

SELECCIÓN DE UN ESCENARIO ÓPTIMO DE EXPLOTACION PARA UN SECTOR DEL CAMPO TIBÚ MEDIANTE ANALISIS DE INCERTIDUMBRE Y RIESGO EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

Edwin Javier Carrero Suescún¹, Anibal Ordóñez
Rodríguez², Olga Patricia Ortiz Cancino³

RESUMEN

En el presente trabajo se muestra la aplicación de 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 hacer un análisis de sensibilidad 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, involucrando la administración de riesgos.

La aplicación de esta metodología permitió definir un escenario óptimo de explotación, que consiste en la reactivación e intervención de pozos productores e inyectores. Si bien esta metodología tiene el potencial de mejorar la planeación de explotación 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.

Palabras claves: Incertidumbre, Análisis de Riesgo, Optimización, Simulación Probabilística.

ABSTRACT

In this paper the application of uncertainty and risk analysis concepts in reservoir simulation to select the optimal exploitation strategy for a sector model of Tibú field are shown. For that, it was necessary to do a sensitivity analysis to static model of reservoir in order to identify and prioritize the uncertainty variables that more affect the reservoir simulation model. Subsequently it was performed an automatic and probabilistic history matching involving selected uncertainty variables. Finally, it was defined the optimal exploitation strategy from optimization under uncertainty conditions process, involving the risk management.

The application of this methodology allowed defining optimal exploitation strategy, which consists in the reactivation and intervention of some producers and injectors wells. While this methodology has the potential to improve 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.

Keywords: Uncertainty; Risk analysis, optimization, Probabilistic simulation

¹Ingeniero de petróleos, M.Sc. en Ingeniería de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga. Colombia.

²Ingeniero de petróleos, M.Sc. Instituto Colombiano del Petróleo ICP, Piedecuesta (Santander). Colombia.

³Ingeniera de petróleos, M.Sc. Universidad Industrial de Santander, UIS. Bucaramanga. Colombia.

INTRODUCCION

Si bien el modelamiento de yacimientos ha tenido un relativo éxito en los últimos años, existen altas discrepancias entre las ganancias esperadas y las obtenidas en la industria petrolera (Brashear, Becher & Faulder [2001]). Esto se debe en parte a las deficiencias sistemáticas en los flujos de trabajo y a los procesos de análisis de decisión. Generalmente, en la administración de yacimientos se utiliza un proceso de trabajo secuencial, en donde las incertidumbres o interdependencias entre las disciplinas a menudo no se incluyen. Por lo general, el modelo económico resultante es optimista en valor absoluto y en el riesgo que se pueda manejar. Narayanan, Cullick & Bennet [2003] describieron un sistema que integra las disciplinas, en el cual el equipo trabaja de forma interdisciplinaria y es capaz de preservar y proporcionar incertidumbres interdependientes; dando como resultado evaluaciones de alternativas que avalúan mejor la incertidumbre y el riesgo.

ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE

La 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 que hacen parte del modelamiento del yacimiento se deducen a partir de muestras volumétricas pequeñas. Por tanto, las variables se estiman a partir de interpretaciones geológicas y de ingeniería, las cuales no dejan de tener un grado de subjetividad. Chewaroungroaj, Varela & Lake [2000] han planteado algunas técnicas para estimar las incertidumbres en las variables que intervienen en los modelos de simulación, las cuales son:

- ✓ Simulación Monte Carlo.
- ✓ Análisis de primer y segundo orden.
- ✓ Enfoque de un parámetro a la vez.
- ✓ Superficie de respuesta (*Response Surface Modelling, RSM*).
- ✓ Diseños experimentales.

Existen pocas referencias bibliográficas referentes a las distribuciones de probabilidad más apropiadas para cada una de las incertidumbres asociadas a un yacimiento petrolífero. Orozco y Rocha [2008], Narayanan, Cullick & Bennet [2003] y Solís *et al* [2004] propusieron en cada uno de sus trabajos una serie distribuciones de probabilidad para algunas variables de incertidumbre a nivel de yacimientos, producción y análisis económico. Sin embargo, solamente con los datos disponibles de las

variables que pudieran estar sujetas a incertidumbre en un modelo, se puede definir una distribución apropiada. No obstante, si se carecen de datos de la variable, una buena aproximación sería utilizar las distribuciones propuestas por los anteriores autores.

AJUSTE HISTORICO

El ajuste histórico consiste en la modificación del modelo de simulación inicial con el fin de reproducir los datos de presión y producción observados. Este procedimiento conduce a un solo modelo de simulación que es utilizado para los pronósticos de producción. Sin embargo, el ajuste histórico es un problema inverso que puede llevar a múltiples soluciones. Por lo tanto, los modelos determinísticos no garantizan la confiabilidad en los pronósticos de producción.

En este contexto, se está convirtiendo en una práctica común el análisis probabilístico teniendo en cuenta las incertidumbres en las propiedades del yacimiento. Sin embargo, existe una carencia de metodologías para integrar el análisis de incertidumbre con el ajuste histórico. Maschio, Schiozer & Moura Filho [2005] mostraron un análisis probabilístico del proceso de ajuste histórico. Reis [2006] presentó tres metodologías basadas en diseños experimentales, modelamiento de respuestas en superficie (*RSM*) y redes neuronales.

