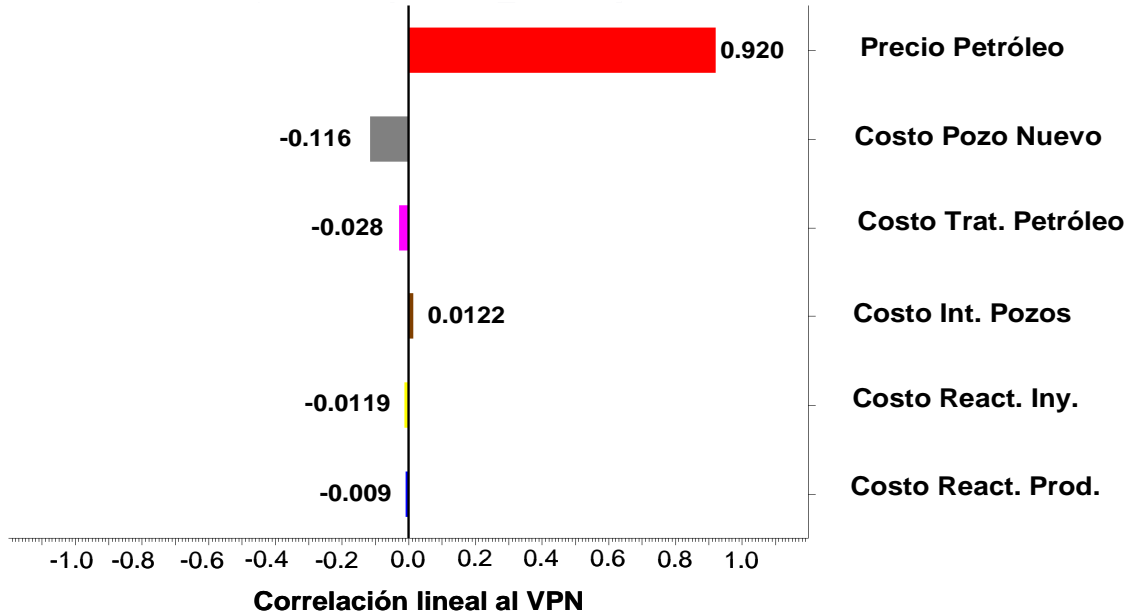
muestra en la figura 64); a pesar de que estos pozos logran una recuperación de petróleo ligeramente mayor a los otros escenarios (el valor recuperado adicional fue de aproximadamente 2.1 *MMSTB* con respecto a los otros dos escenarios previos); sin embargo, el aumento de costos por la perforación adicional de pozos hace que los valores de VPN sean muy bajos.

Figura 63. Valores calculados del Valor Presente Neto (VPN) en el modelo económico de incertidumbre del escenario 3.



Fuente: Post procesador de DMS.

Figura 64. Diagrama de sensibilidad para el VPN obtenido en el modelo económico de incertidumbre del escenario 3.