Ambos trabajos 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, la cual se define como:

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

Donde

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

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

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

OPTIMIZACIÓN DE DECISIONES Y ANÁLISIS DE RIESGOS.

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. Bravo y Sánchez [2007] definen al riesgo en forma general como una medida de la variabilidad de los posibles resultados que se pueden esperar de un evento. Desde el punto de vista financiero, el riesgo contempla las probabilidades de perder dinero al considerar las variables más importantes en el desarrollo del proyecto.

Cullick *et al.* [2003] 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, un modelo económico, y un algoritmo Monte Carlo con un procedimiento de búsqueda de optimización global. Los componentes del sistema se describen de forma general como objetivos, parámetros estáticos (con o sin incertidumbre), variables de decisión y restricciones. Narayanan, Cullick & Bennet [2003] presentaron una descripción de cada uno de los componentes. Un objetivo es la declaración de la meta; la cual por lo general es maximizar un parámetro de producción o económico. Los parámetros estáticos son variables que no pueden ser controladas y que pueden tener incertidumbres asociadas con ellos; las variables de decisión son aquellas en las cuales se tienen control; las restricciones son las condiciones de frontera, las cuales restringen valores disponibles para las variables de decisión.

MODELO DE SIMULACION DEL ÁREA “A” DEL CAMPO TIBÚ

El campo Tibú lo conforman dos anticlinales, el anticlinal Tibú y el anticlinal Socuavó, siendo la Formación Barco su principal yacimiento. Operacionalmente el campo ha sido dividido en cinco áreas. Para el desarrollo del presente trabajo se decidió tomar el área A, ya que es la que presenta mayor desarrollo. El área A cuenta con 84 pozos productores (48 activos y 36 inactivos), 52 inyectores (7 activos y 45 inactivos); el enmallado utilizado es de 90x162x21; el petróleo es de 32° API con un punto de burbuja de 1643 psia, la saturación inicial de agua es de 0.30 y una saturación de aceite residual de 0.33. Para la presión inicial del yacimiento se determinó

un valor de 2100 *psia* a 4500 *ft* TVDSS y se especificaron cuatro regiones de equilibrio con una profundidad del contacto agua-petróleo (WOC) diferente.

La inicialización del modelo permitió obtener el volumen original in-situ de aceite (OOIP), cuyo valor fue de 545 *MMSTB*. Luego de inicializado el modelo, se procedió a hacer un ajuste inicial de la presión promedia del yacimiento; ya que para aplicar el análisis de incertidumbre y riesgo se recomienda tener un ajuste inicial de este parámetro. La figura 1 presenta los resultados del ajuste de presión, el cual 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 20% del total de agua inyectada.

METODOLOGIA PROPUESTA

La metodología propuesta para la aplicación del análisis de incertidumbre y riesgo en el proceso de simulación de yacimientos presenta tres flujos de trabajo:

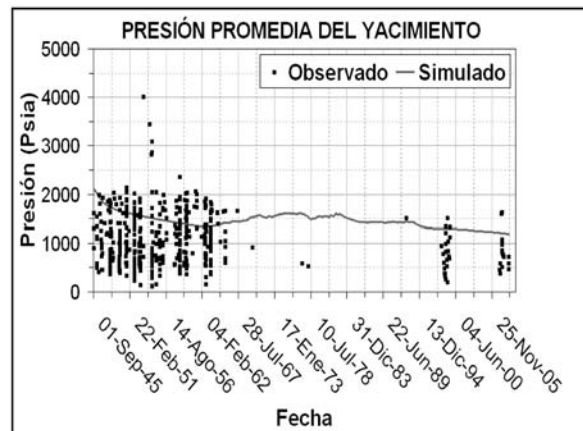


Figura 1. Ajuste inicial de la presión promedia del yacimiento. Fuente: Modelo de simulación área A.

1. El análisis de incertidumbre al modelo estático.

Este flujo permite definir las variables del modelo estático que más afectan el proceso de ajuste histórico de fluidos. Este flujo de trabajo consta de:

- ✓ Análisis del modelo estático del yacimiento.
- ✓ Definición de las variables que van a intervenir en el análisis de sensibilidad.
- ✓ Definición de los tipos y atributos de distribución (triangular, normal, etc.).
- ✓ Construcción del modelo de incertidumbre y simulación del modelo.

- ✓ Análisis de resultados mediante diagramas tornado.
- ✓ Selección de las variables con incertidumbre que más afectan la producción acumulada de fluidos.

2. Proceso de ajuste histórico. El flujo de trabajo para realizar el ajuste histórico del modelo de simulación involucrando las variables con incertidumbre consta de:

- ✓ Definición de las Funciones de Distribución de Probabilidad (FDP) a las variables con incertidumbre.
- ✓ Construcción y simulación del modelo de optimización de ajuste histórico.
- ✓ Análisis de resultados y selección de la mejor combinación de los parámetros para obtener el mejor ajuste histórico.