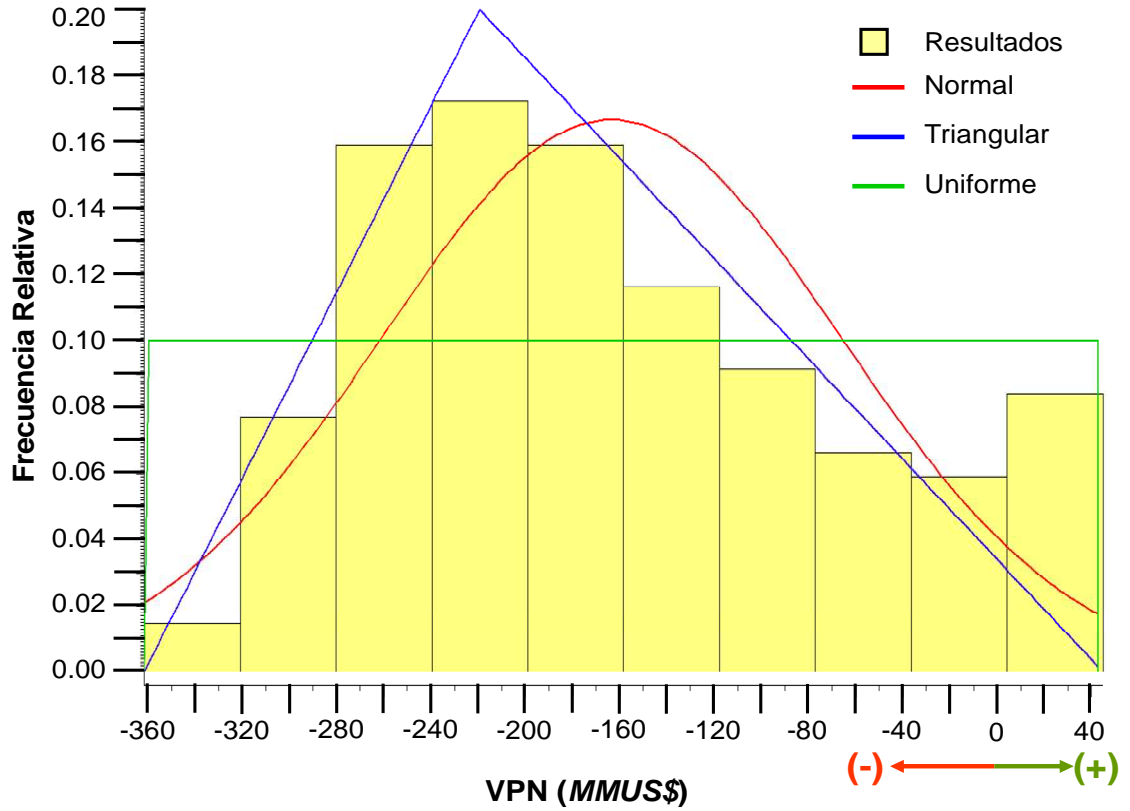


Fuente: Post procesador de DMS.

La figura 65 presenta el histograma de frecuencia que muestra las posibles ocurrencias del VPN para el escenario 3. A este histograma se le hizo un análisis estadístico de datos con el fin de determinar cual es la distribución de probabilidad que mejor ajusta los datos del VPN obtenidos, dando como resultado que la distribución de probabilidad que mejor representa los datos es la distribución normal. La tabla 25 presenta los resultados del análisis estadístico para los resultados del VPN obtenidos del escenario 3.

Para el cálculo del riesgo se usa la gráfica de la distribución de probabilidad acumulada del VPN, la cual se puede apreciar en la figura 66.

Figura 65. Histograma del VPN obtenido del modelo económico de incertidumbre del escenario 3.



Fuente: Aplicación *PDF and correlation finder* de la herramienta DMS.

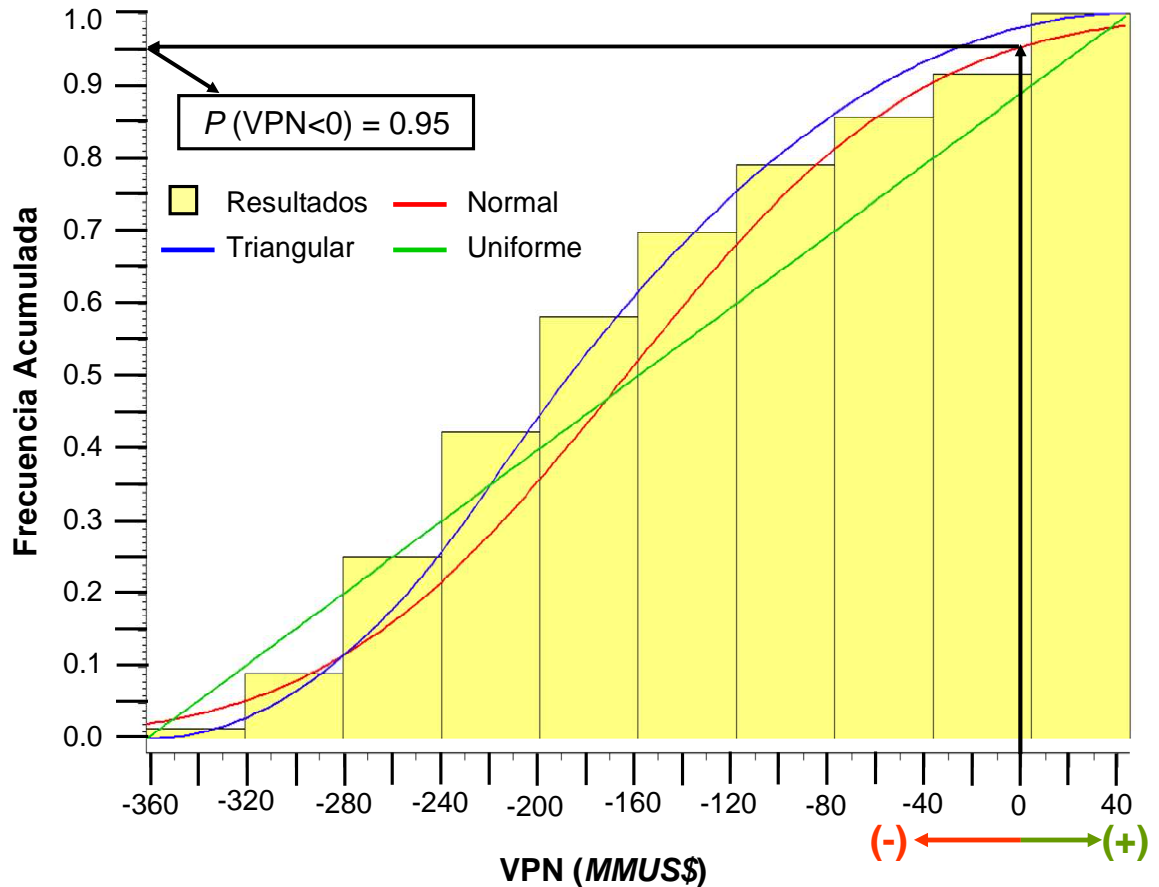
Tabla 25. Resultados del análisis estadístico del VPN obtenido en el modelo económico de incertidumbre del escenario 3.

Distribución	Media	Desv. Est.	P10	P50	P90
Normal	-163.39	97.22	-287.99	-163.39	-38.80
Uniforme	-158.28	117.29	-320.81	-158.28	4.25
Triangular	-178.60	84.17	-285.43	-186.76	-58.71

Nota: Los valores están en unidades *MMUS\$*

Fuente: Aplicación *PDF and correlation finder* de la herramienta DMS.

Figura 66. Distribución de probabilidad acumulada del VPN obtenido del modelo económico de incertidumbre del escenario 3.



Fuente: Aplicación *PDF and correlation finder* de la herramienta DMS.

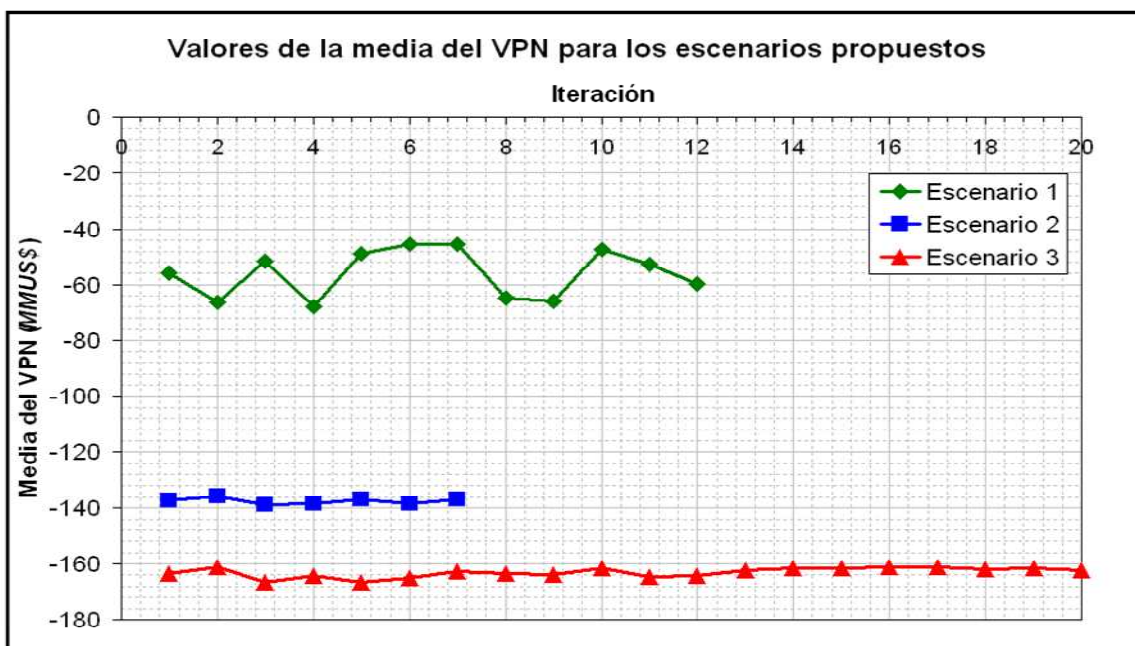
Como se observa en la figura 66, se puede decir que el riesgo de perder dinero es de 0.95 (o 95%). De forma similar, teniendo en cuenta este histograma, se puede decir que la probabilidad de que el escenario 3 tenga un VPN superior a cero es de 0.05 (o 5%). Además, es posible establecer que el valor promedio esperado o media es de $-163.39 \text{ MMUS\$}$ para el escenario 3. Comparado el valor de riesgo del escenario 3 con los valores de riesgo obtenidos en los dos escenarios anteriores, este último es el menor de todos; por lo cual el escenario 3 es el más riesgoso de todos los escenarios estudiados.