3. Selección del escenario óptimo de explotación mediante análisis de riesgo. El flujo de trabajo para determinar el escenario óptimo de explotación consta de:

- ✓ Determinación de los componentes del modelo integrado.
- ✓ Definición de la función objetivo, las incertidumbres, las variables de decisión y las restricciones.
- ✓ Construcción y simulación del modelo integrado.
- ✓ Análisis de resultados y determinación del mejor escenario de explotación para el yacimiento.

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

1. ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE AL MODELO ESTÁTICO.

A partir del análisis del modelo estático, se definieron los siguientes parámetros que eran susceptibles de presentar niveles moderadamente altos de incertidumbre:

- ✓ 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 (WOC).

- ✓ Valores de permeabilidad-espesor neto (*KH*) de algunos pozos que no tuvieron buen ajuste inicial de fluidos.

De este análisis se obtuvieron un total de 22 variables de incertidumbre. Como no se tenía 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 *NTG*); para el WOC se utilizaron cuatro variables independientes; para los valores de *KH* de los pozos, se utilizaron multiplicadores y se definió una variable para cada pozo. A partir de estas valoraciones se construyeron funciones de distribución de probabilidad triangulares, ya que precisamente por la falta de datos, es la distribución más recomendada en la literatura (Narayanan, Cullick & Bennet [2003]; Bravo y Sánchez [2007]).

Posteriormente se construyó el modelo de incertidumbre y se definió el número de iteraciones. De acuerdo a algunas sugerencias hechas por el personal técnico de las aplicaciones basadas en experiencias anteriores, y al hecho de que los tiempos de simulación del modelo fueron altos, se decidió trabajar con un número de iteraciones igual a $2 * (22) + 1 = 45$, el cual permitiría cubrir el espectro de las variables. Ejecutada la simulación del modelo de incertidumbre, se construyeron diagramas tornado para analizar los resultados obtenidos. La figura 2 presenta el diagrama tornado para la producción acumulada de petróleo. Similares gráficas se construyeron para el agua y el gas.

De los diagramas tornado se puede inferir que las variables que mostraron el mayor impacto respecto a la producción acumulada de fluidos fueron los multiplicadores de porosidad, *NTG*, permeabilidad areal y vertical; adicionalmente los WOC de las regiones de equilibrio 1, 3 y 4 y los multiplicadores de *KH* de algunos pozos. El WOC de la región de equilibrio 2 y el sellamiento de la falla, así como algunos multiplicadores de *KH* de unos pozos no influyeron. Como hay bastantes variables de *KH* de los pozos, fue necesario construir una sola variable para todos los pozos que no ajustan por fluidos producidos.

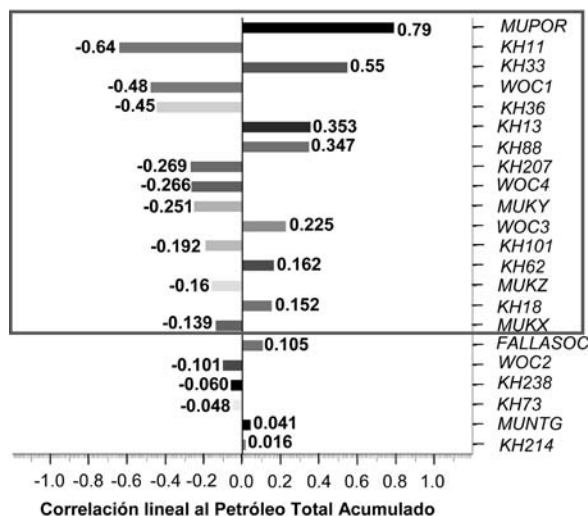


Figura 2. Diagrama tomado del petróleo producido acumulado.

Fuente: Post procesador de DMS.

2. PROCESO DE AJUSTE HISTÓRICO.

Seleccionadas las variables de incertidumbre que intervinieron en el proceso de ajuste histórico automático, fue necesario tener un conocimiento más detallado acerca de estos parámetros. Sin embargo, como la mayoría de las variables son multiplicadores, se tuvo que hacer un estudio sobre las propiedades petrofísicas básicas. Se hizo un análisis estadístico a los parámetros de porosidad, permeabilidad, *NTG* y *KH* de los pozos que no presentaron buen ajuste a partir de algunos datos de estas variables; el cual se presenta en la tabla 1. En cuanto a las variables de las regiones de equilibrio, los *WOC* mantuvieron los mismos valores y distribuciones (triangulares) del estudio de incertidumbre.

Tabla 1. Análisis estadístico de datos para las propiedades petrofísicas y de pozos de las variables de incertidumbre.