4.3.4 Selección del escenario óptimo de explotación. Teniendo en cuenta los resultados obtenidos de cada uno de los escenarios propuestos para la explotación final del área A del campo Tibú, es posible definir el escenario óptimo de explotación a partir del parámetro económico del valor presente neto; el cual se seleccionó como la variable a optimizar ya que el concepto de reservas recuperadas se considera no sólo como variable de tipo operacional, sino también un termino de tipo económico que afecta el flujo de caja del proyecto.

En la figura 67 se presenta de forma comparativa los valores obtenidos de la función objetivo (la media del VPN) para los escenarios propuestos. En esta gráfica se observa claramente que el escenario óptimo por sus valores altos de VPN es el escenario 1. Si bien este escenario recupera poco petróleo adicional con respecto a los escenarios 2 y 3 (figuras 68 y 69), desde el punto de vista económico es el esquema de explotación que presenta mayor cantidad de valores positivos de VPN, tal como se muestra en la figura 70.

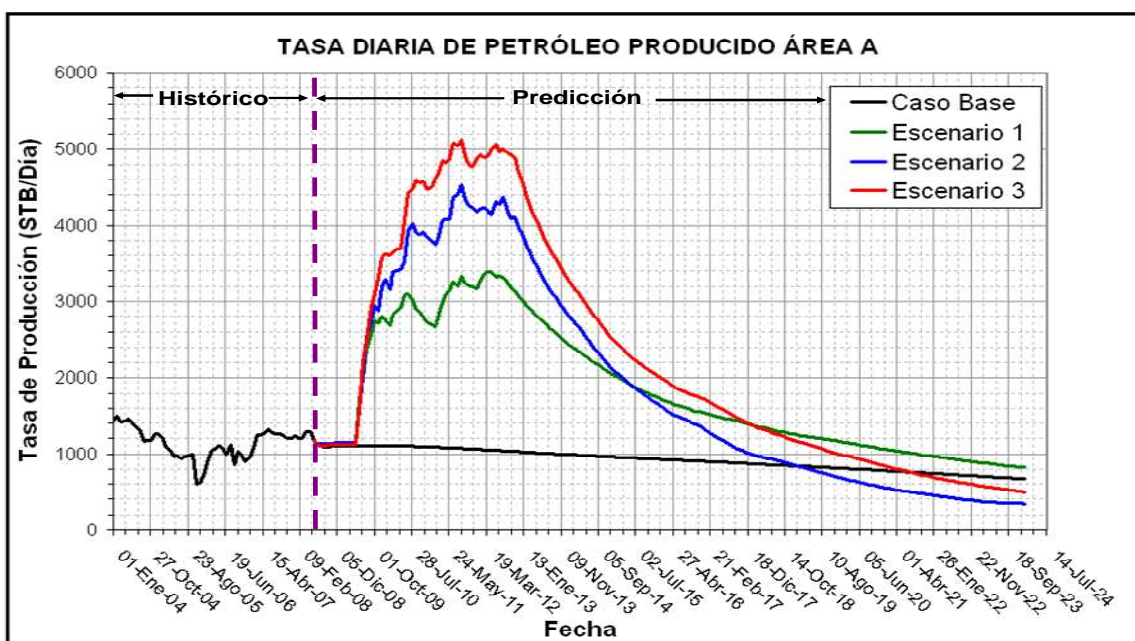
Cabe destacar que los valores de la función objetivo fueron todos negativos. La razón de estos datos tan bajos radica en la incidencia fuerte en el modelo económico de la variable de incertidumbre que representa el precio del petróleo, ya que la función de distribución que se utilizó para esta variable es una Log-normal sesgada hacia la izquierda, en donde se encuentran la mayor cantidad de valores bajos de cotización de petróleo (sólo en algunas iteraciones el valor que tomó esta variable fue lo suficientemente alto como para que el valor de VPN fuera positivo).

Figura 67. Valores obtenidos de la función objetivo para cada escenario propuesto.