	Propiedad			
	Ø (frac.)	K (md)	NTG (frac.)	KH (md-ft)
FDP	Triangular	Log normal	Log normal	Log normal
Media	0.155	82.14	0.206	1049
Desv est.	0.028	90.99	0.159	1188
P10	0.115	17.49	0.068	216.7
P25	0.135	30.10	0.103	376.1
P50	0.158	55.04	0.163	694.2
P75	0.176	100.6	0.259	1281
P90	0.191	173.3	0.391	2224

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

A partir de las distribuciones obtenidas de los parámetros petrofísicos, y tomando los percentiles P25 y P75 y la media, se calcularon los multiplicadores que se usaron en el ajuste histórico automático y probabilístico del modelo. El multiplicador de *NTG* se tomó de la literatura (ya que del análisis estadístico no se obtuvieron valores de *NTG* lógicos). Los valores *KH* de los pozos se colocaron directamente en cada una de las conexiones de los pozos al modelo de simulación. Adicionalmente se incluyó una variable que tuviera en cuenta el tipo de curva de permeabilidad relativa que se utilizó para el ajuste histórico. La tabla 2 presenta los valores mínimo y máximo de las variables que utilizaron en el ajuste histórico automático.

Tabla 2. Valores mínimo y máximo de las variables que intervinieron en el ajuste histórico automático.

Parámetro	Mín.	Máx.
Mult. de <i>NTG</i>	0.9	1
Mult. de ϕ	0.9	1.14
Mult. de <i>Kx</i>	1	1.22
Mult. de <i>Ky</i>	0.98	1.22
Mult. de <i>Kz</i>	0.76	1.22
<i>WOC</i> región 1 (<i>fi</i>)	4740	4760
<i>WOC</i> región 3 (<i>fi</i>)	4910	4930
<i>WOC</i> región 4 (<i>fi</i>)	4850	4870
<i>KH</i> pozos (<i>fi-md</i>)	1680	2000
Curvas de <i>Krow</i> *	1	2

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

Fuente: Modelo de optimización de ajuste histórico.

Una vez construido el modelo de optimización del ajuste histórico automático (el cual presentó un total de 10 variables de incertidumbre), se definió el número de iteraciones de optimización. Se aplicó la fórmula definida para el análisis de incertidumbre; el número de iteraciones de optimización requerido para el proceso fue de $2*(10)+1 = 21$, siendo definidas como funciones objetivo:

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

Realizado el proceso, se graficaron los resultados de la función objetivo de minimización con respecto a las iteraciones realizadas. La figura 3 presenta dichos resultados, la cual permitió definir las iteraciones que presentaron valores mínimos. En este caso se seleccionaron nueve iteraciones como las que mejor muestran ajuste. Ellas son las iteraciones 2, 6, 15, 16, 17, 18, 19, 20 y 21, las cuales permitirían evaluar

confiablemente los pronósticos de producción. Las figuras 4 y 5 muestran los resultados de estas iteraciones con respecto a los datos históricos de la producción diaria de petróleo y agua, respectivamente.

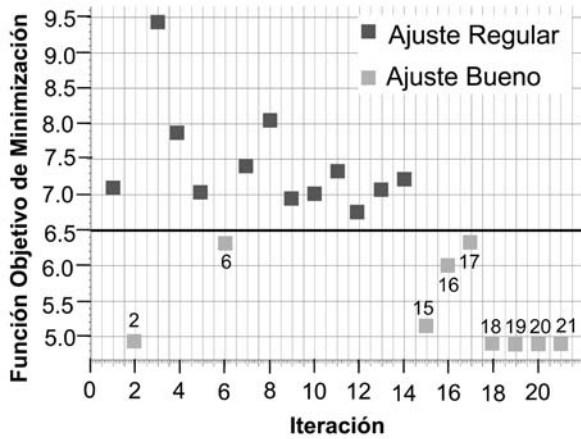


Figura 3. Gráfica valor función objetivo vs. Iteración en el modelo numérico histórico.

Fuente: Post procesador de DMS.

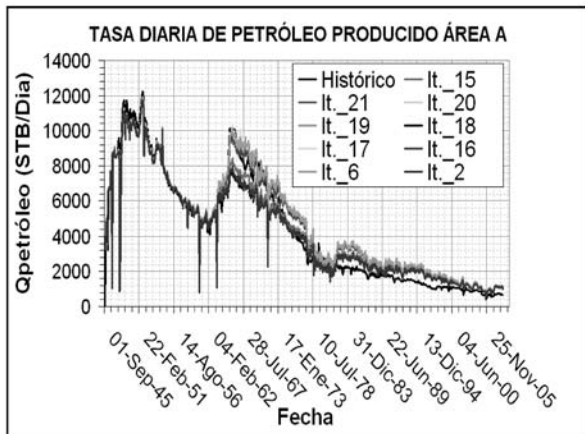


Figura 4. Tasas diarias de producción de petróleo de las mejores iteraciones del modelo de optimización de ajuste histórico automático.

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

Para este trabajo sólo se tomó el mejor modelo de ajuste histórico. El menor valor de la variable objetivo resultó en las iteraciones 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, en las zonas donde habían mayores diferencias entre las dos curvas.



Figura 5. Tasas diarias de producción de agua de las mejores iteraciones del modelo de optimización de ajuste histórico automático.