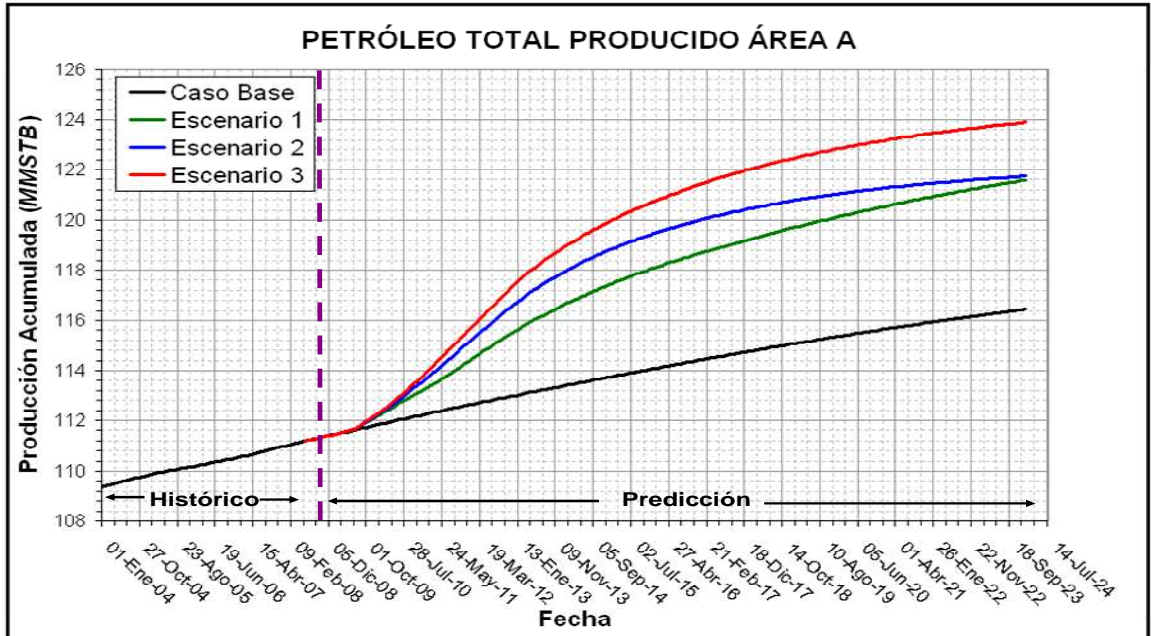
Fuente: Archivos de resultados de los escenarios de predicción.

Figura 68. Comparación de los perfiles óptimos de producción diaria de petróleo obtenidos en cada escenario de predicción con el caso base.



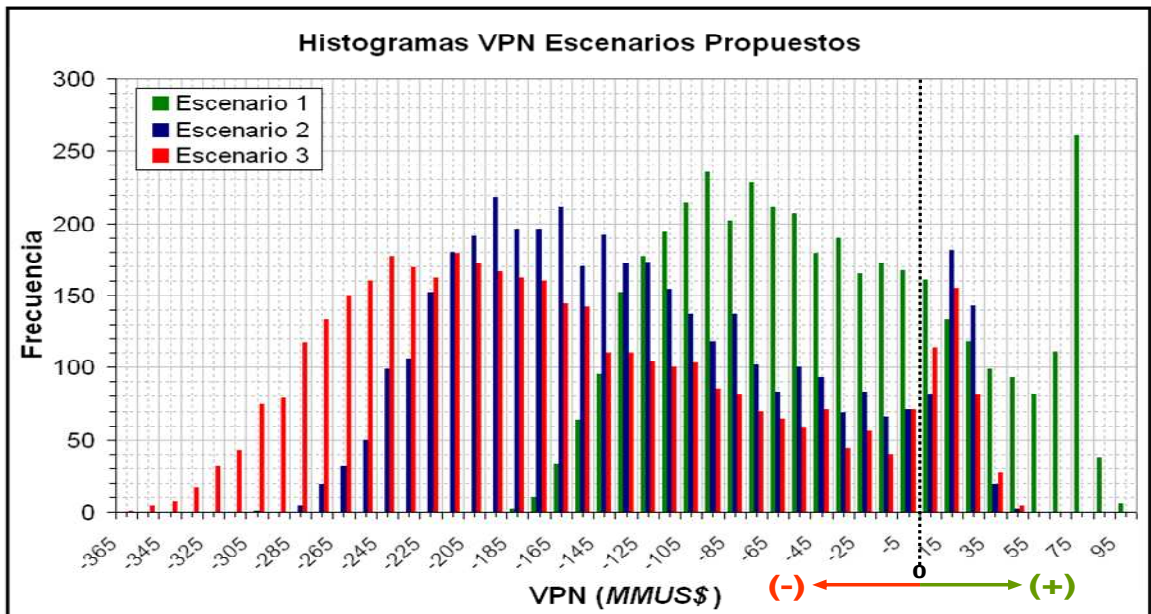
Fuente: Archivos de resultados de los escenarios de predicción.

Figura 69. Comparación de los perfiles óptimos de producción acumulada de petróleo obtenidos en cada escenario de predicción con el caso base.



Fuente: Archivos de resultados de los escenarios de predicción.

Figura 70. Histogramas de VPN obtenidos de los modelos de incertidumbre económicos para cada escenario propuesto.



Fuente: Archivos de resultados de los escenarios de predicción.

Adicional a la dependencia del precio del petróleo para que los escenarios sean económicamente viables, se pudo observar que la recuperación adicional de reservas no fue la mejor para algunos escenarios, especialmente el segundo, comparada con la recuperación final del caso base. La recuperación adicional para el primer escenario fue de 5.12 *MMSTB*, para el segundo 5.20 *MMSTB* y para el tercero 7.44 *MMSTB*. De estos resultados se puede decir que los escenarios 2 y 3 recuperan poco con respecto al escenario 1, más si se tiene en cuenta que para la aplicación de estos escenarios se incurren en costos adicionales como es la perforación de nuevos pozos, razón por la cual los histogramas de frecuencia del VPN resultantes son mucho mas bajos para los casos de predicción 2 y 3 que para el caso de predicción 1.

Otro término adicional para la selección del escenario óptimo es la probabilidad de que el VPN sea inferior a cero, o el riesgo de perder dinero (VPN negativo). De los escenarios propuestos, el que tiene menor riesgo a perder dinero es el primero con una probabilidad de 0.74 (o 74%); el segundo y el tercero presentan una probabilidad mucho mayor (0.94 [94%] y 0.95 [95%] respectivamente). Si bien se pudo definir un escenario óptimo con análisis de riesgo, se puede observar que el riesgo de pérdida de dinero para los tres escenarios es muy alto, solamente el primer escenario da una esperanza algo leve de posibilidad de ganancia (la probabilidad de ganancia del escenario 1 es 0.26 [o 26%]). La posible explicación a estos comportamientos radica en el comportamiento del precio del petróleo, los costos relativamente altos para el desarrollo de cada uno de los escenarios y la baja recuperación adicional de petróleo obtenida de cada uno de los casos de predicción propuestos.

5. CONCLUSIONES

- ✓ Se realizó un análisis de sensibilidad al modelo estático del área A del campo Tibú con el fin de determinar las variables que generan mayor incertidumbre en el modelo de simulación y que pueden afectar el comportamiento del mismo sobre la producción acumulada de fluidos. A partir de este análisis de sensibilidad y teniendo en cuenta el análisis bibliográfico se definieron como variables de incertidumbre los multiplicadores de porosidad, *NTG*, permeabilidad areal y vertical; algunas regiones de equilibrio con sus respectivas profundidades de los contactos agua – petróleo y el factor *KH* de algunos pozos.

- ✓ Se construyó y se corrió el modelo probabilístico de ajuste histórico automático con las variables de incertidumbre seleccionadas y con sus respectivos valores mínimo y máximo calculados a partir de las distribuciones obtenidas del análisis estadístico de datos de los parámetros petrofísicos involucrados y de las suposiciones hechas para aquellas variables en las que no se contaba con información. El parámetro que permitió definir las mejores iteraciones fue el valor de la función objetivo de minimización. De 21 iteraciones que ejecutó el modelo, 9 presentaron buen ajuste, seleccionando de esas 9 iteraciones la iteración 15 ya que cumplió con los mejores ajustes a nivel de yacimientos en las zonas donde habían mayores diferencias entre las curvas de producción diaria de petróleo y de agua.

- ✓ El producto final del proceso de ajuste histórico automático con análisis de incertidumbre es la definición rápida de la cantidad de valores que toman las variables de incertidumbre incluidas en el proceso; las cuales, al ser contenidas en un número igual de modelos de ajuste histórico identificados, permiten evaluar confiablemente los pronósticos de producción.

- ✓ Se aplicó el proceso de optimización de escenarios de predicción con condiciones de incertidumbre para obtener el escenario de explotación óptimo con el mínimo riesgo posible. Este proceso se vio materializado en la construcción de los modelos integrados de predicción (modelo de simulación con modelo económico) para tres escenarios propuestos. El escenario de predicción óptimo que se definió de los tres planteados fue el escenario 1 (reactivación e intervención de pozos productores e inyectores y aumento en un 50% del agua de inyección), ya que dicho escenario logró los valores más altos de VPN y alcanzó una probabilidad de pérdida de dinero (riesgo) menor.