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

A pesar de este buen resultado, el valor de *OOIP* del modelo de simulación sin ajuste de fluidos fue de aproximadamente 543 *MMSTB*, y con las variables de ajuste obtenidas de la iteración 15, fue de aproximadamente 454 *MMSTB*, lo que representó una reducción de aproximadamente 16.4 %. Por lo anterior, se hizo una corrida sólo en el simulador aumentando levemente los valores de los multiplicadores de *NTG* y porosidad para obtener una reducción de *OOIP* tolerable. Las figuras 6 y 7 presentan los resultados de esta corrida junto con la iteración 15 y los datos históricos de la producción diaria de petróleo y agua, respectivamente.

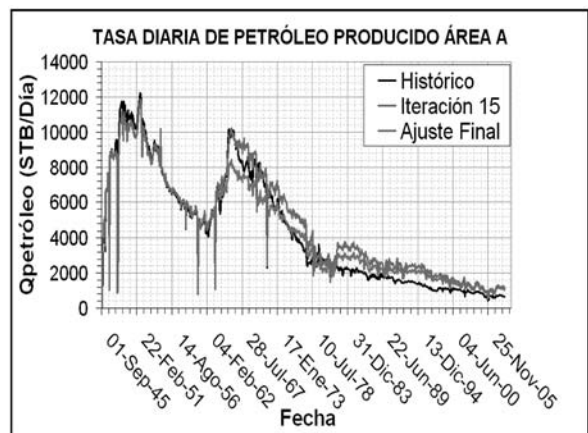


Figura 6. Tasa diaria de producción de petróleo obtenida del mejor modelo de ajuste histórico.

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

Los resultados mostraron 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 logró que el porcentaje de reducción del *OOIP* sea solamente del 10.5 %. Cabe resaltar que el *OOIP* tuvo un efecto importante sobre el comportamiento del ajuste histórico.



Figura 7. Tasa diaria de producción de agua obtenida del mejor modelo de ajuste histórico.

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

3. SELECCIÓN DEL ESCENARIO ÓPTIMO DE EXPLOTACIÓN MEDIANTE ANÁLISIS DE RIESGO

De acuerdo a las condiciones actuales del yacimiento y del campo 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:** Similar al escenario 1, con excepción del aumento al 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:** Similar al escenario 2, con excepción de la perforación *infill* de 30 pozos productores en las zonas de mayor acumulación de petróleo.

Antes de la evaluación de cada uno de los escenarios planteados, se hizo una corrida base, la cual se obtuvo a partir de la continuidad operativa del campo. Para ello fue necesario tener un valor de la presión mínima

de fondo fluyendo ($P_{wf_{min}}$) de los pozos. Este dato no se tenía; razón por la cual se hizo un análisis de incertidumbre al modelo de predicción del caso base para determinar un rango de valores de este parámetro y definir un valor para el caso base, dando como resultado una $P_{wf_{min}}$ de 195 *psia*, exceptuando algunos pozos que presentaron una presión calculada por el simulador menor a este valor; por consiguiente, para estos pozos se dejó dicho valor como $P_{wf_{min}}$.

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 robusto en una hoja de cálculo. El parámetro económico que seleccionó el escenario óptimo de explotación fue 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 arrojó el modelo de simulación fueron colocados de forma automática en el modelo económico.

Para aplicar el sistema de optimización bajo condiciones de incertidumbre y manejo de riesgos, se definieron los siguientes componentes:

- ✓ **Función Objetivo:** El objetivo fue maximizar la media del VPN a un riesgo lo más bajo posible. Dicha variable se definió como:

$$VPN = \sum_t \frac{NFC_t}{(1+d)^t} \quad (4)$$

- ✓ **Variables de decisión.** Básicamente fueron el número de pozos productores e inyectores a reactivar; los trabajos de aislamiento y apertura de zonas productoras; el número de conversión de pozos productores a inyectores y el número de pozos nuevos. Adicional a estas variables, para el escenario 3 se definieron otras referentes a la ubicación areal de 3 pozos nuevos. En la tabla 3 se presentan las variables de decisión para cada uno de los escenarios planteados.
- ✓ **Variables de incertidumbre.** A partir de un análisis hecho a la información económica, se determinó que había incertidumbre en los costos de los trabajos y de operación (excepto los costos de conversión de pozos), adicionalmente se tenía incertidumbre con respecto al precio del petróleo. La tabla 4 presenta las variables de incertidumbre seleccionadas.

Tabla 3. Variables de decisión para los escenarios planteados.

ESCENARIO 1				
Variables de Decisión	Tiempo (Años)			
	2009	2010	2011	2012
# Reac. Prod.	6	4	5	4
# Reac. Iny.	11	4	11	4
# Inter. Prod.	10	9	13	13
# Inter. Iny	0	5	0	2
# Conversión	1	2	1	2
# Perforación	0	0	0	0
ESCENARIO 2				
Variables de Decisión	Tiempo (Años)			
	2009	2010	2011	2012
# Reac. Prod.	9	11	5	4
# Reac. Iny.	13	9	16	7
# Inter. Prod.	10	9	13	13
# Inter. Iny	0	5	0	2
# Conversión	2	2	1	5
# Perforación	3	5	3	4
ESCENARIO 3				
Variables de Decisión	Tiempo (Años)			
	2009	2010	2011	2012
# Reac. Prod.	9	11	5	4
# Reac. Iny.	13	9	16	7
# Inter. Prod.	10	9	13	13
# Inter. Iny	0	5	0	2
# Conversión	2	2	1	5
# Perforación	5	7	9	9

- ✓ **Restricciones.** Se definieron como limitaciones de tipo operacional, entre las cuales estaban 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 5 presenta las variables de restricción.