- ✓ En todos los escenarios propuestos, los valores calculados por los modelos para la función objetivo fueron negativos. Las razones principales para que estos datos fueran tan bajos radica en la incidencia fuerte en el modelo económico de la variable de incertidumbre que representa el precio del petróleo, ya que la función de distribución que se utilizó para esta variable fue una Log-normal con asimetría hacia la derecha. Adicionalmente, la recuperación adicional de reservas no fue lo suficientemente grande como para recuperar las inversiones y los costos que necesariamente se requieren en la aplicación de cada uno de los escenarios propuestos. Todas estas razones dan como resultado un alto riesgo de pérdida de dinero o una probabilidad de ganancia muy baja.

- ✓ Aunque el proceso de optimización de escenarios de predicción bajo condiciones de incertidumbre y administración de riesgos en la simulación de yacimientos tiene el potencial de mejorar la planeación de un campo petrolero, este proceso en la práctica es demasiado costoso tanto en uso de recurso computacional como en tiempo de duración del proceso, ya que es una metodología totalmente probabilística que necesita de un número amplio de iteraciones para cubrir el espectro de posibilidades de ocurrencia de un evento dado.

6. RECOMENDACIONES

- ✓ Se sugiere mejorar la subrutina que realiza la conversión de modelos de ECLIPSE 100 a NEXUS, ya que durante el desarrollo del proyecto se presentaron inconvenientes con la migración del modelo de simulación.
- ✓ Es necesario investigar más acerca de la descripción y aplicación de otras metodologías existentes para la estimación de las incertidumbres en el modelamiento de yacimientos, las cuales sean más efectivas en cuanto al tiempo de cómputo, uso de recursos computacionales y en la obtención de resultados confiables.
- ✓ Se sugiere una mejora a las subrutinas de la aplicación del modelamiento integrado del yacimiento con el análisis económico de la herramienta DMS cuando se definen solamente variables de decisión en el modelo de simulación del yacimiento, ya que las iteraciones internas de incertidumbre definidas para el proceso se aplican también para el modelo de reservorio, dando como resultado la repetición innecesaria de corridas del modelo de simulación, lo cual genera un costo alto en tiempo de cómputo.
- ✓ Se recomienda el uso de la computación en paralelo en los modelos integrados de predicción con el fin de poder realizar la cantidad de corridas necesarias para garantizar la cobertura de toda la variabilidad posible que se pueda presentar en el parámetro económico que se evalúe como función objetivo.
- ✓ Se recomienda estudiar otros escenarios de predicción para el área A del campo Tibú, como por ejemplo la perforación de pozos horizontales o pozos desviados y la aplicación de un método de recobro mejorado. Adicionalmente, se sugiere priorizar el desarrollo de las áreas restantes del campo.

✓ Es aconsejable hacer un estudio más detallado de los costos asociados a las diferentes actividades y trabajos que se puedan llevar a cabo en el campo Tibú con el fin de reducir gastos, permitiendo de esta forma la viabilidad económica de los proyectos que se puedan aplicar en el campo.

NOMENCLATURA

x : Variable aleatoria.

$F(x)$: Función de probabilidad.

$FO\ min$: Función objetivo de minimización (adimensional).

N : Número de datos observados.

d_i^{obs} : Dato i -ésimo observado.

d_i^{sim} : Dato i -ésimo simulado o calculado.

VPN : Valor presente neto [$MMUS\ \$$].

FC : Flujo de caja bruto [$MMUS\ \$$].

$CAPEX$: Costos de inversión [$MMUS\ \$$].

$OPEX$: Costos de operación [$MMUS\ \$$].

NFC : Flujo de caja neto [$MMUS\ \$$].

d : Tasa de descuento [porcentaje].

Subíndices

t : Unidad de tiempo o paso de tiempo.

T : Tiempo final.

BIBLIOGRAFÍA

BEGG, S. H., BRATVOLD, R. B. and CAMPBELL, J. M. Improving Investment Decisions Using a Stochastic Integrated Asset Model. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (30 September – 3 October: New Orleans, La. U.S.A.). SPE No. 71414. 2001.

BRASHEAR, J. P.; BECHER, A. B. and FAULDER, D.D. Where Have All the Profits Gone?. En: Journal of Petroleum Technology. June 2001.

BRAVO M., Oscar y SANCHEZ C., Marleny. Gestion Integral de Riesgos. Tomo I. 2 ed. Bogota, D. C.: Bravo & Sanchez, E.U., 2007.

CULLICK, A. S. *et al.* Optimizing Multiple-Field Scheduling and Production Strategy with Reduced Risk. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (5 – 8 October: Denver, Colorado, U.S.A.). SPE No. 84239. 2003.