Tabla 4. Variables de incertidumbre asociadas al modelo económico.

Var. incert.	FDP	Mín.	Prob.	Máx.
\$ Reac. Prod.	Triangular	210	255	300
\$ Reac. Iny.	Triangular	150	210	300
\$ Inter. Prod./ Iny	Triangular	150	220	300
\$ Trat. Petr.	Triangular	3.4	4.3	5.2
\$ Perf.	Triangular	2000	2600	3600
Precio Petr.	Log-normal	Media: 34 <i>US\$/bbl</i> Desv. Est.: 19 <i>US\$/bbl</i>		
Nota: Los costos de Trat. Petr están en <i>US\$/bbl</i> y los demás costos están en <i>KUS\$/pozo</i>				

Tabla 5. Restricciones para los escenarios planteados en el proceso de optimización.

Variable de restricción	Min.	Max.
Q_{liquido} para pozos productores activos.	150	250
Q_{liquido} para pozos productores nuevos.	250	350
Pwf_{min} para pozos por debajo de 195 <i>psia</i>	88	188
Pwf_{min} para pozos con presión de 195 <i>psia</i>	125	318
Nota: Las tasas de producción están en unidades <i>STB/día</i> y las de presión en <i>psia</i> .		

Construidos los modelos integrados de simulación, se definió el número de iteraciones necesarias para cada escenario, de acuerdo a las variables de decisión y de incertidumbre, así como las restricciones definidas en cada modelo. Ya que se trabajó con un modelo integrado y bajo un proceso de optimización con incertidumbre, las corridas se llevaron a cabo en dos ciclos relacionados entre si: uno externo, controlado por las iteraciones de optimización, las cuales afectan las variables de decisión y las restricciones del modelo de simulación; y otro ciclo interno, las cuales afectan solamente las variables de incertidumbre del modelo económico.

Cullick *et al* [2003] reconocieron que el proceso de optimización con análisis de riesgo era demasiado costoso tanto en uso de recurso computacional como en tiempo de duración. En los ensayos desarrollados por estos autores, se necesitaron más de 500 iteraciones de optimización para lograr una estabilización hacia los valores óptimos de la función objetivo; así mismo, los modelos de simulación eran sencillos; condiciones que para el caso de este proyecto fueron difíciles de cumplir, ya que el modelo de simulación es más complejo tanto por su tamaño como por la cantidad de pozos. Adicional a esto, no se contó con computación en paralelo.

Ante estas limitaciones, se decidió determinar un número óptimo de iteraciones (medición del campo estocástico), solamente para el modelo económico. Se realizaron corridas de incertidumbre con diferente número de iteraciones; y se comparó el índice de incertidumbre, el cual está definido como Desviación Estándar/Media y el P10/P90, del VPN. En la Figura 8 se pueden observar los gráficos correspondientes a estos parámetros. Se concluyó que la cantidad mínima de iteraciones es de aproximadamente 3000; por consiguiente, para cada escenario de predicción, adicional a la aplicación del proceso de optimización, se le hizo un análisis de

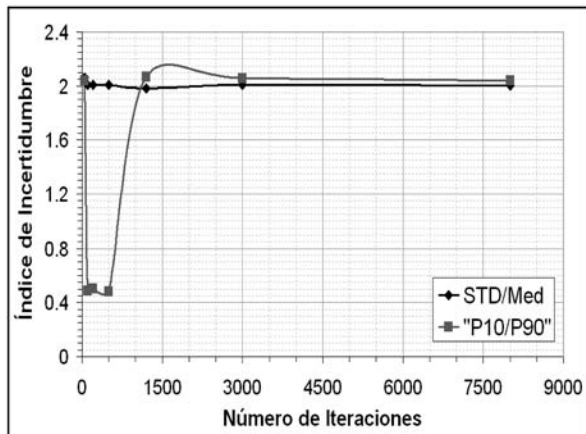


Figura 8. Medición del campo estocástico para el modelo económico utilizado para los escenarios de predicción.
Fuente: Autores

incertidumbre con 4000 iteraciones sólo al modelo económico utilizando el mejor perfil de producción obtenido del proceso de optimización.

Para cada modelo integrado se definieron los siguientes números de iteraciones, teniendo en cuenta algunas veces la formulación del análisis de experimentos factorial y en otros casos la fórmula $(2*n+1)$, tal como se muestra en la tabla 6.

Tabla 6. Definición del número de iteraciones para los modelos integrados de predicción.

	# V. Dec./ Res.	# V. Inc.	Iter. Opt.	Iter. Inc.	Iter. Tot*
Esc. 1	3	5	12	13	156
Esc. 2	2	6	7	6	42
Esc. 3	8	6	20	6	120

* Las iteraciones totales se obtienen al multiplicar las iteraciones de optimización con las iteraciones de incertidumbre.

La figura 9 presenta los resultados de la función objetivo de maximización para cada iteración de optimización para los escenarios de predicción propuestos. La gráfica muestra que el escenario que presentó valores más altos de VPN es el escenario 1. Las iteraciones que están encerradas en un círculo fueron las iteraciones que dieron los resultados más altos de la media del VPN para cada escenario.

Los perfiles de producción diaria y acumulada de estas iteraciones se presentan en las figuras 10 y 11, en las cuales se puede observar que el escenario 3 es el que recuperó más reservas (con un FR incremental de 2.6%); sin embargo, como la evaluación del escenario óptimo se hizo desde el punto de vista económico, el escenario 1, a pesar de recuperar poco petróleo adicional (FR incremental de 1.5%), fue el esquema de explotación que presentó valores mas altos de VPN, como lo muestra la figura 12, la cual presenta el análisis de incertidumbre al modelo económico de cada escenario con su mejor perfil de producción.

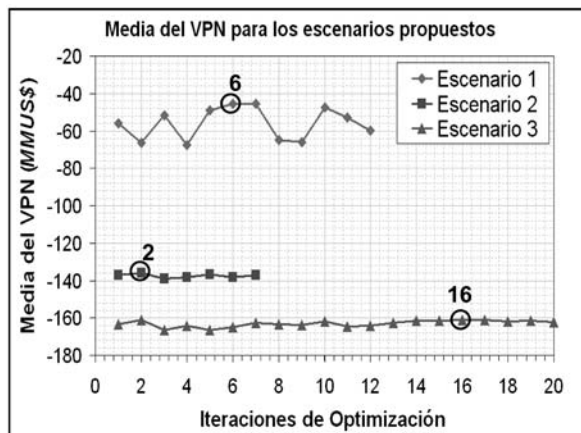


Figura 9. Valores obtenidos de la función objetivo para cada escenario propuesto.

Fuente: Archivos de resultados de los escenarios de predicción.

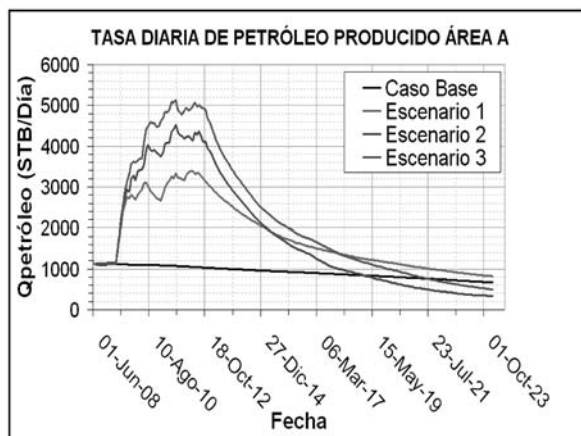


Figura 10. Perfiles óptimos de producción diaria de petróleo de cada escenario de predicción.

Fuente: Archivos de resultados de los escenarios de predicción.

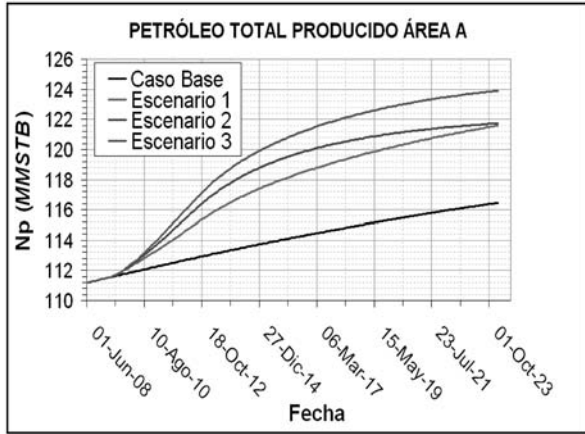


Figura 11. Perfiles óptimos de producción acumulada de petróleo de cada escenario de predicción.
Fuente: Archivos de resultados de los escenarios de predicción.

Cabe destacar que los valores de la función objetivo fueron negativos. La razón estos resultados radica en la fuerte incidencia en el modelo del precio del petróleo. Los valores positivos de VPN para el escenario 1 se obtuvieron con precios por encima de los 45 US\$/barril, para el escenario 2 con 58 US\$/barril y para el escenario 3 con 75 US\$/barril. Además, se pudo observar que la recuperación adicional de reservas no fue la mejor comparada con la del caso base.