CHEWAROUNGROAJ, Jirawat, VARELA, Omar J. and LAKE, Larry W. An Evaluation of Procedures to Estimate Uncertainty in Hydrocarbon Recovery. En: SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management (25-26, April: Yokohama, Japan). SPE No. 59449. 2000.

DAMSLETH, Elvind, HAGE, Asmund and VOLDEN, Rolf. Maximum Information at Minimum Cost: Development Study With an Experimental Design. En: Journal of Petroleum Technology. December, 1992.

FAISAL, F and AL-THANI, J. Risk and Uncertainty Modelling in the Oil and Gas Industry. En: 14th SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference (12 – 15, March: Bahrain). SPE No. 93129.2005.

FLORIS, F. J. T. and PEERSMANN, M. R. H. E. E&P Decision Support System for Asset Management – A Case Study. En: SPE European Petroleum Conference (24-25, October: Paris, France). SPE No. 65146. 2000.

FRIEDMANN, F., CHAWATHE, A. and LARUE, D. K. Assessing Uncertainty in Channelized Reservoirs Using Experimental Designs. En: SPE Reservoir Evaluation & Engineering. August, 2003.

GAWAITH, D. E. and GUTTERIDGE, P. A. Decision-Driven Reservoir Modeling: The Next Big Thing. En: SPE Reservoir Simulation Symposium (14-17, February: Houston, Texas. U.S.A.). SPE No. 51890. 1999.

HALLIBURTON - LANDMARK. Aplicación de la metodología FEL a proyectos de explotación. [Diapositivas PowerPoint]. CD. 2007.

HEGSTAD, B. K. *et al.* Rapid Scenario and Risk Analysis for a Complex Gas Field With Large Uncertainties. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (26 – 29, September: Houston, Texas. U.S.A.). SPE No. 90961. 2004.

KABIR, C. S. *et al.* Decision Making With Uncertainty While Developing Multiple Gas/Condensate Reservoirs. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (9 – 12, October: Dallas, Texas. U.S.A.). SPE No. 95528. 2005.

http://es.wikipedia.org/wiki/Distribuci%C3%B3n_gamma

http://es.wikipedia.org/wiki/Distribuci%C3%B3n_chi-cuadrado

http://es.wikipedia.org/wiki/Distribuci%C3%B3n_t_de_Student

http://www.inflationdata.com/inflation/inflation_rate/Historical_Oil_Prices_Table.asp

MASCHIO, C., SCHIOZER, D. J. and MOURA FILHO, M. A. B. A Methodology to Quantify the Impact of Uncertainties in the History Matching Process and in the Production Forecast. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (9 – 12 October: Dallas, Texas. U.S.A.). SPE No. 96613. 2005.

MONTGOMERY, Douglas C. Diseño y análisis de experimentos. 2.ed. México.: Limusa Wiley, 2007.

NARAYANAN, K., CULLICK, S. and BENNETT, M. Better Field Development Decisions from Multiscenario, Interdependent Reservoir, Well and Facility Simulations. En: SPE Reservoir Simulation Symposium (3-5 February: Houston, Texas. U.S.A.). SPE No. 79703. 2003.

OROZCO IBARRA, Andrés Fernando y ROCHA SALDARRIAGA, Nelson Armando. Determinación de potenciales (IPR) en pozos horizontales y desviados para flujo en dos fases usando una herramienta software basada en simulación Monte Carlo. Trabajo de Grado Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga (Santander): Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico – Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2008.

ØVREBERG, Olav, DAMSLETH, Elvind, and HALDORSEN, H.H. Putting Error Bars on Reservoir Engineering Forecasts. En: Journal of Petroleum Technology. June 1992.

PETROBRAS. Reporte Técnico de Ingeniería, Campo Tibú. Área A. Bogota D.C. 2008.

REIS, L. C. Risk Analysis with History Matching Using Experimental Design or Artificial Neural Networks. En: SPE Europec/EAGE Annual Conference and Exhibition (12 – 15 June: Vienna, Austria). SPE No. 100255. 2006.

SAWYER, D. N., *et al.* Factorial Design Analysis of Wet-Combustion Drive. En: SPE-AIME 47th Annual Fall Meeting (8 – 11, October: San Antonio, Texas. U.S.A.) SPE No. 4140. 1972.

SOLIS, Romeo *et al.* Risk, Uncertainty and Optimization for Offshore Gas Asset Planning in Litoral Tabasco. En: SPE Annual Technical Conference and Exhibition (26 – 29 September: Houston, Texas. U.S.A.). SPE No. 90177. 2004.

WALPOLE, Ronald E. y MYERS, Raymond H. Probabilidad y Estadística. 4 ed. México D.F.: McGraw Hill. 1997.