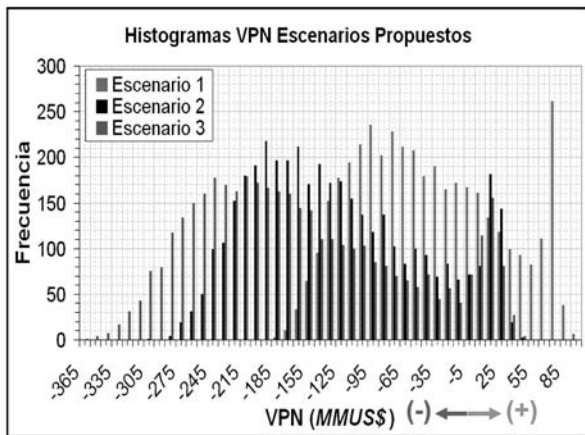


Figura 12. Histograma de VPN para los escenarios propuestos.
Fuente: Archivos de resultados de los escenarios de predicción.

Otro término para la selección del escenario óptimo fue la probabilidad que el VPN sea menor a cero. Para obtener este dato se trabajó con el histograma de frecuencias acumulado. La figura 13 presenta el histograma de frecuencias acumulado para el escenario 1.

1. La distribución de probabilidad que mejor se ajustó a los datos fue la distribución normal. Procedimientos similares se hicieron para los escenarios 2 y 3.

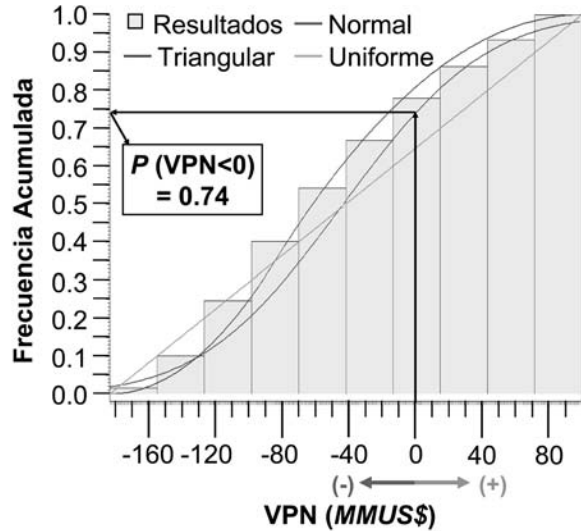


Figura 13. Distribución acumulada del VPN del modelo económico de incertidumbre del escenario 1.
Fuente: Aplicación PDF and correlation finder de la herramienta DMS.

De los escenarios propuestos, el escenario 1 tuvo menor probabilidad de pérdida (74%); comparada con la del escenario 2 y 3 (94% y 95%) respectivamente. Si bien se definió un escenario óptimo con análisis de riesgo, se pudo observar que el riesgo de pérdida de dinero para los tres escenarios fue muy alto, solamente el primer escenario permitiría una esperanza algo leve de posibilidad de ganancia.

CONCLUSIONES.

- ✓ Las variables que generaron mayor incertidumbre en el modelo de simulación fueron los multiplicadores de porosidad, *NTG*, permeabilidad areal y vertical; algunas regiones de equilibrio con sus respectivos *WOC* y el factor *KH* de algunos pozos.
- ✓ El parámetro que permitió definir las mejores iteraciones del modelo de ajuste histórico fue la función objetivo de minimización. La iteración 15 fue la que presentó un mejor ajuste histórico.
- ✓ El producto final del proceso de ajuste histórico con análisis de incertidumbre fue la definición de los valores que toman las variables incluidas en el proceso; las cuales, al ser contenidas en un número igual de modelos de ajuste histórico, permitirían evaluar confiablemente los pronósticos de producción.

- ✓ Se aplicó el proceso de optimización de escenarios de predicción con condiciones de incertidumbre y administración de riesgos. 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).
- ✓ En todos los escenarios propuestos, los valores calculados para la función objetivo fueron negativos. Las razones para que estos resultados fueran tan bajos radica en la incidencia fuerte en los modelos del precio del petróleo, los costos relativamente altos para el desarrollo de los escenarios y la baja recuperación adicional de petróleo obtenida de cada uno de los casos de predicción propuestos.
- ✓ Aunque el proceso de optimización de escenarios de predicción bajo condiciones de incertidumbre y administración de riesgos tuvo el potencial de mejorar la planeación de un campo petrolero, este proceso en la práctica fue demasiado costoso tanto en uso de recurso computacional como en tiempo de duración del proceso.

NOMENCLATURA

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\$].

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

d : Tasa de descuento [porcentaje].

Subíndices

t : Unidad de tiempo o paso de tiempo.

T : Tiempo final.

REFERENCIAS

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. Bravo M., Oscar y Sánchez C., Marleny. *Gestión Integral de Riesgos. Tomo I*. 2 ed. Bogota, D. C.: Bravo & Sánchez, E.U., 2007.
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. Chewaroungroj, 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.
5. Halliburton - Landmark. *Aplicación de la metodología FEL a proyectos de explotación*. [Diapositivas PowerPoint]. CD. 2007.
6. 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.
7. 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.
8. 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.
9. PETROBRAS. *Reporte Técnico de Ingeniería, Campo Tibú. Área A*. Bogota D.C. 2008.
10. 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.

11. 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.

Fecha de recepción: Abril de 2009

Fecha de aceptación: Junio de 2009